Análisis de Causa Raíz del Incidente entre la PAE Usumacinta y el KAB-101 23 de Octubre del 2007

Por:
Brian Leis, Richard Chidester, Stephanie Flamberg, Jon Olson, Susan Rose, Julio Aysa, Mauricio Moreno, José Chapela y Thomas Thomas

Battelle's Energy Systems
505 King Avenue
Columbus, OH 43201

Para:
PEMEX Dirección Corporativa de Operaciones (DCO)
C/O Integrated Trade Systems, Inc.

16 de Junio del 2008

No. de Contrato con el Cliente: SC-25-1380/2007
No. de Contrato Battelle:

Reporte Final

sobre

Análisis Causa Raíz del Incidente entre la PAE Usumacinta y el KAB-101 23 de octubre del 2007

Para

PEMEX Corporativo (DCO)

c/o Integrated Trade Systems, Inc.

Client Contract No. SC-25-1380/2007
Battelle Project No. OP48112

Por

Brian Leis, Richard Chidester, Jon Olson, Stephanie Flamberg, Susan Rose, Julio Aysa, Mauricio Moreno, José Chapela y Thomas Thomas

16 de junio del 2008

BATTELLE
505 King Avenue
Columbus, Ohio 43201-2693

Brian Leis

(Hoja en blanco)

Battelle no se dedica a la investigación para efectos de publicidad, promoción de ventas, ni el endoso de los intereses de nuestros clientes, incluyendo la captación de capital inversionista ni recomendaciones sobre inversiones, ni para otros efectos de publicidad ni en relación con ningún litigio. En todo momento Battelle procura producir trabajos de la más alta calidad. Sin embargo, en vista del carácter investigador o experimental de este trabajo, el cliente tendrá exclusiva responsabilidad por las consecuencias de cualquier uso, uso indebido o inhabilidad de usar cualquier información, herramienta, proceso o resultado obtenido de Battelle, y ni Battelle ni sus empleados, ejecutivos, ni Fideicomisarios tendrán ninguna responsabilidad legal por la veracidad, idoneidad o eficacia del mismo.

Brian Lee

Reconocimiento

Este proyecto refleja los esfuerzos conjuntos de Battelle, con el apoyo de dos subcontratistas enfocados al entendimiento de temas relacionados con el soporte del lecho marino y la exploración y producción de petróleo mar adentro. El esfuerzo conjunto de Battelle y sus subcontratistas también se concentra en las tareas extraordinarias enfocadas a los aspectos críticos identificados durante es análisis de causa raíz.

Los subcontratistas de Battelle incluyen al Instituto Norteamericano de Transporte Marítimo (American Bureau of Shipping – ABS) especialmente a través de su consultoría, ABS Consulting, y a la empresa Sea Engineering Incorporated (SEI). ABS Consulting, estuvo involucrado con las aspectos/temas marítimos de la exploración y producción de petróleo mar adentro, mientras que SEI se involucró con los aspectos/temas del soporte del lecho marino. Ambos subcontratistas hicieron aportes notables a favor del contenido del presente Reporte por medio de sus respectivos reportes entregados a Battelle y organizados por el señor Robert Hanraads, Tom Graf y John Stiff de ABS Consulting, y el Dr. Craig Jones de SEI.

Además de los subcontratistas, mucho en Battelle contribuyeron al contenido de este reporte, cuyos esfuerzos están inmersos en los anexos pero no dejan de ser importantes. En este contexto habrá que resaltar la participación del Dr. Mark Perry, quien se involucró con el estudio de las propiedades de los materiales que constituyen las mandarinas y los Dr. Jim Saunders y Steve Ricci, quienes estudiaron la respuesta termodinámica del fluido de la continuación de la fuga y su papel potencial en este incidente.

Brian Lewis

Dedicatoria

Este reporte se dedica a todas las personas involucradas en el incidente entre la PAE Usumacinta y el KAB-101, primordialmente, a la memoria de aquellos que fallecieron. Se dedica en solidaridad a las familias, amigos y colegas de estas veintidós personas, que siempre se extrañarán. De igual forma, se dedica a aquellos que sobrevivieron, a quiénes extendemos un profundo agradecimiento por el apoyo que nos dieron. Finalmente, a aquellos en esta industria petrolera, administradores y expertos, cuyas responsabilidades incluyen las de mantener a salvo a los trabajadores. Sirva este reporte para enfatizar la necesidad de dedicarnos sin descanso a cumplir con esa gran responsabilidad.

Brian Lee

Definiciones

Accidente	Secuencia lógica de eventos cronológicamente relacionados entre sí que constituyen un incidente que ha ocasionado lesiones físicas o daños al medio ambiente o a los activos de la Empresa. En otras palabras, una transferencia no deseada de energía o alguna condición ambiental, estructural o sociocultural que, debido a la ausencia o falla de barreras y controles, ocasiona lesiones físicas, daños a propiedad, o una merma en la producción.
Análisis causa raíz	Metodología que identifica los factores causales que, de ser corregidos, evitarían la reincidencia del accidente.
Análisis de barreras	Técnica analítica empleada para identificar las fuentes de energía y las barreras y controles que fallaron o resultaron deficientes y por ende contribuyeron al accidente.
Barrera	Cualquier cosa utilizada para controlar, prevenir o impedir el flujo de energía. Unos tipos de barreras comunes incluyen los equipos, procedimientos y procesos administrativos, supervisión y administración, dispositivos de alerta, conocimientos y destrezas y barreras físicas. Las barreras pueden afectar el control o la seguridad.
Causa contribuyente	Un evento o condición que, en conjunto con otras causas, incrementa la probabilidad de un accidente, pero que por sí sola no ocasionó el accidente.
Causa del accidente	Un factor contribuyente o la causa raíz.
Causa directa	El o los eventos o condiciones físicas inmediatas que causaron el accidente.
Causa-raíz	El motivo primario (el más básico relacionado con un sistema) que explica porqué ocurrió un incidente. En otras palabras, el o los factores causales que, de ser corregidos, evitarían la reincidencia del accidente. Es la causa más básica de un accidente o incidente (v.gr, la falta de controles administrativos adecuados que resulta en desviaciones y factores contribuyentes).
Controles	Los medios para controlar flujos de energía no deseadas. Son medios relacionados con aspectos como el diseño, función, organización o esquema social (v.gr, el aislamiento en un cable eléctrico, una señal de alto, un procedimiento, o la capacitación requerida para obtener un permiso de trabajo).
Cuadro de eventos y factores causales	Representación gráfica de una serie lógica de eventos y condiciones relacionadas que anteceden al accidente.
Evento	Un suceso significativo en tiempo real relacionado con los factores causales. Un accidente consiste de una secuencia de eventos que ocurre durante el transcurso de las actividades laborales y culmina en lesiones o daños involuntarios.
Factor causal	Un evento o condición en la secuencia de un incidente que sea necesaria y suficiente para producir o contribuir a un resultado no deseado. Los factores causales se clasifican en tres categorías: causa directa; causa contribuyente; y causa raíz.
Factor contribuyente	Una condición de mayor impacto que incrementa el riesgo y que se relaciona con aspectos como el diseño, función, organización o esquema social.

Brian Lee

Nomenclatura y Siglas

ABS	American Bureau of Shipping (Instituto Norteamericano de Transporte Marítimo)
AC	Administración del Cambio (Management of Change – MoC)
ACR	Análisis de Causa Raíz (Root Cause Analysis – RCA)
AEU	Aspectos Especiales o Únicos (Special/Unique Aspects – SUA)
AILT	Activo Integral Litoral Tabasco
API	American Petroleum Institute (Instituto Norteamericano del Petróleo)
ASME	American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Norteamericana de Ingenieros Mecánicos)
ATP	Ayudante de Trabajos de Perforación
AyV/MyM	Amenazas y Vulnerabilidades (AyV) / Modalidades y Mecanismos(MyM) [Threats and Vulnerabilities/(failure) Modes and Mechanisms – TV/MM]
B&PV	Boiler and Pressure Vessel (Code) (Código de Calderas y Recipientes Presurizados)
BOP	Blow-Out Preventer (preventor de manifestaciones de pozo)
CDF	Cumulative distribution function (función de distribución cumulativa)
CEI	Comisión Especial Independiente
CG	Centro de gravedad (center of gravity)
CIG	Coordinación Intergubernamental
CM	Control Marino (Marine Control)
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CyD	Carga y Diseño (Loading and Design – L/D)
CyDFC	Construcción y Diseño Final Construido (Construction and As-built – C/AB)
CyM	Condición/estado y Mantenimiento (Condition and Maintenance – C/M)
DNV	Det Norske Veritas
DTI	Diagrama de Tubería e Instrumentación (Piping and Instrumentation Diagram – PID)
EA	Espacio Anular (Annular Space - AS)
EASR	Evacuación, Refugio Seguro y Rescate (Evacuation, Safe Shelter and Rescue)
ESD	Emergency Shut Down (paro de emergencia)
EyP	Exploración y Producción (exploration and production – E&P)
FMEA	Failure modes and effects analysis (análisis de modalidades y efectos de fallas)
FPU	Floating production unit (unidad de producción flotante)
GEMS	Geoscience Earth & Marine Services, Inc.
GdM	Golfo de México (Gulf of Mexico – GoM)
GPS	Global Positioning System (Sistema de Posicionamiento Global)
HAZOP	Hazard and operability (study) [estudio de peligro (riesgo) y operabilidad]

Brian Lee

HSE	UK Health and Safety Executive (Ejecutivo de Salud y Seguridad del Reino Unido)
IL	Independent leg rig (Plataforma de perforación de piernas independiente)
ILC	Independent-leg cantiléver rig (plataforma de perforación de piernas independientes con cantiléver)
IM	Inspección y monitoreo
IMyC	Inspección, monitoreo y control (Inspection, monitoring and Control)
IMO	International Maritime Organization (Instituto Marítimo Internacional)
ITP	Inspector Técnico de Perforación
JU	Jack-up rig (plataforma de perforación autoelevable –P.A.E.)
LE	Limitaciones externas (external constraints – EC)
LoI	Line of Inquiry (línea de investigación)
MARPOL	International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (Convención para Prevenir la Contaminación por los Buques)
MC	Mat-Cantilever (plataforma cantiléver con zapierna ó mat)
MMS	Mineral Management Service (Dirección General de Recursos Minerales de EE.UU.)
MODU	Mobile Offshore Drilling Unit (unidad móvil de perforación mar adentro)
MORT	Management oversight and risk tree (árbol de omisiones y riesgos administrativos)
MTBF	Mean-time between failures (tiempo promedio entre fallas)
NACE	National Association of Corrosion Engineers (Asociación Nacional de Ingenieros en Corrosión)
NGLs	Natural Gas Liquids (líquidos de gas natural)
NORSOK	Standards Norway (Estándares de Noruega)
O/F	Operación o funcionamiento (Operation or Function – O/F)
OyA	Organización y Administración (Organization and Management – O&M)
OpEX	Operating Expenditure (Gasto de operación)
PAE	Plataforma autoelevable de perforación (jack-up rig – JU)
PARE	Planeación, Administración y Respuesta a Emergencias (Emergency Planning, Management, and Response – EPMR)
PC	Perforadora Central, S.A. de C.V.
PDUP	Plan de Desarrollo, Ubicación y Obtención de Permisos (Development Plan, Siting and Permitting – DPSP)
PGR/MP	Procuraduría General de la República / Ministerio Público
SEI	Sea Engineering, Inc.
SERCOMSA	Servicios de Comisariato, S.A.
SDP	Site Developmet Plan (Plan de Desarrollo del Sitio)
SIOP	Sistema de Información de Operaciones (Operations Information System)

Brian Lee

SOLAS	International Convention for the Safety of Life at Sea (Convención Internacional para Proteger Vidas Humanas en Alta Mar)
SRB	Solid rocket booster (cohete portador de combustible sólido)
SSSV	Subsurface Safety Valve / storm valve (válvula de seguridad subsuperficial/válvula de tormenta)
SSV	Surface Safety Valve (válvula de seguridad superficial)
SWL	Still Water Level (línea de aguas tranquilas / nivel del mar)
TEMPSC	Totally enclosed motor-propelled survival craft (bote salvavidas motorizado y totalmente cubierto)
TP	Tubería de Producción (Production tubing - PT)
TyC	Términos y Condiciones (Terms And Conditions)
UK	United Kingdom (Reino Unido)
UOLT	Unidad Operativa Litoral Tabasco (Operation Unit of Litoral Tabasco)
UV	Rayos Ultravioleta
USCG	United States Coast Guard (Guarda Costa de EE.UU.)
VHF	Very high frequency (muy alta frecuencia)
WSD	Working Stress Design (diseño para esfuerzos operativos)

Brian Lee

Índice

Página

Reconocimiento iii

Dedicatoria iv

Definiciones v

Nomenclatura y Siglas vi

Índice ix

Lista de Figuras xii

Lista de Tablas xvi

Índice de Anexos xvi

Resumen Ejecutivo RE1

Antecedentes RE1

Alcance y resultados RE1

Conclusiones y causas directas: La fuga inicial RE4

Conclusiones y causas directas: Continuación de la fuga RE5

Conclusiones: Decesos y Causas Raíz, incluyendo el papel de las Mandarinas RE6

Recomendaciones RE8

Rastreo y seguimiento del pronóstico del clima RE8

Cultura de seguridad RE9

Válvulas de tormenta / Condiciones operativas de los pozos RE9

Condiciones cambiantes en el lecho marino y susceptibilidad a cargas RE9

Emergencia, refugio seguro y rescate RE10

Capacitación para emergencias RE11

§1 Introducción 1

Objetivos y Expectativas de este Análisis Causa-Raíz 2

Alcance y Consideraciones del Proyecto 3

Resumen del Incidente 5

Plataforma Móvil de Perforación Costa Afuera (MODU) para la Exploración y Producción del Petróleo y del Gas 7

El Incidente en Contraste con la Configuración EyP Típica de las Plataformas de Perforación 8

Amenazas y Riesgos Típicos de EyP 9

Líneas de Tiempo del Incidente – Resumen General Post-incidente....12
Estructura y Guión del Reporte....14
§2 Antecedentes Técnicos y Contextuales....18
El Campo de Producción KAB....19
Amenaza Relacionada con las Condiciones Meteorológicas....19
Vulnerabilidades....23
Consecuencias por Defectos y Fallas Estructurales....26
Producto Extraído....28
La Usumacinta: Una Plataforma Autoelevable de Perforación....29
La Plataforma de Producción KAB-101 y sus Pozos: Aspectos Históricos y Relacionados....31
La Plataforma Sea Pony y los Orificios Cilíndricos de Penetración....31
Los Tres Pozos....31
Riesgos en la Producción: Su Evaluación y la Administración de Cambios....32
Huellas y Otras Características del Fondo Marino....34
Aspectos Físicos de la Sea Pony y su Muro Contraincendio....35
Aspectos Físicos de los Pozos en la Plataforma Fija KAB-101....36
Corte Transversal del Pozo 121....37
La Válvula de Tormenta (SSSV)....37
Ubicación de la Plataforma Fija KAB-101, sus Pozos de Producción y las Posibles Plumas Aluviales....40
Traslado y Posición Final de la Usumacinta....41
Condición de los Pozos de la Plataforma Fija KAB-101....45
Mandarinas (Botes Salvavidas)....47
Resumen: Integración de los Datos....49
§3 Reconstrucción del Incidente....53
Introducción....53
Posicionamiento de la P.A.E. Usumacinta....54
Frente Frio 4....56
Movimiento de la P.A.E. Usumacinta....57
Fuga Inicial del Pozo 121....57
Solicitud de Cierre de Pozos en el KAB-101....59
Reportándose al Área Segura (Helipuerto)....60
Preparativos para Controlar la Fuga Inicial....61
Aislamiento de la Fuga Inicial....63

Brian Lee

Continuación de Fuga – Pozo Fuera de Control 66
Declaración de Abandono de Plataforma....68
Abordaje y Descenso de las Mandarinas 69
Navegando en las Mandarinas 70
Mandarina 1....70
Mandarina 2....72
Esfuerzo de Rescate y Recuperación 73
El Morrison Tide 74
El Far Scotia....77
El Isla del Toro....79
El Sagitario....80
Rescate por los Helicópteros al servicio de PEMEX 81
Rescate por los helicópteros de la Marina y Armada de México....83
Reporte de otras Plataformas localizadas cerca de la Usumacinta....84
Sobrevivientes, Fallecidos y Heridos....85
Actividades Subsecuentes....92
§4 Análisis: Factores Causales, Factores Contribuyentes y Escenarios de Falla....93
La metodología ACR 93
Factores Causales y Contribuyentes....94
Recopilación y Análisis de Datos....96
Fuga Inicial 96
Determinando el Punto de Origen de la Fuga 100
Extensión del Cantiléver antes de la Tormenta....101
Movimiento de la Usumacinta 102
Líneas de Investigación Descartadas y Sin Analizar....135
Resumen....138
Continuación de laFuga 140
Control de la Fuga Inicial....140
Continuación de la Fuga....142
Malfuncionamiento de la Válvula de Tormenta....144
Evacuación de Emergencia, Rescate y Recuperación....150
Abandono de la Plataforma de Perforación....154
Refugio Seguro....155
Esfuerzos de Rescate y Recuperación....177
Resumen....182

§5 Causas Directas y Raíz 183
§6 Observaciones y Comentarios 187
§7 Conclusiones y recomendaciones 190
Rastreo y seguimiento del pronóstico del clima 190
Recomendaciones: 191
Cultura de seguridad 192
Recomendaciones: 193
Válvulas de tormenta (SSSV)/Condiciones de operación de los pozos 194
Recomendaciones: 194
Cambio en las condiciones del lecho marino y su susceptibilidad a las cargas 195
Recomendaciones: 195
Emergencia, Refugio Seguro y Rescate 197
Recomendaciones: 199
Capacitación para emergencia 199
Recomendaciones: 200
§8 References 201

Lista de Figuras

Página

Figura 1.1. Vista general de la ubicación mar adentro del incidente en el KAB-101 6
Figura 1.2. PAE-MC (Grijalva) trabajando sobre una plataforma Sea Pony en una configuración típica de EyP 8
Figura 1.3. Vistas de la Usumacinta después del incidente en contraste con la Figure 1.2a/b 8
Figura 1.4. Simulación de la cubierta de la plataforma Sea Pony y la viga del cantiléver de la Usumacinta 14
Figura 2.1. Registros históricos de los vientos y oleaje (Golfo de México Septentrional) 22
Figura 2.2. Distribución de la capacidad de carga en el GdM septentrional 24
Figura 2.3. Resumen de los resultados del estudio de suelos (Fuente citada no. 29) 26
Figura 2.4. Vistas del fondo marino alrededor de la plataforma fija KAB-101 35
Figura 2.6. Vista del muro contraincendio instalado en la plataforma KAB-101 36
Figura 2.5. Vistas de una plataforma fija tipo Sea Pony 36
Figura 2.7. Corte Transversal del Pozo 121 37

Brian Lee

Figura 2.8. La válvula SSSV modelo TRMAXX-10E del fabricante Schlumberger (la parte superior está a la izquierda) 38
Figura 2.9. Estadísticas sobre fallas de válvulas SSSV en servicio: categorías de fallas 39
Figura 2.10. Estadísticas sobre las fallas de válvulas SSSV en condiciones de servicio (índices de frecuencia de falla) 40
Figura 2.11. Imagen LandSat de una pluma aluvial con flujo más allá de la plataforma fija KAB-101(✧) 41
Figura 2.12. Vistas de la posición de la Sea Pony en relación con el ducto hacia Enlace 44
Figura 2.13. Posición final y orientación de la Usumacinta 45
Figura 2.14. Válvulas SSSV del AILT: nivel de riesgo como función de las condiciones de servicio 47
Figura 2.15. Fotografías de mandarinas similares a las que se utilizan en la Usumacinta 49
Figura 2.16. Vientos y oleaje máximos en el GdM meridional el 23 de Octubre 50
Figura 2.17. Vista integrada de los vientos, oleaje y profundidad del agua 51
Figura 3.1. Posición de la Usumacinta y diagrama del KAB-101 en relación al ducto de 10 pulgadas de diámetro hacia la Plataforma Enlace Litoral 55
Figura 3.2. Posición de los pozos y ubicación de las fugas (imagen del KAB-101, tomada el 28 de noviembre de 2006) 58
Figura 3.3. Imagen de la repisa auxiliar soldada al brazo del cantiléver en la P.A.E. Grijalva, similar a la que se encontraba en la P.A.E. Usumacinta 59
Figura 3.4. Ubicación de las embarcaciones que se encontraban cerca de la P.A.E. Usumacinta a las 11:35 horas del 23 de Octubre 60
Figura 3.5. Imagen del botón de paro de emergencia en la P.A.E. Grijalva, ubicado generalmente cerca de la entrada a las oficinas principales 61
Figura 3.6. Ubicación de las embarcaciones a las 13:09 horas del 23 de octubre 63
Figura 3.7. Ruta de acceso al KAB-101 y controlar la fuga inicial (imagen de la P.A.E. Grijalva, plataforma similar a la Usumacinta) 64
Figura 3.8. Ubicación y dirección de la fuga inicial (imagen del KAB-101, tomada el 28 de noviembre de 2006) 65
Figura 3.9. Ubicación de la consola Baker 66
Figura 3.10. Ubicación de las embarcaciones a las 15:10 horas del 23 de octubre 67
Figura 3.11. Ubicación de las embarcaciones a las 15:42 horas del 23 de octubre 69
Figura 3.12. Ubicación de las embarcaciones a las 16:00 horas del 23 de octubre 70
Figura 3.13. Ubicación de las embarcaciones a las 17:28 horas del 23 de octubre 72
Figura 3.14. Ubicación de las embarcaciones a las 16:40 horas del 23 de octubre 74
Figura 3.15. Ubicación de las embarcaciones a las 16:24 horas del 23 de octubre 75

Figura 3.16. Ubicación de las embarcaciones a las 17:28 horas del 23 de octubre 76
Figura 3.17. Ubicación de las embarcaciones a las 18:19 horas del 23 de octubre 77
Figura 3.18. Ubicación del Morrison Tide y el Far Scotia a las 16:54 horas del 23 de octubre.....78
Figura 3.19. Ubicación de las embarcaciones a las 18:04 horas del 23 de octubre 79
Figura 3.20. Ubicación de las embarcaciones a las 19:38 horas del 23 de octubre 80
Figura 3.21. Ubicación de las actividades de rescate del Sagitario a las 20:20 horas del 23 de octubre.....81
Figura 3.22. Ubicación del helicóptero con matrícula XA-UCF a las 21:15 horas del 23 de octubre.....82
Figura 3.23. Ubicación de otras plataformas en relación a la Usumacinta.....85
Figura 4.1. Elementos y flujo de información en un análisis de causa directa y causa raíz 94
Figure 4.2. Línea de tiempo de los eventos que dieron lugar a la fuga inicial 98
Figura 4.3. Punto de origen de la fuga inicial.....98
Figura 4.4. Escenario para la fuga inicial en el Pozo 121.....99
Figure 4.5. Posición de la Usumacinta ántes y después del incidente 103
Figura 4.6. Vista de la Usumacinta y la plataforma fija KAB-101 después del incidente 104
Figura 4.7. Líneas de perfil b atimétrico en el área del Mat 105
Figura 4.8. Dibujo esquemático del cantiléver indicando la ubicación de la repisa auxiliar.....107
Figura 4.9. Dibujo Esquemático Indicando la posición original de la Usumacinta.....108
Figura 4.10. Representación tridimensional de la posición original de la Usumacinta.....109
Figura 4.11. Dibujo esquemático indicando la posición de la Usumacinta al momento del primer contact con el Pozo 121.....110
Figura 4.12. Representación tridimensional del primer contacto de la Usumacinta con el Pozo 121.....111
Figura 4.13. Dibujo esquemático indicando la posición de la Usumacinta al momento del primer contacto con el Pozo 101.....112
Figura 4.14. Representación tridimensional del primer contacto de la Usumacinta con el Pozo 121.....113
Figura 4.15. Dibujo esquemático de la posición final de la Usumacinta.....114
Figure 4.16. Representación tridimensional de la posición final de la Usumacinta 115
Figura 4.17. Condiciones máximas de vientos y oleaje en el area de la Usumacinta durante todos los eventos tropicales entre 1958 y 2000 (se incluye el evento de octubre del 2007 para efectos de comparación).....118
Figura 4.18. Historial de vientos y oleaje antes de y durante el incidente.....118

Brian Lee

Figure 4.19. Ubicación de las otras plataformas de perforación en relación con la Usumacinta al momento del Frente Frío 4 119
Figura 4.20. Dimensiones relativas de las plataformas de perforación previamente ubicadas contiguo a la plataforma fija KAB-101 123
Figura 4.21. Líneas de perfil batimétrico en el area del mat 126
Figura 4.22. Puntos donde se obtuvieron los corazones de muestra del lecho marino 129
Figura 4.23. Imagen landsat tomada el 17 de noviembre de 1980 131
Figure 4.24. Tanques de flotación permanente del mat de la Usumacinta 136
Figura 4.25. (a) Punto de origen y dirección de las fugas; (b) Fotografía de la fuga tomada el 25 de octubre del 2007 141
Figura 4.26. Escenarios de falla para la continuación de la fuga 143
Figura 4.27 a/b/c. (a) Dibujo esquemático de una válvula SSSV en posición cerrada; (b/c) Ejemplo de una válvula SSSV obstruida recuperada de un pozo cerca del campo KAB 146
Figura 4.28. Ubicación de la válvula SSSV 147
Figure 4.29. Línea de tiempo de las actividades de evacuación, rescate y recuperación 152
Figura 4.30. Flujo de eventos y detalles causales relacionados con las mandarinas y los decesos 153
Figura 4.31. La Mandarina 1 volcada se acerca a la playa 157
Figura 4.32. La Mandarina 1 es remolcada hasta la playa 158
Figura 4.33. La Mandarina 1 en posición enderezada en la playa 158
Figura 4.34. La Mandarina 2 volcada se acerca a la playa 160
Figura 4.35. La Mandarina 2 en posición de navegación 160
Figura 4.36. La Mandarina 2 con el casco reparado 161
Figura 4.37. Ubicaciones donde las dos mandarinas llegaron a la costa 161
Figura 4.38. Historial de vientos y oleaje antes de y después del incidente 164
Figure 4.39. Índices de exito (%) para la evacuación y EER de los botes salvavidas de dos ganchos de arriado tipo TEMPSC considerando factores humanos y mecánicos 165
Figura 4.40. Vistas de los planos de fracturación de la Mandarina 2 169
Figura 4.41. Pruebas realizadas a la Mandarina 1 después del incidente 172
Figura 4.42. Descarga de la bomba del sistema de aspersión 173
Figura 4.43. Resumen gráfico y línea de tiempo de los rescates hechos por los buques 180
Figura 4.44. Resumen gráfico y línea de tiempo de los rescates hechos por los helicópteros del ejército y de la marina 180

Figura 4.45. Resumen gráfico y línea de tiempo de los rescates hechos por los helicópteros de PEMEX 181

Figura 6.1. Riesgo para exploración y producción mar adentro en relación a otras industrias ..188

Lista de Tablas

Página

Tabla 1.1. Amenazas y peligros considerados por un plan de desarrollo típico 10

Tabla 2.1. Propiedades de la Formación y del Fluido Producido (Fuente citada no. 58) 28

Tabla 2.2. Posición de la plataforma fija KAB-101 y sus Pozos con Referencia a otros Lugares.....41

Tabla 3.1. Conteo de los sobrevivientes y fallecidos del incidente entre la P.A.E. Usumacinta y el KAB-101.....86

Tabla 4.1. Alcance de los factores causales y contribuyentes 95

Tabla 4.2. Estimación de las condiciones máximas en el area de la Usumacinta el 23 de octubre del 2007 (Fuente: Wilkens Weather Technologies).....116

Tabla 4.3. Estimación de las condiciones máximas en el area de la Usumacinta el 23 de Octubre del 2007 (Fuente: Oceanweather, Inc.) 116

Tabla 4.4. Estimación de las condiciones máximas de las tormentas de un año, 50 años y 100 años (incluyendo eventos tropicales y no tropicales) en el area de la Usumacinta (Fuente: Wilkens Weather Technologies) 117

Tabla 4.5. Estimación de las condiciones máximas de las tormentas de 50 años y 100 años en el mes de octubre (sólo tormentas no tropicales) en el área de la Usumacinta (Fuente: Wilkens Weather Technologies) 117

Tabla 4.6. Indices de Exito (%) para la Evacuación y EER de los Botes Salvavidas de Dos Ganchos de Arriado Tipo TEMPSC Considerando Factores Humanos y Mecánicos 164

Tabla 4.7. Soporte marino y aéreo 179

Índice de Anexos

Página

Anexo A. Descripción General del Proceso de ACR de Battelle.....A1

Anexo B. Aspectos de Otros ACR Relevantes B1

Anexo C. Experimentos de Campo y Observaciones C1

C1: Condiciones Físicas del mat de la PAE Usumacinta C2

C2: Condiciones Físicas de las Mandarinas C16

Brian Lee

C3: Inspección Física del Candelero (Cabezal) de Pozo de los Pozos KAB-101 y KAB-121 ..... C33

Anexo D. Detalles y Descripción de las Plataformas MODU, de las PAE Bethlehem, la Usumacinta y Sea Ponys D1

Anexo E. Estadísticas y Análisis Relevantes sobre MODU E1

Anexo F. Amenazas para las MODUs F1

F1: Plan de Desarrollo del Sitio y Evaluación Relacionada con los Riesgos F2

F2: Historial del Clima y Estados del Mar Relacionados F4

F3: Pronósticos Retrospectivos del Clima F7

F4: Soporte y Estabilidad del Lecho Marino F8

F5: Aspectos Funcionales de la Perforación y Producción F10

Anexo G. Línea de Tiempo de Eventos Históricos (de Largo Plazo) y Relacionados con el Incidente G1

G1: Línea de Tiempo de Eventos Históricos G3

G2: Línea de Tiempo de los Eventos del Incidente hasta el Rescate y Recuperación G4

Anexo H. Líneas de Investigación y su Resumen H1

Anexo I. Cuestionarios de Entrevista y las Variantes Empleadas I1

Anexo J. Resumen de las Entrevistas J1

Anexo K. Recopilación de Datos: Proceso y Resultados K1

K1: Proceso K2

K2: Requerimientos de Información y Base de Datos Resultante K9

K3: Solicitudes Posteriores de Información y Datos; Solicitudes No Documentadas K10

Anexo L. Factores Causales y su Análisis L1

Anexo M. Desarrollo y Priorización de los Escenarios de Falla M1

Anexo N. Reporte y Análisis de las Tareas Extraordinarias N1

Brian Lee

Resumen Ejecutivo

Antecedentes

El 23 de octubre de 2007 y en las primeras horas del día siguiente, 22 personas murieron debido a las decisiones y eventos relacionados con la evacuación/abandono de la unidad de perforación marina o plataforma auto-elevable (PAE) Usumacinta. La PAE Usumacinta se preparaba para trabajar sobre una pequeña plataforma de producción "KAB-101", localizada a unos 18 kilómetros de la costa, al norte de Frontera, Tabasco, México.

Entre las personas fallecidas se encontraban empleados de Petróleos Mexicanos (PEMEX), Perforadora Central (PC), Servicios de Comisariato (SERCOMSA) y dos personas de los barcos involucrados en las operaciones de rescate. Como es usual en todo incidente grave, los sobrevivientes, las compañías involucradas y la prensa, intentan dar diversas explicaciones sobre sus causas. También es común en dichos incidentes que para entender los eventos, sus causas directas y sus causas raíz, se requiera una investigación compleja y laboriosa. Tal investigación debe buscar dejar satisfechas y confiadas a las partes interesadas, sobre sus conclusiones y recomendaciones.

En congruencia con su responsabilidad de procurar la explotación segura de los recursos de petróleo y gas en México, PEMEX contrató los servicios de Battelle para realizar una investigación independiente sobre las causas raíz del incidente entre la PAE Usumacinta y la plataforma KAB-101. Se solicitó a Battelle identificar los factores causales y contribuyentes que subyacen a este incidente, e identificar la causa o causas directas y la causa o causas raíz, tan ampliamente como fuera posible dadas las evidencias disponibles. El Análisis de Causa Raíz (ACR) de Battelle se suma a otras dos investigaciones independientes emprendidas por:

- Una Comisión Especial Independiente (CEI) encabezada por el Premio Nobel de Química Dr. Mario Molina, que a su vez ha coordinado las labores de diversos institutos educativos y de investigación,
- Una Coordinación Intergubernamental (CIG), conformado por varias secretarías de estado y agencias gubernamentales, incluyendo a la Procuraduría General de la República (PGR), la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS), la Secretaría de la Función Pública (SFP) y la Secretaría de Marina (SEMAR), entre otras.

El ACR de Battelle se distingue por su enfoque sistémico en el entendimiento de los problemas y por la formulación de recomendaciones para lograr cambios, a nivel de las causas raíz, que mejoren la seguridad en las operaciones mar adentro de PEMEX, y asegurar que las lecciones aprendidas en este incidente estén bien caracterizadas.

Alcance y resultados

El ACR inició el 4 de diciembre de 2007. De conformidad con lo acordado con PEMEX, tendría una duración de seis meses e incluiría los siguientes alcances:

- Identificación de las causas directas y causas raíz del incidente,
- Identificación de los factores que intervinieron en las principales consecuencias (las muertes, el inicio de la fuga y el efecto del derrame), considerando toda la gama de

factores causales y contribuyentes, tales como la respuesta a la emergencia, la oportunidad de la decisión para evacuar la plataforma, y la suficiencia de los esfuerzos de capacitación sobre seguridad y reacción ante emergencias.

- Los factores contribuyentes identificados de entre los métodos, sistemas, políticas, procesos y procedimientos.
- Recomendaciones a nivel de los factores causales para mejorar el manejo del riesgo de recurrencia.

Este reporte presenta los resultados del ACR, de conformidad con los alcances descritos. En este contexto, resulta fundamental señalar que la válvula de tormenta (válvula de seguridad sub-superficial ó SSSV por sus siglas en inglés) del Pozo KAB-121 (en adelante Pozo 121), por el que se dio la fuga, permanece aún en el pozo y seguirá hasta que la PAE Usumacinta sea removida del sitio del incidente para efectuar trabajos de reacondicionamiento del pozo [ES1].

Este ACR se basó en información existente proporcionada por PEMEX y otras partes, además de nuestros propios esfuerzos de recopilación de datos, incluyendo entrevistas extensas a 43 sobrevivientes, todos los que estuvieron disponibles y dispuestos para hacerlo, y en más de 100 juntas y entrevistas con personas que apoyaron las actividades de recuperación y rescate, así como otras partes interesadas críticas. Del mismo modo, el reporte está basado en el análisis y experimentos de campo, análisis y experimentos de laboratorio e información proporcionada por consultores ampliamente reconocidos en aspectos marinos y de suelos de la exploración y producción en mar abierto. Este ACR estableció una línea de tiempo detallada sobre el incidente, en la que también se le reconoce una perspectiva histórica, cuando resulta procedente. El ACR desarrolló y evaluó, con el detalle requerido en cada caso, más de 100 líneas de investigación que fueron abiertas para esclarecer las brechas de información, o inconsistencias en las evidencias. Algunas de las líneas de investigación más importantes incluyeron lo siguiente:

- Análisis de los factores que contribuyeron al movimiento significativo de la PAE Usumacinta, lo cual resultó en la fuga inicial del Pozo 121 en la plataforma KAB-101. Dentro de este análisis, el papel del viento, las olas y las corrientes asociadas con el Frente Frío No. 4, interactuó con otros temas abordados en nuestra investigación, tales como:
  - El papel de las condiciones del lecho marino, incluyendo la naturaleza de los suelos y sus métricas básicas de resistencia, así como los efectos provocados por actividades previas desarrolladas en el lecho marino que soporta la plataforma,
  - La integridad de la plataforma en sí, particularmente en relación a su orientación, la colocación y condiciones de la zapierna (mejor conocida como “Mat” por su término en inglés), y
  - Aspectos operativos relacionados con la plataforma, incluyendo acciones para asegurar el correcto espacio entre la plataforma, el nivel del mar y la plataforma de

[ES1] Nótese que lo que se denomina válvula de tormenta se conoce comercialmente como una válvula de seguridad sub-superficial (SSSV por sus siglas en inglés).

producción, así como su balance y posicionamiento en relación con el soporte del lecho marino.

- Análisis de las acciones tomadas o no tomadas por el personal de la plataforma para proteger la plataforma y las personas, de los riesgos derivados de su movimiento durante la tormenta. Entre las líneas de investigación más importantes, relacionadas con tales acciones, se encuentran las siguientes:
  - El proceso de monitoreo y verificación del estado seguro de la plataforma y de la unidad de perforación durante la tormenta,
  - Acciones y decisiones relativas al posicionamiento del cantiléver y aseguramiento de la plataforma de perforación frente a la tormenta,
  - Acciones tomadas o no tomadas, para mitigar el riesgo enfrentado por las personas presentes en la plataforma, ante la tormenta inminente,
  - El estado de los sistemas de seguridad en la plataforma de perforación y en la plataforma fija, y
  - Acciones tomadas o no tomadas para cerrar los pozos antes de la fuga inicial.
- Análisis sobre la naturaleza de la fuga y la forma como sus características afectaron su control, incluyendo:
  - La determinación de lo que sucedió tanto al inicio como durante, o como resultado de los intentos para controlar la fuga inicial. En este sentido, fue imprescindible investigar tanto la integridad del pozo como el desempeño de la válvula de tormenta, en la medida que fue prácticamente posible,
  - La evaluación de si el diseño de la Plataforma, incluyendo la ubicación de las válvulas y controles, pudo haber afectado la capacidad para controlar la fuga.
  - Las acciones tomadas por el personal para controlar la fuga. ¿Fueron óptimas ante las limitaciones impuestas por las condiciones del pozo y los riesgos asociados a la tormenta y a la propia fuga?
- Análisis tanto del desempeño humano como del equipo, una vez que la plataforma de perforación fue abandonada, lo cual incluyó:
  - Si las mandarinas estaban materialmente íntegras y en condiciones operativas, y de no ser así, por qué no,
  - Si las acciones humanas tanto dentro como fuera de las mandarinas fueron apropiadas dadas la severidad de la tormenta, y de no ser así, por qué no,
  - Si la gente estaba debidamente capacitada y equipada para sobrevivir en el mar,
  - Si el desempeño de las operaciones de búsqueda y rescate fue el idóneo. Si este proceso se llevó a cabo de la mejor manera posible en términos de la preparación, tiempo de respuesta, estrategia de búsqueda y esfuerzos de rescate; y de no ser así, por qué no.

De acuerdo a lo anteriormente mencionado, fueron evaluadas las evidencias reunidas mediante prácticas comunes a los ACR, y se llegó a conclusiones en términos tanto de las causas directas, relacionadas con circunstancias físicas, como de las causas raíz, que son de naturaleza sistémica.

Posteriormente, se identificaron recomendaciones que, de ser implantadas, disminuirán la probabilidad de un incidente similar.

A través de este proceso de ACR, se desarrolló un claro panorama de los elementos centrales de este incidente. Se determinó que durante una tormenta de gran intensidad, la Usumacinta se desplazó y giró en el lecho marino como consecuencia del clima y otros factores, y que eventualmente se asentó en orificios cilíndricos (conocidos como can-holes) dejados por las plataformas de piernas independientes que se instalaron con anterioridad en el mismo sitio. El asentamiento de la Usumacinta en esos orificios cilíndricos y las fallas existentes en el lecho marino, ocasionaron el contacto entre una repisa auxiliar colocada en la cara interior de la viga de estribor del cantiléver y el árbol de válvulas (mejor conocido como "árbol de producción") del Pozo 121, rompiendo el árbol y ocasionando una fuga de petróleo y gases asociados. Se hizo un intento por controlar esta fuga al cerrar la válvula de tormenta, la cual no selló permanentemente, resultando en la continuación de la fuga proveniente del Pozo 121. Debido al temor a riesgos tóxicos o explosivos asociados con la fuga, y después de un intento heroico por controlar la fuga inicial por parte de un equipo de PEMEX, se tomó la decisión de abandonar la plataforma en las dos mandarinas provistas para dichas contingencias.

Una vez en el mar, las mandarinas ya no funcionaron como un refugio seguro por razones tales como el haber abierto las escotillas o por haberse abandonado prematuramente, lo que resultó en decesos tanto dentro como fuera de las mandarinas. Las operaciones de búsqueda y de rescate asociadas con este incidente, aunque heroicas, no fueron lo suficientemente exitosas, como se pudo constatar con varios fallecimientos que sucedieron durante la ejecución de estas operaciones. Las conclusiones que se presentan a continuación, reflejan las evidencias disponibles y la secuencia de eventos ya mencionada; por otra parte, conviene recordar la existencia de limitaciones o falta de disponibilidad de algunos elementos, como lo es la válvula de tormenta.

Conclusiones y causas directas: La fuga inicial

- La interacción entre el soporte del lecho marino y el Mat de la PAE Usumacinta, junto con el clima adverso de octubre, ocasionaron el desplazamiento (rotación y traslación) de la plataforma de perforación sobre el lecho marino, que dejó de moverse en cuanto invadió los orificios cilíndricos que habían sido dejados en el sitio por una plataforma de perforación de piernas independientes. Esto representó una causa directa que se agrupa dentro de los factores causales genéricos conocidos como "Amenazas y Vulnerabilidades" y "Administración de Cambios". Podrían evitarse problemas futuros de mejor manera, si se dispusiera de un criterio cuantitativo (en base a riesgos) que ayudara a la toma de decisiones en un rango más amplio de condiciones climáticas.
- El desplazamiento ocurrido se acentuó debido a la condición de "aligerado" en que se encontraba la plataforma de perforación, ya que al momento del incidente estaba en transición entre un estado de traslado/reubicación y uno de producción. En tal estado, le faltaban cargas variables significativas, tales como las correspondientes a la tubería de perforación, lodos de perforación y agua. Este estado usual de "aligerado" en momentos de transición, contribuyó a la causa directa (y bajo ciertas condiciones no plenamente válidas para este incidente, podría ser causa directa). Esto se agrupa dentro de los factores causales genéricos como "Operación y Funcionalidad".

Brian Lee

- Fallas en el soporte, ocasionadas por los orificios cilíndricos y otras fallas en el lecho marino, provocaron que la Usumacinta se asentara y que posteriormente girara y se inclinara. Esto fue una causa directa, que al igual que lo mencionado anteriormente, se agrupa dentro de los factores causales genéricos de “Amenazas y Vulnerabilidades” y “Administración de Cambios”.
- Al asentarse, ocurrió el contacto entre una repisa auxiliar colocada en la cara interior de la viga de estribor del cantiléver y el árbol de producción del Pozo 121, rompiendo el árbol y resultando así en una fuga de petróleo y gases asociados. Esto fue una causa directa, que se agrupa dentro del factor genérico “Amenazas y Vulnerabilidades” y “Administración de Cambios”. La fuga inicial fluyó verticalmente a través del árbol de producción (todos los demás pozos y sus componentes superficiales resultaron intactos). El posible control del pozo dependía entonces de la válvula de tormenta.
- Mientras que factores como la traslación, rotación y asentamiento de plataformas de perforación son conocidos y entendidos en relación con huracanes, su presencia en tormentas menos severas, como son los frentes fríos y las amenazas que éstos representan, son subestimados a nivel mundial. Las causas contribuyentes relacionadas con estos aspectos, se agrupan como parte de los factores genéricos de “Planeación del Desarrollo del Sitio” y “Organización y Administración”. Estos son aspectos sistémicos y por lo tanto no se consideran como parte de las causas directas.

Conclusiones y causas directas: Continuación de la fuga

- La válvula de tormenta en el Pozo 121 fue cerrada y pareció haber estado sellada por un periodo de aproximadamente una hora, después de lo cual comenzó de nuevo la fuga y, conforme el tiempo pasaba, se hizo rápidamente más severa.
- A pesar de la disponibilidad limitada de la válvula de tormenta, las evidencias que explican la fuga inicial y la continuación de la fuga, permiten inferir claramente que la fuga fluía a través de la válvula de tormenta en el momento en que se tomó la decisión de abandonar la plataforma. Esto fue la causa directa de la continuación de la fuga. (Mientras que la válvula de tormenta no sea removida y examinada, la causa de su malfuncionamiento permanecerá incierta, y dado que el pozo estuvo en funcionamiento parcial por aproximadamente 50 días después del incidente, pudiera ser que nunca se conozca la causa de su malfuncionamiento).
- Al momento de tomar la decisión de abandonar la plataforma, e incluso meses antes, se reportaron problemas dentro del Pozo 121, como por ejemplo problemas con el empacador. Del mismo modo, se había reportado que había comunicación desde el yacimiento hacia el “espacio anular” (que es el anillo o espacio concéntrico entre el tubo de producción y la tubería de revestimiento). Sin embargo, esto no fue de gran preocupación en ese momento.
- La válvula de tormenta estaba funcionando parcialmente, ya que el volumen de la fuga era una pequeña fracción de la capacidad de producción del Pozo 121.
- Aspectos relativos al diseño de la cubierta de la plataforma, como los relacionados con la ubicación remota del tablero de control, en relación con los pozos y con el acceso desde la plataforma de perforación, determinaron (o condicionaron) la forma en que se acudió a

cerrar la válvula de tormenta. De ninguna forma, este proceso afectó adversamente la integridad del pozo.

- La continuación de la fuga requirió interrumpir la energía eléctrica en la plataforma de perforación, para evitar provocar un incendio o explosión; por lo tanto, todos los sistemas que funcionan con electricidad se pusieron fuera de operación, incluyendo los relacionados con aspectos de seguridad.
- La orden para abandonar la plataforma se dio en apego a los procedimientos de PEMEX (que consideran los riesgos en la plataforma de perforación, independientemente de los riesgos en las actividades o circunstancias subsecuentes).

Conclusiones: Decesos y Causas Raíz, incluyendo el papel de las Mandarinas

- Todas las personas en la plataforma abordaron las mandarinas y llegaron a salvo al agua; por lo tanto, los decesos no hubieran ocurrido si en los eventos y decisiones subsiguientes no hubiera habido errores. Bajo esta perspectiva, los eventos previos pudieran ser vistos como no relacionados con los decesos; sin embargo, es claro que no hubiera habido decesos, si no se hubiera presentado una fuga inicial o la continuación de la misma.
- Los resultados de 43 entrevistas con los sobrevivientes indican que las mandarinas estaban estructuralmente intactas durante el tiempo que fueron empleadas (hasta el momento en que las personas a bordo de las mandarinas las abandonaron):
  - Por medio de pruebas de campo, se encontró que la Mandarina 1 era hermética impidiendo el ingreso de agua, por cualquier posible vía, siempre y cuando la escotilla o escotillas hubieran permanecido cerradas. A pesar de esto, se mencionó que el agua entró a este bote salvavidas, así como también que las escotillas fueron abiertas. El ingreso del agua, independientemente de la vía de entrada, puede anular la capacidad de este bote para auto enderezarse, de tal forma que su funcionalidad se puso en peligro, una vez que la escotilla o las escotillas se abrieron y que el agua entró. Dado el estado del mar y la fuerza de los vientos, es concebible que una vez que las escotillas o escotilla se abrieron, hubiera sido imposible cerrarlas. Por las mismas razones, es claro que la cantidad de agua que pudo haber entrado a la Mandarina fuera muy grande.
  - Se ha reportado que los ocupantes de la Mandarina 1 la abandonaron temprano en la fase de rescate y que después la volvieron a ocupar (aunque para entonces ya estaba averiada). Eventualmente, esta mandarina fue golpeada por la embarcación Morrison Tide, aunque se reportó que para entonces la mandarina no tenía propulsión y que ya estaba averiada por la entrada de agua.
  - Se ha reportado que los decesos ocurrieron después de que los ocupantes abandonaron la Mandarina 1.
  - La decisión de abrir una o más escotillas, fue la causa raíz del estado fallido y de los decesos relacionados con la Mandarina 1. Esto tiene que ver con el factor causal genérico “Planeación, Administración y Respuesta a Emergencias”, así como con entrenamiento y aspectos relacionados. Bajo condiciones óptimas, dichos aspectos dependen del “Plan de Desarrollo del Sitio” y su forma de abordarlos del factor genérico de “Amenazas y Evaluación de Vulnerabilidades”. Estos factores, en

Brian Lee

conjunto con los aspectos de emergencia, incluyendo entrenamiento, se agrupan dentro del factor “Organización y Administración”.

- En las pruebas de campo no se evaluó la Mandarina 2, ya que se reportó que funcionó como se esperaba por aproximadamente hora y media después de haber hecho contacto con el mar. Del mismo modo, se reportó que la o las escotillas fueron parcialmente abiertas, tan solo para efectos de visibilidad. Se ha reportado que para esto se requirió que el timonel se parara, lo que a su vez requirió la asistencia de los demás para gobernar el bote mientras el timonel estaba de pie. Por consiguiente, los ocupantes no tenían puesto el cinturón de seguridad y las escotillas estaban abiertas, poniendo al bote en un estado de avería. Se reportó que el bote se volcó (por las violentas condiciones del mar) y fue entonces cuando entró agua y dejó de ser autoenderezable. Algunos reportaron que se rompió y se abrió debido a la misma ola que los volcó, aunque es probable que se hubiera revolcado sin romperse.
- A partir de entonces, la Mandarina 2 se encontraba averiada y ello provocó la muerte de aquellos que permanecieron en el bote, así como también de aquellos que lo abandonaron. Según fue reportado, los tanques de aire que la gente llevó a la mandarina, pudieron haber sido un factor contribuyente; sin embargo, las autopsias no apoyan esta posibilidad, ya que su texto es prácticamente el mismo para todos los decesos.
- La causa raíz de la condición de avería y los decesos relacionados con la Mandarina 2, fue la decisión de abrir una o más de las escotillas; mientras que el haberse desabrochado los cinturones pudo haber contribuido. Estas acciones erróneas se relacionan con el factor genérico “Planeación, Administración y Respuesta a Emergencias” así como con el entrenamiento y aspectos relacionados. Bajo condiciones óptimas, dichos aspectos dependen del “Plan de Desarrollo del Sitio” y su forma de abordarlos del factor genérico de “Amenazas y Evaluación de Vulnerabilidades”. Estos factores, en conjunto con los aspectos de emergencia, incluyendo entrenamiento, se agrupan dentro del factor “Organización y Administración”.
- Las pruebas de laboratorio que se llevaron a cabo sobre el material del cuerpo de la Mandarina 2, indicaron que las propiedades de algunos materiales eran inferiores a lo esperado; sin embargo, en vista de que la función de auto-enderezamiento estaba afectada desde antes de tener el estado de avería, no está claro si las condiciones del material fueron un factor que contribuyera a este incidente. Aún así, podría llegar a ser un factor potencial en otras mandarinas, por lo que deberían ser examinadas para determinar si existe o no un problema sistémico.

- Son evidentes las acciones erróneas que se dieron durante la fase de rescate, ante la expectativa de la gente que estaba en las mandarinas, de que podía ser trasladada de manera segura a una embarcación más grande, que hubiera apoyado la culminación de la fase de recuperación y rescate:
  - En teoría, se espera que una mandarina sea un refugio seguro, hasta que cesan las circunstancias de riesgo en el sitio, facilitando la transferencia de los ocupantes a embarcaciones en espera o a algún otro tipo de transporte, como son los helicópteros.

Brian Lee

- Las mandarinas no están diseñadas para transferir personal en mares tempestuosos. Las instrucciones provistas en dichos botes, indican que “las escotillas deberán permanecer cerradas” y que “no se debe intentar una transferencia de personal, sin antes sopesar los riesgos de las alternativas”. Las acciones que se tomaron, por la razón que haya sido, fueron opuestas a estas instrucciones.
- La expectativa errónea de que la transferencia pudo haber sido realizado a salvo en aguas tempestuosas, fue el origen del intento por transferirse y de los decesos resultantes. Esta acción errónea se agrupa en el factor genérico “Planeación, Administración y Respuesta a Emergencias”, así como al entrenamiento y aspectos relacionados. Bajo condiciones óptimas, dichos aspectos dependen del “Plan de Desarrollo del Sitio” y su forma de abordarlos del factor genérico de “Amenazas y Evaluación de Vulnerabilidades”. Estos factores, en conjunto con los aspectos de emergencia, incluyendo entrenamiento, se agrupan dentro del factor “Organización y Administración”.

- Las acciones erróneas durante la fase de evacuación, fueron evidentes al fallar en dirigirse hacia las mandarinas, abordarlas y ocuparlas de manera segura:
  - Algunos trajeron consigo a bordo artículos u objetos inapropiados, como por ejemplo tanques de oxígeno, o fueron a la mandarina equivocada.
  - Aparentemente, hubo una posible falta de liderazgo en las mandarinas, o los ocupantes no comprendieron la cadena de mando dentro el bote, lo cual es evidente en el caso de los ocupantes que se quitaron su cinturón de seguridad y/o que abrieron las escotillas, comprometiendo la integridad funcional de la embarcación. Resulta imposible discriminar entre ellos, ya que en la información y datos disponibles se involucran opiniones y afirmaciones personales.
  - Para el uso de las mandarinas, es esencial una capacitación que demuestre ser efectiva en el momento de que lleguen a utilizarse, en el que un error puede afectar adversamente o incluso provocar la muerte de los que estén a bordo. Se deben considerar alternativas tales como un Sistema de Evacuación, Refugio Seguro y Rescate.
- Aunque la prueba realizada a la fibra de vidrio de la carcasa, indicaba propiedades degradadas en la parte superior de la Mandarina 2, fueron las acciones tomadas por los ocupantes al abrir las escotillas y desabrocharse sus cinturones de seguridad, lo que comprometió la integridad de la mandarina, mucho antes de que el estado degradado del cuerpo de la mandarina pudiera ser un factor.
- Las autopsias oficiales de los veintidós fallecidos revelaron que murieron ahogados. Hay testimonios que sugieren el que otras causas pudieron haber sido las responsables. Nunca lo sabremos con completa certeza.

Recomendaciones

Rastreo y seguimiento del pronóstico del clima

- PEMEX debería implantar un programa para recabar datos más precisos sobre eventos de tormentas próximas, a la luz de los diversos patrones de tormentas severas, que pueden

Brian Lee

representar amenazas significativas para las operaciones marinas. Del mismo modo, PEMEX debería investigar sobre posibles programas binacionales en el Golfo de México, para instrumentar una recopilación de datos en tiempo real más extensa.

- PEMEX debería considerar su participación en programas de la Industria enfocados en analizar la energía asociada a tormentas, con el propósito de evaluar mejor las amenazas de dichos eventos.
- PEMEX tiene implantadas medidas apropiadas para estar preparado en caso de huracanes. Debería extenderlas para incluir sucesos tropicales y no tropicales.

Cultura de seguridad

- Durante el curso del presente ACR, se solicitó y recibió la información sobre el Sistema de Administración de Seguridad y sobre el Programa de Mejora en la Seguridad de PEP (PEMEX Exploración y Producción). A pesar de que dicho sistema ha estado en operación por poco tiempo en su forma actual, las iniciativas que hemos revisado están en su mayor parte relacionadas directamente con debilidades en Organización y Administración y otras cuestiones que hemos identificado en este incidente. PEP debería apoyar fuertemente estas iniciativas, promoviendo que todos los niveles de la organización participen de su éxito.

Válvulas de tormenta / Condiciones operativas de los pozos

A PEMEX Exploración y Producción, Región Marina Suroeste (RMSO), se le han encomendado las acciones necesarias para lograr un mejor entendimiento de los riesgos asociados con las características de los campos en el Litoral de Tabasco, y de sus implicaciones en el desempeño de las válvulas de tormenta. No obstante que el problema parecería ser particularmente grave para las operaciones en esa localización, el desempeño de las válvulas de tormenta es un asunto genérico para la industria del gas y del petróleo.

- Es por esta razón que PEMEX debería considerar tener una participación más activa en programas de carácter industrial, en la medida que se orienten a estudiar la causa raíz del problema. Así, PEMEX podría beneficiarse de manera efectiva de las experiencias de otras empresas en circunstancias similares y de la industria en su conjunto.

Condiciones cambiantes en el lecho marino y susceptibilidad a cargas

Uno de los hallazgos más importantes derivado de la presente investigación, es el hecho de que los antecedentes históricos del soporte del lecho marino, juegan aparentemente un papel de poca importancia en la colocación y ubicación del Mat de una PAE. Se debería considerar el desarrollar algún criterio para evaluar el riesgo asociado con la colocación de equipos de perforación. La experiencia obtenida en algunos casos, sugiere que las mediciones o inspecciones sobre el comportamiento de la superficie del lecho marino en áreas con sedimentos móviles en las que se construye o perfora, pueden quedar obsoletas o desactualizadas en tan solo 6 meses, después de que se realizan.

- PEMEX debería revisar los registros sobre los lugares en los que se han colocado plataformas de perforación de piernas independientes, con el objetivo de desarrollar una base de datos sobre la ubicación de posibles orificios cilíndricos (can-holes).

Brian Lee

- Se deberían tomar medidas en el futuro para documentar y llevar un control de las condiciones cambiantes en el lecho marino, y poder tomar las debidas precauciones cuando los riesgos lo ameriten.
- Se deberían tomar en cuenta muestras recientes representativas del suelo marino, como parte del proceso de evaluación de riesgos para la colocación de plataformas de perforación con Mat.
- Uno de los factores que contribuyeron al incidente de la Usumacinta fue el estado de aligeramiento de la plataforma, que la hizo particularmente vulnerable a los efectos de la tormenta. PEMEX podría considerar investigar procesos alternativos y/o procedimientos para ajustar las cargas de una plataforma de perforación con Mat, inmediatamente después de posicionarse en el sitio de perforación, especialmente si puede anticiparse de manera razonable la llegada de una tormenta.
- Se debería considerar un proceso de análisis de riesgo en todo lugar donde ocurra un cambio significativo en la estructura del lecho marino de la zona de la plataforma, como aquellos cambios debidos a orificios cilíndricos (can-holes) o por Mats radicalmente distintos en formas y tamaños.
- PEMEX debería considerar el integrar una base de datos interna, para llevar a cabo inspecciones en las plataformas de perforación, previo y con posterioridad a las tormentas, (recorridos a pie, monitoreo de los movimientos de la plataforma, etc.).

Emergencia, refugio seguro y rescate

- Aunque no resultó ser un factor causal en este incidente, el estado aparentemente deficiente de los materiales de la mandarina Watercraft, podría ser una cuestión sistémica.
- Los planes de respuesta a emergencias deberían estar basados en riesgos específicos a la plataforma de perforación y a la plataforma fija. Deberían incluir a las tormentas que no sean solamente huracanes, así como también a la combinación de efectos de fugas y tormentas severas; y de pérdida del control del pozo y tormentas severas.
- En algunas partes del mundo, los dormitorios en plataformas fijas están diseñados para servir como refugios seguros. En caso de que sea factible una modernización del lugar, PEMEX podría considerar que los dormitorios tengan una presión positiva, es decir que la presión de la cámara sea mayor que la presión del exterior, con una fuente confiable e independiente de aire fresco y con paredes resistentes a explosiones e incendios.
- PEMEX debería desarrollar un exhaustivo Plan de Emergencia, Refugio Seguro y Rescate, para cubrir al personal y activos, tanto de PEMEX como de los contratistas.
- PEMEX debería considerar que las plataformas de perforación estén equipadas con sistemas eléctricos a prueba de explosión, para mantener la energía eléctrica en situaciones en las que se requiera interrumpir el suministro eléctrico en general.
- Del mismo modo, considerar modernizaciones de las cubiertas de las plataformas fijas para facilitar la conexión de sistemas de seguridad, proporcionando un acceso conveniente a los tableros de control.

Brian Lee

- Aquellas embarcaciones diseñadas para la función de rescate, deberían ubicarse en lugares óptimos para su despliegue.

Capacitación para emergencias

Se debe establecer e implementar un programa de capacitación enfocado a las prácticas de supervivencia en el mar, que proporcione un entrenamiento completo a todo el personal de PEMEX y de los contratistas, sin importar el puesto o función de los empleados.

§1 Introducción

El 23 de octubre del 2007, ocurrió un incidente en unas instalaciones mar adentro de PEMEX cuyo desenlace dejó como saldo la pérdida de 22 vidas humanas. La plataforma autoelevable de perforación (PAE) Usumacinta, propiedad de y operada por la empresa Perforadora Central (PC), estaba siendo posicionada para perforar un pozo nuevo para la Plataforma de Producción KAB-101 cuando surgió una tormenta fuerte. Durante la tormenta se perdió el control de uno de los pozos existentes y hubo que evacuar la Plataforma PAE. La pérdida de vidas ocurrió después de que los 73 empleados de PEMEX y de empresas contratistas abandonaron la Plataforma PAE en dos botes salvavidas en condiciones caracterizadas por el oleaje intenso y fuertes vientos. Este Reporte presenta un análisis detallado de la naturaleza y causas de este incidente. Representa el producto de un esfuerzo dirigido por Battelle y apoyado por PEMEX con el fin de entender hasta donde fuera posible la cadena de eventos que precedieron la necesidad de abandonar la Plataforma PAE y ocasionaron los decesos en mar abierto.

Debido a la naturaleza volátil de los productos que maneja la industria del petróleo y gas y las condiciones extremas en las cuales son extraídas, los incidentes que suceden pueden provocar la pérdida de vidas humanas, daños cuantiosos a la propiedad y/o impactos ambientales considerables. Cuando sucede un evento significativo, se debe realizar un análisis causa raíz (ACR) detallado para entender los factores causales específicos y sistémicos y estar en posibilidad de minimizar la posibilidad de reincidencia de eventos similares. Un ACR debe tomar en cuenta las consecuencias públicas, comerciales, sociales y ambientales del incidente y determinar cómo y porqué ocurrió la falla. En vista de la posible importancia de algunas de dichas consecuencias, los resultados de un ACR también pueden ser altamente visibles. Las consecuencias de los incidentes de alto perfil en la industria del petróleo y gas impactan tanto en el ámbito público como en el ámbito comercial, por lo que los análisis causa raíz relacionados con estos incidentes pueden llegar a ser tan volátiles y visibles como los mismos incidentes. Este hecho obliga a que estos análisis se realicen de manera sistemática y objetiva, empleando las mejores herramientas, métodos y pericia disponibles.

Los incidentes de alto perfil tienden a involucrar múltiples eventos, decisiones y circunstancias interrelacionados que se pueden señalar como posibles causas a diferentes niveles y que por ende complican el Proceso ACR. Por lo general, el desglose detallado de un accidente revela tres categorías causales: 1) los factores causales y contribuyentes, que abarcan la gama de posibles eventos y decisiones que dieron origen al incidente; 2) la o las causas directas que reflejan el o los eventos físicos que originaron el incidente; y 3) la o las causas raíz que se refieren a los aspectos sistémicos que intervinieron en el origen del evento.

Según la industria del petróleo y gas ha ampliado su alcance más allá de las operaciones terrestres para incursionar en el ámbito marino, se ha incrementado la complejidad de los incidentes y los respectivos Procesos ACR. De ahí que el análisis de incidentes como el que ocurrió el 23 de octubre del 2007 debe tomar en cuenta elementos de ingeniería relacionados con factores como las condiciones meteorológicas y marinas y la capacidad de soporte del lecho marino, para luego analizar el impacto de estos elementos sobre los aspectos relacionados con la evacuación, el rescate y el albergue seguro.

Objetivos y Expectativas de este Análisis Causa-Raíz

Battelle fue contratado por PEMEX para llevar a cabo un análisis causa raíz del incidente ocurrido el 23 de octubre del 2007 mar adentro de Dos Bocas, Tabasco, con el fin de identificar los factores causales y contribuyentes que dieron origen al incidente y determinar sus causas directas y causas raíz. El objetivo de este Proceso ACR es de aportar una investigación independiente de:

- Las causas directas y causas raíz del incidente.
- Los factores causales determinantes de la pérdida de vidas, el inicio de la fuga, la continuación de la fuga y el alcance del derrame, considerando la gama de factores causales y contribuyentes como la respuesta a la emergencia, la oportunidad y atingencia de la decisión de evacuar la PAE de Perforación y la suficiencia de los esfuerzos de capacitación en materia de seguridad y manejo de emergencias.
- Los factores contribuyentes identificados en los métodos, sistemas, políticas, procesos y procedimientos.
- Recomendaciones para ayudar a administrar el riesgo de reincidencia al nivel de los factores causales.

Este análisis tomará en cuenta la gama completa de los posibles factores causales de este incidente. Como se explicó antes en la sección de Definiciones, este esfuerzo se enfocará en los siguientes seis elementos del incidente: 1) el campo petrolero KAB; 2) la Plataforma Fija KAB-101 y sus pozos; 3) la PAE de Perforación Usumacinta; 4) los botes salvavidas (mandarinas) de la Plataforma PAE; 5) las etapas de rescate y recuperación; y 6) la cultura de producción y seguridad.

Al realizar un análisis causa raíz, Battelle generalmente considera doce factores genéricos que se supone puedan contribuir a un incidente. Al adaptarlos para la industria petrolera mar adentro y este incidente específico, dichos factores incluyen: 1) el plan de desarrollo del sitio, que incluye todas las circunstancias y asuntos relacionados con el incidente en vista del historial del desarrollo del área; 2) aspectos relacionados con las cargas y diseño; 3) aspectos relacionadas con la construcción y diseño final construido; 4) operación o funcionamiento; 5) condición y mantenimiento; 6) inspección, monitoreo y control; 7) amenazas y vulnerabilidades; 8) administración de cambios; 9) planeación, administración y respuesta a emergencias; 10) organización y administración; 11) limitaciones externas, considerando los factores y partes interesadas más allá de los directamente involucrados; y 12) aspectos especiales o peculiares, categoría que abarca, entre otros aspectos, el entorno sociopolítico específico que rodea este incidente.

En vista de la importancia de esta investigación y la naturaleza peculiar y muchas veces compleja de las prácticas de exploración y producción (EyP) mar adentro, Battelle reunió un equipo integrado no sólo por sus propios expertos sino también por expertos de otras organizaciones con experiencia en áreas específicas relacionadas con la industria del petróleo y gas mar adentro. Los investigadores incluyen expertos en: el diseño, construcción, operación y mantenimiento de instalaciones marinas como plataformas fijas y perforadoras; la interacción y papel de los barcos de rescate y las prácticas de supervivencia marina; las condiciones y corrientes marinas y la correspondiente influencia de factores oceanográficos y meteorológicos; los cambios en la capacidad de soporte del lecho marino producidos por el asentamiento

Brian Lewis

inducido debido a la subsidencia provocada por la extracción y otros factores; las condiciones de asentamiento a corto plazo, los suelos submarinos y su estabilidad de soporte; el soporte del lecho marino relacionado con plataformas de perforación y plataformas fijas; la legislación y políticas aplicables a operaciones marítimas; y la normatividad y estándares marítimos vigentes. Según era necesario, también se buscó asesoría relacionada con la adaptación de prácticas internacionales a las condiciones que caracterizan el Golfo de México (GdM), específicamente en la zona mar adentro de Dos Bocas.

Existen dos expectativas contractuales referentes a los objetivos y el alcance de los trabajos antes mencionados: la entrega de un Reporte Preliminar en febrero del 2008 y la entrega de un Reporte Final a finales de mayo del 2008. El Reporte Preliminar describió el análisis de causas directas y presentó una perspectiva preliminar sobre la causa raíz. El presente Reporte Final define las causas directas y causa raíz y describe detalladamente el proceso y los análisis de todos los elementos críticos y los posibles factores causales y contribuyentes, además de presentar nuestras observaciones y recomendaciones.

Alcance y Consideraciones del Proyecto

Battelle empezó este Análisis Causa-Raíz el 4 de diciembre del 2007 al concluirse en principio el proceso contractual referente al Proyecto. Ya habían transcurrido unas seis semanas desde el incidente, incluyendo el paso de varios frentes fríos. Aunque en muchos casos un Proceso ACR para incidentes similares de alto perfil puede requerir años de investigación antes de la entrega del informe final (véanse algunos ejemplos en el Anexo B), y muchas veces un año antes de la entrega de un informe preliminar, en este caso el contrato estipuló la entrega del Reporte Preliminar para el 15 de febrero del 2008. Para lograr entender los factores causales y sacar conclusiones para resolver este evento de importancia nacional ante un cronograma tan estrecho, se requiere la cooperación plena de todas las partes involucradas. Por esta razón, al iniciarse el esfuerzo se sabía que las limitaciones que normalmente se reconocen a nivel individual o a nivel de una oficina o puesto no valdrían en este caso. El esfuerzo también exigía el compromiso de todos los participantes, incluyendo al personal de Battelle, de PEMEX y de sus proveedores. De lo contrario, sería inevitable incumplir con el cronograma o con la calidad esperada, lo cual afectaría la capacidad de satisfacer las expectativas contractuales de PEMEX para este Proyecto.

La investigación simultánea realizada por la Procuraduría General de la República (PGR) llegó a ser una de las principales barreras que impedía mantener este Proyecto en su ruta crítica. El esfuerzo de la PGR fue enfocado en la posible conducta penal, por lo que en muchas ocasiones se le dio mayor prioridad que al ACR de PEMEX. La PGR ha controlado estrictamente el acceso tanto al lugar del incidente como a los equipos, documentación y materiales relevantes, lo que ha dificultado el cumplimiento con el cronograma estrecho de este Proyecto. Las restricciones han afectado el acceso a: la cubierta y casco de la Usumacinta, la Sea Pony (plataforma fija), el mat, el lecho marino circundante y las mandarinas. Desafortunadamente, la ruta crítica hacia el entregable preliminar empezó a sufrir atrasos desde principios de enero. Los atrasos respecto a dichos equipos y otros elementos críticos como las bitácoras y otros aspectos indicados en nuestro Plan de Trabajo afectaron primero al nivel de detalle y al alcance del

Reporte Preliminar.[2] Con algunos elementos los atrasos persistieron hasta finales de abril. Esta situación ha reducido el alcance, nivel de detalle y certidumbre sobre algunos aspectos y ha afectado al nivel de detalle y al alcance de este Informe Final. Si no hubiera sido por los esfuerzos diligentes de PEMEX DCO para apoyar y ayudar a los intentos de Battelle de obtener datos críticos, aún existirían brechas muy significativas en los datos, situación que hubiera afectado aun más a los resultados de este Proyecto.

Por lo anterior, este Reporte presenta las mejores y más amplias conclusiones posibles en vista de los datos que estuvieron disponibles a tiempo para incluirlos aquí. De la lectura se desprenderá que, debido a los atrasos y otros problemas, no fue posible determinar de manera definitiva los pesos y el balance de la Plataforma PAE ni antes ni después de la extensión del cantiléver, lo cual impide la evaluación de la posible influencia de este aspecto en el incidente. Luego el acceso al mat estuvo impedido durante meses, de manera que cuando por fin se permitió el acceso ya habían pasado más de treinta frentes fríos y el área alrededor del mat estaba aterrada de material proveniente del lecho marino, por lo que fue imposible determinar la condición física del mat.[3] Por último, las autoridades de la PGR/MP impidieron el acceso a las mandarinas hasta finales de abril, de manera que resultó imposible evaluar algunos de los aspectos de causa raíz relacionados con los botes salvavidas con tiempo para incluirlos en este Reporte.

Donde fue posible, se desarrollaron e implementaron estrategias alternativas para compensar por las brechas en los datos y las demás limitaciones impuestas por los obstáculos que se presentaron durante la investigación. Tales alternativas jamás serán tan eficaces como la estrategia original que haya sido impedida, atrasada o de otra manera frustrada, ya que las alternativas dependen de la inferencia u otras rutas menos determinantes. Por lo tanto, donde por necesidad hubo que optar por tales estrategias alternativas, el presente texto señala las circunstancias y toma en cuenta las respectivas opciones e implicaciones.

Debido a que el incidente objeto de este Proyecto ha tenido un fuerte impacto en México y ha atraído la atención de los medios de comunicación, las autoridades, el público en general y muchas otras partes interesadas, este ACR es sólo una de varias investigaciones que se están realizando sobre el incidente. En términos específicos, este ACR se está llevando a cabo en forma paralela a las actividades de dos grupos independientes. De acuerdo con lo declarado por

---

[2] Esta preocupación por la demora en el acceso a ciertos elementos claves fue manifestada por primera vez en el informe semanal presentado por Battelle el 21 de diciembre. La misma preocupación se ha reiterado desde entonces en cada informe semanal, donde también se han notado las implicaciones del acceso restringido. Por fin se hizo posible el acceso a la Plataforma PAE y sus alrededores el día 31 de enero. Debido al corto intervalo temporal disponible, la demora sufrida ha complicado de manera significativa los esfuerzos de programación y los logros necesarios para cumplir con las expectativas para el presente Reporte.

[3] Por recomendación de los buzos contratados por PEMEX/PEP, se tomó la decisión de no tratar de limpiar el mat y las interfaces entre el mat y las piernas con el fin de inspeccionar su condición física y determinar su idoneidad para el servicio. Como se puede ver en el Anexo C, la profundidad del sedimento sobre el mat y la fuerza de las corrientes primaverales sobre el lecho marino hacen que sea prácticamente imposible eliminar el sedimento y mantener limpia siquiera una parte pequeña de la superficie superior del mat. Asimismo, como se menciona en el Anexo C, ellos afirmaron que las corrientes en esta época impiden la ubicación de puntos críticos en la cubierta y medir la profundidad en dichos puntos, por lo que resulta imposible evaluar ni en términos aproximados la condición e idoneidad para el servicio.

Brian Lee

el Dr. Jesús Reyes Heroles, Director General de PEMEX, en conferencia de prensa el día 31 de octubre del 2007, dichos grupos son los siguientes:

- La Comisión Especial Independiente (CEI), integrada por un grupo de académicos y científicos destacados, encabezada por el Premio Nobel Dr. Mario Molina, y encargada de coordinar los aportes de varias instituciones educativas y de investigación y desarrollo de México.[4]
- El Grupo de Coordinación Intergubernamental (CIG), integrado por representantes de varias Secretarías y dependencias gubernamentales.[5]

Los dirigentes de este Análisis de Causa-Raíz se han reunido periódicamente con dichos grupos para informar sobre el avance de este Proyecto, aclarar dudas y recibir sugerencias de ellos.

Resumen del Incidente

El siguiente texto presenta un resumen del incidente enfocado en los eventos y decisiones importantes que precedieron el incidente ocurrido entre la Usumacinta y la pequeña plataforma fija de producción KAB-101. El resumen se presenta en forma concisa porque posteriormente se desglosa más ampliamente en la Sección 2, Antecedentes Técnicos y Contextuales. La Sección 2 incluye referencias detalladas para todos los aspectos claves, desde el primer pozo de exploración en el Campo KAB hasta el incidente del 23 de octubre pasado. Por el momento se cubren brevemente los eventos que precedieron el incidente.

En los días previos al incidente, la PAE de perforación Usumacinta [propiedad de la empresa Perforadora Central (PC) y arrendada a PEMEX mediante un Contrato REMI (arrendamiento con mantenimiento incluido)] se estaba preparando para continuar con la perforación del Pozo 103. El Pozo 103 se estaba desarrollando en una pequeña plataforma fija de producción no tripulada, conocida como KAB-101 (propiedad de PEMEX). Los otros dos pozos explotados desde la Plataforma KAB-101, el Pozo 101 (que dio al Sea Pony su nombre) y el Pozo 121, ya habían entrado en la etapa de producción hacía tiempo. Al concluirse la perforación del Pozo 103, la Usumacinta estaba programada para realizar trabajos de mantenimiento menor en el Pozo 121.

En la Figura 1.1 se observa que la Plataforma Fija KAB-101 está ubicada a unos 18 kilómetros de la costa, casi directamente al norte de Frontera, Tabasco. El lecho marino queda a unos 24 metros debajo de la superficie del mar (still-water line – SWL). El campo de producción KAB

---

[4] Dichas instituciones podrían incluir el Centro de Investigación Científica e Investigación Superior de Ensenada (CICESE) del CONACYT, la Corporación Mexicana de Investigación en Materiales (COMIMSA) (también del CONACYT), el Instituto de Ciencias del Mar y Limnología de la UNAM, el Instituto de Ecología de la UNAM, el Centro de Investigación y Estudios Avanzados (CINVESTAV) del IPN, y el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

[5] Las dependencias que podrían participar incluyen las Secretarías de Trabajo y Previsión Social (STPS), Comunicaciones y Transportes (SCT), Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Energía (SENER), Marina (SEMAR), y Gobernación (SEGOB), la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), la Procuraduría General de la República (PGR), y la Secretaría de la Función Pública, además de la posible participación de delegados nombrados por los Gobernadores de Tabasco y Campeche. Se tiene entendido que la PGR ha contratado a peritos de la UNAM, institución que también participa en la CEI.

Brian Lewis

es uno de muchos campos petroleros ubicados en aguas someras en esta zona de la plataforma continental. Los frentes fríos del norte que normalmente llegan a esta zona pueden acumular impulso a lo largo de casi todo el ancho norte-sur del Golfo de México (GdM), de manera que pueden esperarse oleajes intensos ante vientos con una cierta velocidad, manteniendo constantes otras variables. Al igual que el resto del GdM, esta zona se ve afectada por fuertes tormentas tanto durante la temporada de huracanes como con la llegada de frentes fríos.

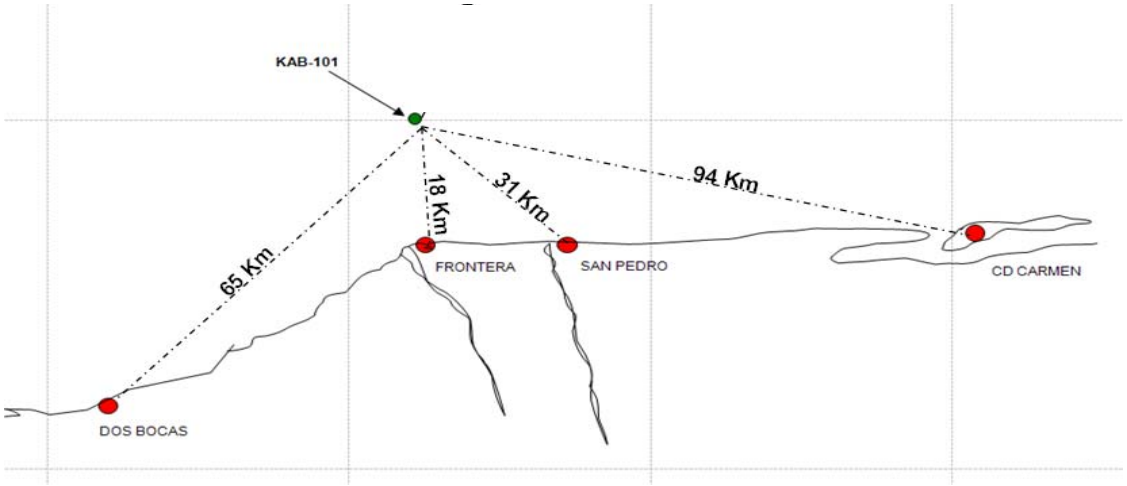


Figura 1.1. Vista general de la ubicación mar adentro del incidente en el KAB-101

Los registros indican que para el 21 de octubre la Usumacinta se encontraba en posición sobre el Pozo 103 y que en las primeras horas del 23 de octubre las preparativas para la perforación se habían avanzado en un 60%. Los registros indican que para las 04:00 horas del 21 de octubre el casco de la Plataforma PAE había sido elevado hasta alcanzar un colchón de aire (air gap) mayor al espacio mínimo necesario para el servicio seguro en el GdM, de acuerdo con los lineamientos internacionales. También era suficiente el espacio libre entre el caso de la plataforma y el eje central del KAB-101, para permitir las actividades de perforación sobre dicha plataforma fija Sea Pony. Se habían recibido a bordo algunos materiales, pero aún no se había cargado ni tubería ni agua de perforación ni otros suministros pesados que hubieran aumentado la carga variable de manera apreciable.[6]

Después de las 04:00 horas no hubo más comunicaciones entre la Usumacinta y el despacho terrestre de PC. Sin embargo, hubo comunicación por radio entre Control Marino, la Usumacinta y otras plataformas indicando que a partir de las 11:30 horas del 23 de octubre la Usumacinta tenía un pozo fuera de control, situación que se fue agravando progresivamente.

[6] Esta afirmación carece de soporte fehaciente porque las bitácoras que documentarían todos estos aspectos aparentemente o nunca existieron o no fueron puestos a la disposición del equipo investigador. Tampoco fue posible medir ni cuantificar estos aspectos de otra manera en forma independiente porque el acceso a la cubierta y al casco de la *Usumacinta* fue restringido por la PGR/MP hasta mucho después de que la empresa PC había iniciado la restauración de la Plataforma PAE.

Plataforma Móvil de Perforación Costa Afuera (MODU) para la Exploración y Producción del Petróleo y del Gas

Existe mucha literatura[(v.gr, 1-17)*] que documenta la evolución de las plataformas MODU y las PAE de perforación y de mantenimiento desde el año 1928, cuando se otorgó la primera patente para una plataforma de perforación tipo barcaza para aguas someras (la primera plataforma MODU). La versión moderna de las MODU se desarrolló durante los años cincuenta y sesenta con la introducción de la plataforma de perforación montada sobre un cantiléver retraíble. El concepto del cantiléver se ha convertido en la norma para las PAE, sin importar quien las diseña o construye.

Estas plataformas se despliegan mediante uno de dos sistemas de soporte. Un tipo cuenta con piernas independientes (independent legs – IL), mientras que el segundo tipo utiliza un mat donde se apoyan las piernas. Estas plataformas normalmente utilizan un mat de flotación neutral o casi neutral (véase la descripción detallada en el Anexo D). Las plataformas con mat que utilizan el concepto del cantiléver retraíble son denominadas PAE-MC (mat-cantiléver). Por el gran área abarcada el mat la carga por unidad de área sobre el lecho marino es baja comparada con el diseño IL, por lo que este diseño es especialmente útil en los sitios caracterizados por la poca capacidad de soporte del lecho marino. La Usumacinta es una plataforma tipo PAE-MC.

A diferencia de las PAE con mat, la operación independiente de cada pierna de una PAE-IL permite el ajuste para compensar según se requiera por las irregularidades en el lecho marino y la penetración de las piernas dentro del lecho marino. El casco y el diseño del cantiléver de las PAE-IL con cantiléver (tipo ILC) son similares al casco y cantiléver de las PAE tipo MC. La única excepción se encuentra en los alojamientos de las piernas y en el tipo de gato hidráulico y su forma de uso. Las piernas de una PAE-IL descansan sobre una terminación tipo punzón ó barreno (spud can). Al igual que las plataformas PAE con mat, las plataformas IL también tienen sus ventajas y desventajas (véase el Anexo D).

El Anexo E señala que hoy en día más del 90% de las plataformas MODU en servicio son del tipo PAE, a pesar de su limitación respecto a la profundidad de las aguas donde se pueden utilizar. Los resultados presentados en el Anexo E también indican que el diseño MC es, en términos relativos, el tipo más seguro de las PAE. Asimismo, dichos datos afirman que las plataformas tipo PAE-IL históricamente han sido más susceptibles a las fallas en el soporte del lecho marino en comparación con las plataformas con mat.

Las Figuras 1.2a y 1.2b muestran una PAE-MC trabajando sobre una plataforma Sea Pony en una modalidad EyP típica. Esta configuración es representativa del incidente del 23 de octubre porque muestra a la Grijalva, una PAE hermana de la Usumacinta, trabajando sobre una plataforma Sea Pony basada en el mismo diseño que la Plataforma Fija KAB-101. Se nota en estas figuras que se requiere un espacio libre mínimo entre la parte superior de los equipos de producción de la Sea Pony y la parte inferior del cantiléver y el piso de perforación para evitar el contacto entre la Plataforma Fija y la PAE que podría ocasionar daños mecánicos al pozo y/o sus equipos de producción. También se requiere un colchón de aire entre el casco de la PAE y la superficie del mar (SWL) para minimizar las cargas debido al oleaje causado por tormentas. En ambos casos existe un espacio libre mínimo establecido por reglamento y aceptado por las empresas aseguradoras.

a) Vista al lado Estribor **b) Vista de la Popa**

Figura 1.2. PAE-MC (Grijalva) trabajando sobre una plataforma Sea Pony en una configuración típica de EyP

En reconocimiento de los riesgos normales que existen en las instalaciones mar adentro, se acostumbre instalar una válvula de seguridad subsuperficial (SSSV por sus siglas en ingles) como segundo mecanismo de defensa para evitar el descontrol del pozo, igual como se hace con los pozos terrestres de alto riesgo. En México la SSSV se llama válvula de tormenta.

El Incidente en Contraste con la Configuración EyP Típica de las Plataformas de Perforación

La imagen de la Usumacinta que se presenta en las Figuras 1.3a y 1.3b ofrece un fuerte contraste con las vistas correspondientes en las Figuras 1.2a y 1.2b. La Figura 1.3b deja evidente que no se mantuvo el espacio mínimo entre la parte superior de los equipos de producción de la Sea Pony y la parte inferior del cantiléver que se requiere para evitar el contacto mecánico entre la PAE y la Plataforma Fija. Por lo tanto, en gran parte este Proceso ACR busca determinar cómo y porqué no se mantuvo ese espacio, lo que posiblemente dio origen a los daños mecánicos sufridos por el pozo y sus equipos de producción, lo cual a su vez dio lugar a la fuga inicial y la continuación de la fuga.

a) Vista al Lado Estribor **b) Vista de la Popa**

Figura 1.3. Vistas de la Usumacinta después del incidente en contraste con la Figure 1.2a/b

Amenazas y Riesgos Típicos de EyP

Como es el caso con cualquier sistema de ingeniería, las amenazas contra la utilidad continua en términos de la integridad y funcionamiento de un sistema se relacionan específicamente con el uso y ubicación del sistema y posiblemente con otros factores. En el caso de los sistemas que operan mar adentro en comparación con los sistemas terrestres, las diferencias básicas entre las amenazas se manifiestan en gran parte en términos del ámbito operativo y la función del sistema, es decir, los vientos y condiciones marinas correspondientes, el soporte del lecho marino y las funciones de EyP y petroquímicas instaladas en el espacio reducido sobre o dentro del casco. En virtud de que las amenazas a los sistemas estructurales terrestres son bien conocidas, esta sección se enfocará en dichas diferencias que se deben a los aspectos específicos al sitio y a la situación que existe en el ámbito mar adentro.

La Tabla 1.1 resume algunas de las amenazas generales que deben ser evaluadas en el plan de desarrollo para un campo de producción mar adentro. Estas incluyen la capacidad de soporte y estabilidad del lecho marino, los vientos y condiciones marinas correspondientes que impactan la plataforma PAE, así como la PAE misma y sus aspectos operativos y de perforación relacionados. Las letras en negrita resaltan las amenazas críticas que han sido identificadas como las causas más probables de los accidentes. Las amenazas o peligros conocidos, tanto como los que aún no hayan causado algún incidente mar adentro, deben preverse para toda faceta de un desarrollo mar adentro, desde el concepto hasta la operación a largo plazo. También deben ser tomados en cuenta por el plan de administración del riesgo (producto del plan de desarrollo del sitio) que debe servir como base para definir el plan de administración y respuesta a emergencias. Este último plan a su vez debe ser suficientemente completo y robusto para poder cubrir cualquier eventualidad cuando el plan de desarrollo se implementa y las operaciones se inician.

Brian Leis

Tabla 1.1. Amenazas y peligros considerados por un plan de desarrollo típico

Ubicación	Estado	Amenaza / Peligro
lecho marino y/o más abajo	normal o anómalo	**capacidad de soporte y estabilidad de la base**
sobre la superficie del mar (SWL)	normal o anómalo	**condiciones meteorológicas / vientos / oleaje**
plataforma de perforación	normal o anómalo	**falta o falla estructural debido a las condiciones in situ**
		descarga: relacionada con la producción (ruptura, fuga vertical, ducto); combustible (tóxico o asfixiante)
		descarga: relacionada con procesos; combustible (tóxico o asfixiante)
		descarga: incendio o explosión no impulsado por los procesos
		falta o falla eléctrica; chispa o rayo
		falta o falla en las comunicaciones
		otra falla de los equipos; pérdida de control
		falta o falla estructural (en forma de causal independiente)
		accidente: personal o relacionado con riesgos del trabajo
en o sobre el agua o en el aire	normal o anómalo	accidente: transporte; relevo de cuadrillas; traslados en el campo; nave auxiliar (para cada clase de nave y evento: velocidad; impulsada o a la deriva) o helicóptero; buceo
	anómalo	falta o falla relacionada con sistemas de supervivencia

La literatura[v.gr, 1] señala de manera consistente una serie de parámetros y/o incertidumbres relacionadas, que son los que más impactan la confiabilidad relacionada con un incidente mayor sufrido por una plataforma de perforación en un lugar específico. Tales parámetros son:

- La altura significativa del oleaje en condiciones marinas extremas y la variabilidad de la cresta extrema (o la respuesta de la plataforma) ante condiciones marinas dadas.
- La respuesta específica de una plataforma ante las condiciones metaoceánicas.
- La resistencia del lecho marino.

Los resultados son respaldados por los análisis de las estadísticas de los accidentes relacionados con el tema[v.gr, 2,3]. Por lo tanto, con respecto la Tabla 1.1 se puede concluir que los aspectos del lecho marino y los aspectos metaoceánicos antes mencionados tienen un grado de influencia de primer orden sobre la confiabilidad en general. Para resaltar esta tendencia, estos tres aspectos se ven en letras negritas en la Tabla 1.1. La implicación para esta investigación es que uno de

Brian Leis

estos aspectos está probablemente relacionado con la causa directa y causa raíz, al menos con respecto a la fuga.

Los análisis similares a aquellos que han identificado los factores de primer orden que afectan a la confiabilidad, también han identificado parámetros de segundo orden consistentes[1] que incluyen los siguientes:

- El período del pico espectral y el factor de ampliación del pico espectral;
- La velocidad de la corriente, la velocidad del viento, y las mareas o marejada; y
- El peso de la plataforma de perforación sin materiales ni personal (lightship) y la carga variable.

Asimismo, con referencia a la Tabla 1.1 se podría suponer que estos aspectos de segundo orden probablemente están menos relacionados con la causa directa y causa raíz, al menos con respecto a la fuga, aunque el caso no necesariamente es así.

El Anexo F evalúa estas amenazas tomando como referencia la literatura sobre cada aspecto[v.gr, 1-37] y ofrece una perspectiva para la región meridional del GdM con base en los datos proporcionados por Control Marino[36] y en la estimación de las condiciones meteorológicas históricas hechas para el incidente con referencia a los aspectos metaoceánicos (vientos, oleaje y condiciones climatológicas).

El plan de desarrollo para un campo petrolero de producción debe tomar en cuenta estas amenazas. Las mejores prácticas indican que los protocolos y procedimientos de respuesta y administración de emergencias y los planes de administración del riesgo deben basarse en los riesgos identificados durante la elaboración del plan de desarrollo. Estas actividades típicamente evalúan las amenazas conocidas antes mencionadas y resaltadas en la Tabla 1.1. Por lo tanto, se tomaría en cuenta la amenaza metaoceánica a que las plataformas de perforación quedan expuestas tanto como los aspectos de la formación local, el soporte y estabilidad de lecho marino, y las fallas estructurales debido a las condiciones del sitio.

Aparentemente no hubo disponibilidad de datos específicos al sitio durante el desarrollo del campo de producción KAB porque la creación y operación de Control Marino se dio posteriormente[49]. Sin embargo, dichos datos ya han sido medidos y podrían aportar cierta perspectiva histórica sobre la severidad metaoceánica relativa o absoluta. Esto podría facilitar una mejor comprensión de la severidad y riesgo de los huracanes y tormentas tropicales en relación con los frentes fríos hasta el punto en que dicha relación pudiera ser un factor causal. El motivo para una evaluación actualizada de las condiciones metaoceánicas locales en el campo de producción KAB se deriva de algunas fuentes[10,34,36] cuyos detalles se evalúan y discuten en el Anexo F. En la Sección 4 se hacen mayores consideraciones de estos aspectos con base a las mediciones relativas a este incidente a través de la estimación de las condiciones metaoceánicas históricas. Por el momento, basta notar que fueron reportados fuertes vientos y oleaje antes de y durante el incidente (véase el Anexo F), por lo que este aspecto se vuelve un posible factor causal.

Además de discutir las amenazas relacionadas con el lecho marino, el soporte y los aspectos metaoceánicos, el Anexo F también se refiere a las amenazas relacionadas con aspectos tanto petroquímicos como de perforación y operación. Algunas de estas amenazas o peligros existen en diversos grados durante cada una de las cuatro etapas del plan de desarrollo típico (véase el

Brian Lee

Anexo F1), por lo que el contenido de este cuadro debe tomarse en cuenta ampliamente. Por ejemplo, durante las etapas de evaluación conceptual y análisis preliminar se deben valorar las amenazas en términos del riesgo que representan como una base para elaborar el plan de desarrollo y las consideraciones organizacionales para desarrollar el plan de administración y respuesta a emergencias. En cambio, durante las etapas de construcción y operación estas amenazas y peligros dejan el ámbito de la planeación para convertirse en realidades prácticas donde los protocolos y procedimientos relacionados con el manejo de emergencias deben ser entendibles y viables para no poner en peligro vidas humanas.

Pasamos ahora a una discusión de cómo las posibles consecuencias de tales amenazas y peligros son evaluadas durante el Proceso de ACR.

Líneas de Tiempo del Incidente – Resumen General Post-incidente

Como elemento esencial de este ACR, se desarrollaron exhaustivas líneas de tiempo que recopilan la secuencia de los eventos relevantes antes del incidente, durante el incidente, en la etapa de rescate y recuperación y más allá. Estas líneas de tiempo fueron elaboradas con base en las entrevistas con las primeras personas en responder a la emergencia (personal de las embarcaciones y helicópteros), los empleados de PEMEX y de las empresas contratistas, el personal que posteriormente organizó o participó en el control del pozo y la rehabilitación de la plataforma Sea Pony, y con los sobrevivientes que estuvieron disponibles y dispuestos a ser entrevistados.

Dos líneas de tiempo específicas fueron desarrolladas, las cuales se presentan detalladamente en el Anexo G y se discuten detalladamente en la Sección 3. Una línea de tiempo se enfoca en el incidente mismo, cubriendo el período desde el traslado de la Usumacinta al lugar de la Plataforma Fija KAB-101 hasta el incidente y la etapa posterior de rescate y recuperación. Se le refiere a ésta como la 'línea de tiempo del incidente'. Luego la segunda línea de tiempo, igualmente importante, fue desarrollada para caracterizar los eventos, decisiones y circunstancias desde antes de la construcción y puesta en servicio de la PAE y la Sea Pony hasta el incidente y más allá. En el caso de esta línea de tiempo de largo plazo, la inclusión de aspectos históricos dependía de su relevancia con los eventos, decisiones y circunstancias que caracterizan a este incidente, específicamente con referencia al ACR y factores causales relacionados con la planeación, administración y respuesta a emergencias. Esta perspectiva a largo plazo, llamada la 'línea de tiempo histórica', ofrece una perspectiva de principio a fin. Para obtener una perspectiva completa del incidente, la línea de tiempo histórica comienza con el proyecto de perforar un pozo de prueba en el campo de producción KAB y corre hasta el incidente y más allá hasta la reconstrucción de la Sea Pony como plataforma fija para controlar el pozo, abarcando casi la totalidad de dicho proceso.

Si bien las dos líneas de tiempo antes descritas constituyen el componente medular de este ACR, basta para efectos de esta introducción una versión más concisa que menciona sólo los eventos principales. Esta línea de tiempo concisa fue elaborada en parte con base en los archivos de PEMEX[38] y comienza a partir de las 07:00 horas del 23 de octubre:[3]

- 07:00 Se suspenden labores debido a los fuertes vientos de 37.5 km/hr y olas de 1.5 metros.
- 11:25 El superintendente de PEMEX solicita el cierre de los Pozos 101 y 121 debido a la preocupación de que la Usumacinta pudiera haberse desplazado demasiado en sentido horizontal y vertical debido a las condiciones meteorológicas.

- 11:30 El superintendente de PEMEX informa a la Unidad de Operaciones sobre la presencia de gas y petróleo debido a una fuga en el área de los pozos (en adelante, la "primera fuga").
- 11:50 Se toman medidas para concentrar el personal en un lugar seguro (aparentemente en el helipuerto, de acuerdo con los procedimientos de PEMEX [39]). Se comienza con el cierre de los pozos.
- 12:43 Desde el helipuerto se reporta que la fuga proviene de un solo árbol de producción.
- 12:50 La embarcación Morrison Tide (respondiendo al llamado de auxilio emitido por Control Marino) llega al sitio e intenta establecer una cortina de agua para proteger al personal en el helipuerto contra la fuga. El intento fracasa debido a los vientos con ráfagas de 130 km/hr y la dificultad de mantener su posición ante olas de 6-8 metros de altura.
- 13:40 El superintendente de PEMEX reporta que la PAE de Perforación se ha desplazado aproximadamente un metro de estribor a babor debido a las malas condiciones meteorológicas. Mientras tanto, el Morrison Tide sigue intentando colocar la cortina de agua sin éxito.
- 13:50 Dos trabajadores de PEMEX logran bajar hasta la cubierta de la Sea Pony (KAB-101).
- 13:55 El superintendente de PEMEX reporta que se ha logrado detener la fuga de los pozos completamente.
- 14:25 El superintendente de PEMEX reporta que la fuga del pozo provenía de una rotura aproximadamente entre la brida y la segunda válvula maestra. Sólo la válvula de tormenta (SSSV) está controlando el pozo.
- 14:30 El superintendente de PEMEX reporta que la Plataforma PAE se sigue desplazando y que se ha bajado entre uno y dos metros.
- 14:55 El superintendente de PEMEX reporta que la fuga persiste (en adelante, la "continuación de la fuga"). El cantiléver de la PAE se encuentra a aproximadamente 1.5 metros del árbol de producción del Pozo 121. Se reporta también que se ha dado la orden de evacuar parcialmente la PAE, con instrucciones para trasladar el personal al Morrison Tide.
- 15:25 El superintendente de PEMEX reporta que el caudal/flujo de la fuga ha aumentado hasta convertirse en un flujo fuera de control. Se reporta que Control Marino haya indicado que en cinco minutos el buque Morrison Tide estaría listo para evacuar al personal.
- 15:30 El superintendente de PEMEX reporta que ha ordenado la evacuación total utilizando las mandarinas de la PAE (medida acorde con los procedimientos de PEMEX [40]) porque el Pozo 121 está fuera de control. Las comunicaciones entre las mandarinas y tierra firme indican que la evacuación se realiza sin contratiempos, con todos los evacuados a salvo y sentados.

Brian Lee

- 15:48 Se pierde comunicación con la Usumacinta. El superintendente de la PAE Holkan confirma el abandono de la Usumacinta por medio de las mandarinas.
- 16:00 Se reporta que Control Marino haya afirmado que el Morrison Tide estaba apoyando el rescate del personal que había abandonado la Usumacinta.

Las fotografías presentadas en la Figura 1.3 muestran el estado final dos días después del incidente. Lo mostrado también se observa en la vista esquemática presentada en la Figura 1.4 tomada de un video (grabado por PEMEX) del movimiento de cuerpo rígido entre la PAE de Perforación y la Plataforma Fija poco tiempo después del incidente.

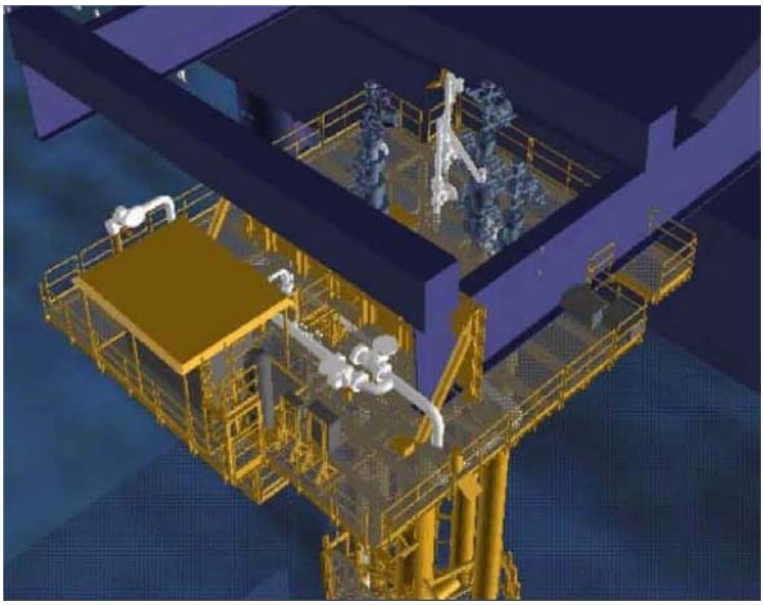


Figura 1.4. Simulación de la cubierta de la plataforma Sea Pony y la viga del cantiléver de la Usumacinta

En estas figuras se nota que ya no existe el espacio libre vertical que se espera ver entre el equipo de producción de la Sea Pony y el cantiléver de la Usumacinta. Esta figura (captada el día después del incidente) muestra cómo la punta de la viga al lado estribor del cantiléver quedó posada cerca del cabezal que atraviesa la cubierta de la Sea Pony, mientras la parte inferior de la punta exterior de la viga al lado estribor del cantiléver está tocando la cubierta de la Sea Pony. En vista del diseño de la Sea Pony, su cubierta tipo rejilla y el hecho de que el perfil a popa de la cubierta (con referencia a la Usumacinta) está paralelo al horizonte, se permite suponer que no se ha transferido ninguna carga significativa de la Plataforma PAE hasta la Sea Pony. La Figura 1.3a sugiere que esta viga se posó sobre la cubierta de la Sea Pony aproximadamente en posición coincidente con el eje vertical del Pozo 121. Ambas observaciones concuerdan con los comentarios del Superintendente de PEMEX mencionados antes, específicamente con respecto al asentamiento y desplazamiento lateral (posiblemente en forma de rotación) de la Usumacinta hacia babor.

Estructura y Guión del Reporte

La estructura del presente Reporte fue desarrollada suponiendo que al lector le interesan más que todo los resultados del Análisis de Causa-Raíz (ACR) en lugar del proceso en sí y los detalles de

soporte. Por lo tanto, el texto del Reporte aporta los elementos principales del contexto, análisis, conclusiones y recomendaciones, con referencia a un conjunto de anexos que contiene el soporte técnico y descripciones detalladas. El texto en sí se desglosa en las siguientes siete secciones:

1. Introducción
2. Antecedentes Técnicos y Contextuales
3. Resumen del Incidente
4. Análisis
5. Causas Directas y Causas-Raíz
6. Observaciones y Comentario
7. Recomendaciones

Hasta el momento se ha hecho referencia a los Anexos A-G. La lectura de dichos anexos será provechosa para los lectores con poco conocimiento de los aspectos analizados aquí, ya que la comprensión de los mismos puede ser esencial para poder asimilar los resultados del ACR. Como se mencionó antes, el Anexo A contiene una descripción general del Proceso ACR aplicado por Battelle, mientras que el Anexo B pone en perspectiva el tiempo requerido para realizar este ACR en comparación con otros análisis de causa raíz similares. El Anexo C fue incorporado para tomar en cuenta los comentarios de los buzos contratados para inspeccionar físicamente y limpiar el mat de la PAE de Perforación Usumacinta para permitir la evaluación de su condición estructural, además de hacer referencia a otras inspecciones de los equipos hechas en el campo.

El Anexo D introduce al lector a los diferentes tipos de plataformas móviles de perforación mar adentro (mobile offshore drilling unit – MODU) y su uso para las actividades de exploración y producción (EyP) mar adentro. El Anexo E sirve como fuente de información para determinar cuál tipo de plataforma perforadora es la más viable y segura en las condiciones como las que caracterizaron al incidente investigado, con referencia a las estadísticas sobre fallas históricas. El Anexo F se ofrece al lector como recurso sobre las amenazas y vulnerabilidades de las plataformas MODU en las operaciones EyP mar adentro. El Anexo F también explica la interacción entre la PAE Usumacinta y la Plataforma Fija KAB-101, la cual fue un elemento medular de este incidente. Por último, el Anexo G presenta dos líneas de tiempo globales para el incidente. Una se enfoca en el marco temporal inmediato del incidente, incluyendo la etapa de rescate y recuperación. La segunda línea de tiempo define los eventos, decisiones y circunstancias históricos que son necesarios para permitir la evaluación de los factores causales del incidente objeto de la investigación. Se recomienda la lectura del Anexo G hasta a las personas con conocimiento del incidente, ya que las líneas de tiempo allí presentadas contienen detalles sobre la secuencia de eventos del incidente y sobre aspectos históricos previamente ignorados por muchas de esas personas.

Para efectos de desarrollar y priorizar los escenarios de falla, se evaluaron más de 60 líneas de investigación (LoI), las cuales se presentan en el Anexo H junto con un resumen de los resultados correspondientes. El Anexo I presenta los varios cuestionarios utilizados para entrevistar a los sobrevivientes, a las primeras personas que respondieron a la emergencia, y a otros empleados de PEMEX y de sus contratistas. El Anexo J resume los resultados de las entrevistas, incluyendo la segunda ronda de entrevistas enfocada en los trabajos hechos en el

Brian Lewis

KAB-101 para controlar la primera fuga del Pozo 121. El Anexo K documenta el proceso de recopilación de datos y sus resultados. El Anexo L contiene un resumen detallado del papel de cada uno de los doce factores causales genéricos en la explicación del incidente y la identificación de las causas directas y contribuyentes y las causas raíz.

El Anexo M describe el desarrollo y priorización de los escenarios de falla e identifica el escenario que concuerda plenamente con todos los factores causales. Por último, el Anexo N presenta los insumos desarrollados como parte de las 'tareas extraordinarias' cuyo alcance fue más allá de lo que se podía definir al inicio del Proyecto. Dichas tareas incluyen los trabajos de nuestros subcontratistas para apoyar el proyecto, con secciones independientes para ABSC (American Bureau of Shipping Consulting) y la empresa Sea Engineering, Inc. (SEI). También incluye los trabajos realizados por los expertos de Battelle que evaluaron los materiales empleados en la fabricación de las mandarinas y evaluaron la respuesta térmica del flujo del fluido relacionada con la continuación de la fuga del pozo en la plataforma KAB-101.

A continuación se presenta un listado de los anexos que contienen los detalles relevantes de este Proceso ACR:

- Anexo A. Descripción General del Proceso de ACR de Battelle
- Anexo B. Aspectos de Otros ACR Relevantes
- Anexo C. Experimentos de Campo y Observaciones
  - C1: Condiciones Físicas del mat de la PAE Usumacinta
  - C2: Condiciones Físicas de las Mandarinas
  - C3: Inspección Física del Candelero (cabezal de Pozo) de los Pozos KAB-101 y KAB-121
- Anexo D. Detalles y Descripción de las Plataformas MODU, las PAE Bethlehem, la Usumacinta y Sea Ponys
- Anexo E. Estadísticas y Análisis Relevantes sobre MODU
- Anexo F. Amenazas para las MODUs
  - F1: Plan de Desarrollo del Sitio y Evaluación Relacionada con los Riesgos
  - F2: Hisotrial del Clima y Estados del Mar Relacionados
  - F3: Pronóstico Retrospectivo del Clima
  - F4: Soporte y Estabilidad del Lecho Marino
  - F5: Aspectos Funcionales de la Perforación y Producción
- Anexo G. Línea de Tiempo de Eventos Históricos (de Largo Plazo) y Relacionados con el Incidente
  - G1: Línea de Tiempo de Eventos Históricos (de Largo Plazo)
  - G2: Línea de Tiempo de los Eventos del Incidente hasta el Rescate y Recuperación
- Anexo H. Líneas de Investigación y su Resumen

Brian Lee

- Anexo I. Cuestionarios para las Entrevista y sus Variantes Empleadas
- Anexo J. Resumen de las Entrevistas
- Anexo K. Recopilación de Información: Proceso y Resultados
  - K1: Proceso
  - K2: Requerimiento de Información y Base de Datos Resultante
  - K3: Solicitudes Posteriores de Requerimientos de Información e Información no Proporcionada
- Anexo L. Factores Causales y su Análisis
- Anexo M. Desarrollo y Priorización de los Escenarios de Falla
- Anexo N. Reporte y Análisis de las Tareas Extraordinarias

Durante el presente análisis no se debe perder de vista el hecho de que las personas que estaban a bordo de la Usumacinta aquel día se vieron involucrados en un evento como ningún otro en la historia de las operaciones mar adentro de PEMEX. Si bien un proceso de ACR naturalmente se enfoca en los problemas, errores y equivocaciones, hay que reconocer que por lo general dichas personas respondieron de manera profesional y valiente ante las circunstancias que tuvieron que afrontar. La siguiente sección del texto ayudará al lector a empezar a entender esas circunstancias al considerar los antecedentes técnicos y contextuales.

Brian Lees

§2 Antecedentes Técnicos y Contextuales

Esta sección presenta los antecedentes técnicos y circunstanciales relacionados con el incidente Usumacinta – KAB-101 ocurrido el 23 de octubre del 2007. Se introducen y se analizan los eventos, circunstancias y decisiones que tuvieron un papel crítico en el incidente, dejando el escenario listo para la reconstrucción detallada del incidente presentada en la Sección 3. Esta sección cubre los aspectos críticos de la línea de tiempo histórica anterior al evento. Este contexto es indispensable para efectos de entender el incidente mismo. El Anexo G contiene mayor detalle sobre la línea de tiempo histórica y la línea de tiempo del incidente.

El Proceso Análisis Causa-Raíz (ACR) de Battelle (descrito en el Anexo A) se basa en los doce factores causales genéricos mencionados en la Introducción de este Reporte. Estos factores causales genéricos se aplican a cualquier análisis causa-raíz, pero en este caso han sido adaptados específicamente a la industria petrolera mar adentro. Los factores genéricos se adaptan a esta aplicación específica al considerar cada uno dentro del marco de los seis elementos principales de este incidente. Los seis elementos son: 1) el campo de producción KAB; 2) la plataforma fija KAB-101 y sus pozos; 3) la plataforma autoelevable de perforación (PAE) Usumacinta; 4) los botes salvavidas (mandarinas) de la Usumacinta; 5) las etapas de rescate y recuperación; y 6) la cultura de producción y seguridad. Con respecto al incidente objeto de esta investigación, los primeros cuatro elementos determinan porqué se dio la fuga inicial y luego la continuación de la fuga. Esta determinación permite definir las causas directas del incidente y la necesidad de abandonar la Usumacinta, lo cual dio lugar a la pérdida de vidas humanas. Por lo tanto, estos primeros cuatro elementos constituyen los antecedentes esenciales del incidente y el objeto de esta sección. Las etapas de rescate y recuperación contienen eventos y decisiones que resultan de las fugas y el abandono de la Usumacinta. Asimismo, los aspectos de la cultura de producción y seguridad tienen que ver con los posibles problemas sistémicos que surgen de los resultados del análisis. De ahí que lo conveniente es tratar los elementos quinto y sexto después de la reconstrucción del incidente.

El Proceso ACR avanza a través de las líneas de investigación (LdI) diseñadas para establecer los eventos, decisiones y circunstancias que dieron lugar al incidente mientras se desarrollan la línea de tiempo histórica y la línea de tiempo del incidente. Los doce factores causales genéricos se utilizan como lentes de aumento para desarrollar estas líneas de investigación, basándose en entrevistas, datos y observaciones. Los análisis enfocados en estos aspectos, ya sean análisis de cambios, análisis causa-efecto, análisis del árbol de fallas y otras formas de lógica inductiva y deductiva señalan otros posibles problemas o inconsistencias. Tales análisis abren nuevas líneas de investigación que abarcan el período antes, durante y después del incidente según se requiera. El Anexo H resume las más de 60 LdI principales que fueron analizadas como parte de este ACR, incluyendo sus resultados. Los Anexos I, J y K presentan los detalles de las entrevistas de soporte y demás actividades de recopilación de datos. Luego el Anexo L resume la transformación de los factores causales genéricos a factores específicos a este incidente, formando así la base para evaluar su respectivo papel como causas directas y causas-raíz.

Esta sección ofrece una perspectiva y detalles claves para entender a las plataformas PAE como la Usumacinta, las plataformas de producción como la Sea Pony (plataforma fija KAB-101) y la interacción entre ellas en las operaciones de exploración y producción (EyP) en vista de las

Brian Lee

amenazas y vulnerabilidades que existen en el Campo de producción KAB. Se recomienda que los lectores con poco conocimiento de estos aspectos consulten los Anexos, especialmente para entender las diferencias entre las PAE que utilizan un mat de flotación neutral versus las que se sostienen sobre piernas independientes (véase el Anexo D).

El Campo de Producción KAB

De acuerdo con lo señalado en la Tabla 1.1 (véase la Sección 1), la experiencia con las operaciones EyP mar adentro indica que las principales amenazas y vulnerabilidades y otros aspectos específicos al campo de producción KAB deben incluir las amenazas debido a las condiciones meteorológicas severas (viento y oleaje), las vulnerabilidades debido a la capacidad de soporte y estabilidad del lecho marino y los defectos y fallas estructurales que podrían ser consecuencias de estas condiciones peculiares del sitio. A continuación los temas se cubren en la secuencia mencionada, concluyendo con el producto extraído del campo de producción KAB y sus posibles implicaciones.

Amenaza Relacionada con las Condiciones Meteorológicas

Al igual que muchos otros campos petroleros ubicados mar adentro alrededor del mundo, el campo de producción KAB se encuentra en una región amenazada por condiciones meteorológicas severas según la temporada, incluyendo tormentas tropicales de fuerza huracanada y frentes fríos, además de las condiciones marinas producidas por tales tormentas. Esto significa que la empresa operadora requiere de criterios para evaluar la intensidad de estas amenazas. Dichos criterios deben ser la base para la toma de decisiones relacionadas con las políticas y procedimientos implementados durante el plan de desarrollo para garantizar la seguridad del personal a bordo y proteger a los activos y al medio ambiente.

Existe mucha literatura sobre las amenazas y peligros que representan estos aspectos metaoceánicos. La mejor información disponible en este contexto se refiere a la región septentrional del Golfo de México (GdM). Esta información incluye los registros históricos de varias clases de tormentas, especialmente los huracanes. Existen libros sobre los aspectos básicos donde se analiza la perspectiva del ámbito mar adentro[p.ej., 31] además de fuentes de referencia en línea.[p.ej., 32] Estas últimas ofrecen al investigador toda una gama de enlaces para obtener mayor información. También existen otras fuentes que se refieren a estos aspectos.[p.ej., 10, 33-35]

Antes de presentar los antecedentes sobre la información metaoceánica para el campo de producción KAB, cabe mencionar que esta información (donde existen datos históricos relevantes específicamente para el GdM septentrional) indica la necesidad de revisar la metodología empleada para evaluar las condiciones metaoceánicas. Hay varias razones que justifican esta observación. Primero, los parámetros históricamente aplicados para medir la intensidad de las tormentas (por ejemplo, la altura del oleaje) han evolucionado al igual que la precisión de su medición y los criterios de severidad (p.ej., altura de oleaje significativo o intensidad de viento significativa). En vista de dicha evolución, algunos investigadores han comparado los registros históricos para ciclos de 100 años con los valores modernos para ciclos de 50 años y han concluido que "los registros (históricos) eran muy inferiores a los que eventualmente fueron establecidos como valores para ciclos de 50 años."[(10)] De ahí se puede afirmar que se debe manejar esos términos con cuidado para efectos de caracterizar la intensidad de las tormentas.

Segundo, los medios empleados para caracterizar la severidad de una tormenta y otros datos afines pueden variar según la organización que los interprete. Como ejemplo, se ha reportado[37] a la Dirección General de Recursos Minerales (Minerals Management Service – MMS, la entidad a cargo del desarrollo mar adentro en territorio estadounidense) que "existe una diferencia significativa entre la forma en que las diferentes organizaciones interpretan los datos (metaoceánicos) referentes al mismo evento, por lo que concluimos que se requiere mayor estudio sobre las diferencias entre las metodologías, filosofías y en última instancia, los valores en que se basa cada organización." Por último, los datos metaoceánicos históricos reflejan cambios en los patrones climáticos y la percepción de un proceso de calentamiento global, sugiriendo que la severidad de las tormentas está variando de manera que los parámetros históricos podrían resultar inaplicables hoy en día. La discusión presentada a continuación deberá verse tomando en cuenta estas observaciones.

La temporada de huracanes en el Atlántico ha sido ampliamente definida entre el 1ro de junio y el 30 de noviembre,[41] período en que surgen el 97% de los sistemas tropicales.[41] La temporada de frentes fríos en el GdM, si bien no es tan formalmente definida, típicamente empieza hacia finales de la temporada de huracanes. Los registros históricos sobre tormentas indican que empieza en octubre[42] y generalmente termina a finales de mayo. Para la fecha de redacción del presente Reporte (mediados de mayo), México está sintiendo el paso del Frente Frío 44. El incidente del 23 de octubre ocurrió durante el Frente Frío 4. De ahí que la definición antes mencionada para la temporada de frentes fríos concuerda con los Frentes Fríos No. 4 (año 2007) y no. 44 (año 2008).

Los vientos en línea recta generados por los frentes fríos alcanzan velocidades muy inferiores a las que alcanzan los vientos rotatorios generados por los huracanes. Lo anterior se hace evidente en la Escala Beaufort, un parámetro empírico para medir la severidad de las tormentas. Existe una versión de la escala para el ámbito terrestre y otra para el ámbito mar adentro. En términos de la Escala Beaufort, la velocidad mínima del viento para un huracán es de 61 nudos (111 km/hr). En cambio, las tormentas no tropicales en el GdM, incluyendo los frentes fríos, típicamente generan vientos que alcanzan velocidades muy inferiores alrededor de unos 45 nudos (82 km/hr).[43] La política de PEMEX referente a la amenaza que los vientos severos representan para las operaciones EyP mar adentro reconoce la diferencia de intensidad entre los vientos producto de tormentas no tropicales y los vientos generados por huracanes cercanos a una plataforma. Dicha política se refiere específicamente a los huracanes[44] y exige la evacuación de las instalaciones amenazadas por un huracán, además de estipular el paro de la producción como medida de protección ambiental. De igual manera, en Estados Unidos la MMS ha adoptado prácticas específicas para los huracanes con base en el análisis de las consecuencias de varios huracanes históricos.[p.ej., 37,45] Los conocimientos adquiridos mediante dichos análisis han impulsado el establecimiento de normas aplicadas por la MMS[p.ej., 46] y el Instituto Norteamericano del Petróleo (API)[p.ej.,47,48] con referencia específica a los huracanes. Este enfoque en los huracanes que incorpora la normativa en Estados Unidos y México refleja la tendencia que existe a nivel mundial.[49]

Las tormentas tropicales, de las cuales las más intensas son los huracanes, se inician como áreas de baja presión que se desplazan hacia el oeste por el GdM, acumulando energía (intensidad) sobre el mar abierto. Los vientos rotatorios de las tormentas tropicales que impactan la zona del GdM objeto de este estudio generalmente pasan por la Península de Yucatán. Por esta razón, el recorrido libre (fetch) de las olas (la distancia libre de obstáculos que permite que el viento a

Brian Lee

cierta velocidad aumente la altura de las olas) es relativamente corto en el caso de dichas tormentas. Las tormentas tropicales tienden a perder parte de su intensidad al pasar sobre la Península de Yucatán. En cambio, los frentes fríos provienen de tormentas que entran al Golfo de México muchas veces cerca de Houston, casi directamente al norte del área del GdM indicada en la Figura 1.1, de donde se dirigen al sur. Por lo tanto, el 'recorrido libre' de los frentes fríos es muy largo, cubriendo casi toda la distancia norte-sur del Golfo. Esto hace posible que las condiciones marinas generadas por un frente frío sean más severas ante cierta velocidad del viento en comparación con los vientos rotatorios, manteniendo constantes otras variables.

Existen en todo el mundo prácticas similares a las que observa PEMEX para la clase de tormenta tropical conocida en la región atlántica como huracanes. Esto se debe al hecho de que se reconoce ampliamente que las tormentas de esta intensidad pueden causar daños significativos en las instalaciones EyP mar adentro. Inclusive pueden desplazar una plataforma de perforación al grado de que entre en contacto con una plataforma fija[(p.ej., 37,45)] como parece haber sucedido en la Figura 1.3b. En cambio, por lo general no existen prácticas bien definidas referentes a las tormentas de menor intensidad, típicamente porque los vientos y las condiciones marinas correspondientes generados por los frentes fríos y otras tormentas no tropicales son mucho menos intensos que los que son generados por los huracanes. Por lo tanto, las decisiones tomadas respecto al personal o la plataforma con base en los pronósticos meteorológicos relacionados con tormentas de menor intensidad que los huracanes tienden a depender de la experiencia del superintendente y su confianza en los pronósticos disponibles e su interpretación de estos.

No se dispone de datos sobre los parámetros metaoceánicos históricos para el GdM meridional, porque fue hace poco tiempo que fueron colocadas boyas instrumentadas para capturar tales datos meteorológicos. Por esta razón se eligió evaluar los datos históricos para la zona del GdM indicada en la Figura 1.1 en términos de los datos sobre tormentas no tropicales registrados en el GdM septentrional.[(43)] Para efectos de cuantificar las tormentas en dicha región existen abundantes recursos en línea basados en los datos capturados por boyas, satélites y demás tecnologías. Si bien las mediciones en campo de los vientos y condiciones marinas pueden ser caracterizadas con el fin de cuantificar las cargas ambientales, evaluar las amenazas respectivas o evaluar la necesidad de implementar medidas de mitigación, para efectos del presente Reporte basta ilustrar las tendencias durante los últimos 50 años. La Figura 2.1 caracteriza las tormentas tropicales registradas en el GdM septentrional desde mediados de los años cincuenta hasta el año 2000, con datos complementarios sobre el Frente Frío 4. En esta Figura se nota que la velocidad de los vientos sostenidos fue la más alta registrada en ese período de 50 años. Asimismo, la altura del oleaje fue la segunda más alta registrada en el mismo período. También se nota en esta Figura una tendencia hacia condiciones meteorológicas cada vez más intensas en términos tanto del oleaje como del viento.

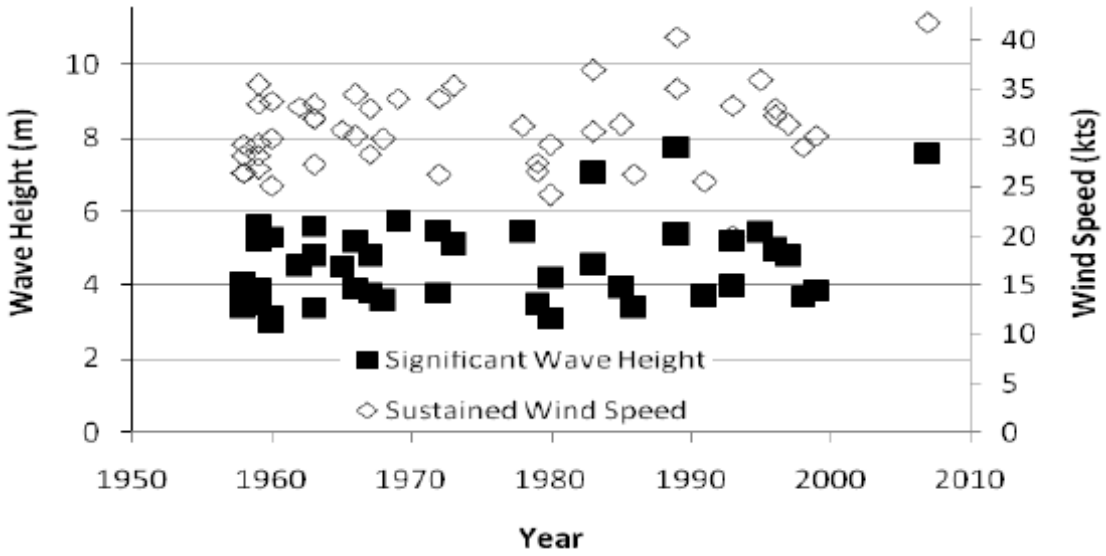


Figura 2.1. Registros históricos de los vientos y oleaje (Golfo de México Septentrional)

Aparte de los vientos y oleaje, hay otros múltiples parámetros que sirven para cuantificar la severidad potencial de una tormenta con respecto a las operaciones EyP mar adentro. Estos parámetros incluyen la profundidad del agua, altura del oleaje, dirección del oleaje, tiempo entre crestas, distancia entre crestas, velocidad del viento, velocidad de las ráfagas, perfil, velocidad de las corrientes, mareas y marejadas.[7] Las amenazas específicas en perjuicio de las plataformas de EyP incluyen el coeficiente de arrastre de las piernas, las áreas transversales expuestas al viento, la cinemática del oleaje, la obstrucción de las corrientes y la acumulación de materia biológica marina, además de aspectos como las olas muy grandes y el intervalo de retorno en función de la severidad. La interacción de cada plataforma específica con las métricas de severidad incluyen la interacción fluido-estructura y la interacción suelo-estructura, las cuales pueden depender de los períodos naturales de la estructura y las olas con su posible cancelación o refuerzo. El análisis de estos datos tiene como objetivo fundamental establecer la respuesta de la plataforma en términos del desplazamiento de la base y el momento de volcadura.

Desde luego que lo ideal sería contar con distribuciones de probabilidad para cargas extremas, pero las plataformas han sido desplegadas mar adentro desde mucho antes de que esos conceptos fueran entendidos. Sin embargo, aun hoy en día esos aspectos son caracterizados en forma errónea, salvo por casos especiales donde se perciben amenazas específicas. Aunque existen pocos registros históricos, se están desarrollando tales datos para la región meridional del Golfo de México ahora que Control Marino tiene capacidad para generar datos metaoceánicos en forma de registros de los vientos, el oleaje y las condiciones meteorológicas en general.(36) Los datos deben ser analizados para identificar tendencias en forma de insumos para la futura toma de

[7] En última instancia sería útil cuantificar la intensidad de las tormentas en términos de parámetros que reflejen la amenaza con referencia a la vulnerabilidad de cada sitio. Esto facilitaría el análisis racional de la posible pérdida de cada estructura o de vidas humanas o bien el peligro de daños ambientales en términos de probabilidad y los riesgos correspondientes, además de la administración juiciosa.

decisiones sobre la severidad de las tormentas en vista de las plataformas existentes, además de ser tomados en cuenta en los futuros planes de desarrollo de PEMEX para sitios mar adentro. Las mejores prácticas para desarrollar protocolos y procedimientos PARE (planeación, administración y respuesta a emergencias) toman en cuenta los riesgos identificados según se avanza por las etapas de planeación para el desarrollo de un sitio (véase el Anexo F1). Los análisis futuros de tales datos meteorológicos podrían facilitar una mejor comprensión de la severidad y riesgos referentes a los frentes fríos en comparación con los huracanes y tormentas tropicales.

Las siguientes sub-secciones que analizan el papel de esta amenaza con referencia al incidente del 23 de octubre, aportan mayor detalle respecto a los vientos y el oleaje según lo reportado por PEMEX[36,38] y generado mediante la estimación de condiciones meteorológicas históricas.[50,51] Por el momento basta hacer notar que fueron reportados fuertes vientos y oleaje antes de y durante el incidente objeto de investigación, por lo que las condiciones meteorológicas se consideran como un posible factor causal.

Vulnerabilidades

De acuerdo con lo indicado en la Tabla 1.1, la falla del soporte marino debido a la resistencia inadecuada de la interface suelo-estructura constituye la vulnerabilidad fundamental de las operaciones de EyP mar adentro donde se utilizan plataformas autoelevables. Hay varias modalidades de falla características que contribuyen a la vulnerabilidad en esta interface, incluyendo el colapso, el desplazamiento y la licuefacción para mencionar sólo algunos.[p.ej.,4-7,12,16] El análisis de los datos obtenidos de la fuente citada no. 52, que caracterizan las mediciones de suelos hechos en todo el GdM septentrional, sugiere que el lecho marino en el campo KAB tiene un nivel de resistencia relativamente bajo. Lo anterior queda evidente en la función de distribución acumulada (CDF) derivada de los datos (véase la Figura 2.1). Esta Figura indica que la capacidad de carga promedio de los estratos superficiales del lecho marino del GdM es del orden de 30-60 lb/ft^2, con un 67% de las muestras indicando una capacidad menor a 100 lb/ft^2.

Las piernas de las plataformas tipo IL (piernas independientes) generalmente tienen terminaciones tipo punzón o barreno (“spud cans”) de entre 37 y 45 pies de diámetro. El área de contacto de cada terminación puede ser de entre 3,000 y 6,000 ft^2 con una carga típicamente entre 1,000 y 1,600 lb/ft^2. En cambio, la huella de las plataformas con mat tiene un área superficial de entre 13,500 y 25,000 ft^2 con una carga típicamente entre 400 y 700 lb/ft^2. De lo anterior se desprende que tanto para las plataformas de perforación tipo IL como para las plataformas con mat, son susceptibles al asentamiento y las fallas, dependiendo de las propiedades de los suelos en cada sitio específico. Sin embargo, otras dos plataformas de perforación (una de las cuales era idéntica a la Usumacinta) han dado servicio a la plataforma fija KAB-101 anteriormente, operando en ese sitio sin contratiempos por un período acumulado de varios años. Por lo tanto, si bien se puede justificar cierta preocupación por este aspecto, el historial de operaciones seguras ofrece un contrapeso a esa preocupación.

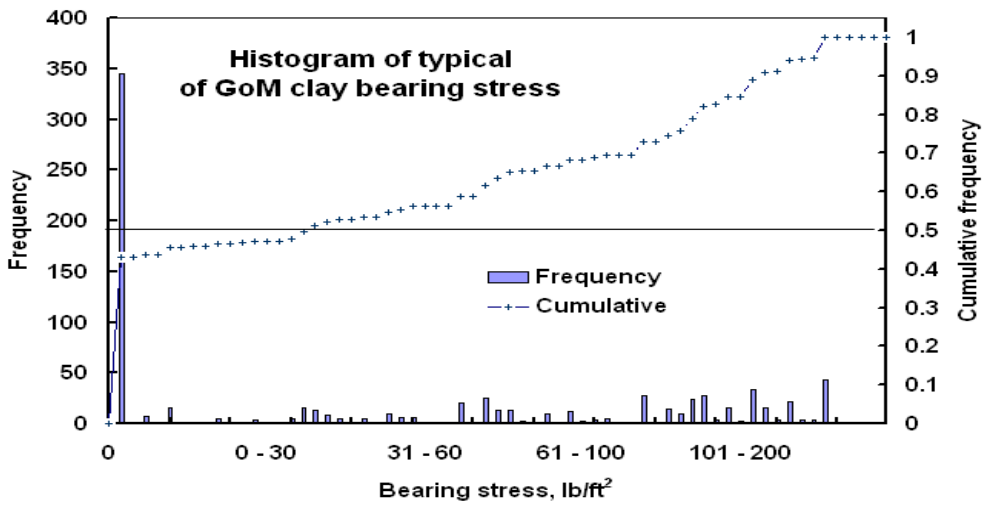


Figura 2.2. Distribución de la capacidad de carga en el GdM septentrional

Asimismo, se podría suponer que las plataformas de perforación tipo IL tienen mucha mayor probabilidad de sufrir fallas por esta clase de distribución acumulada (CDF) porque imponen una carga de más del doble que las plataformas con mat. La experiencia en el campo respalda esa suposición (véase el Anexo E). Por esta razón, manteniendo constantes otras variables, se prefiere a las plataformas con mat con relación al uso de las plataformas IL, aunque ambos tipos trabajan exitosamente en el GdM. Los registros históricos indican que las plataformas IL han sufrido fallas con el soporte del fondo (penetración rápida de los estratos superficiales) con una frecuencia hasta diez veces mayor que las fallas sufridas por las plataformas con mat, lo que muestra la tendencia a nivel mundial con las fallas de soporte con referencia específica a la vulnerabilidad vista en el GdM.

La modalidad de falla por colapso puede ocurrir donde el fondo marino no es plano ni uniforme respecto a sus propiedades y/o su capacidad de carga. Por esta razón esta modalidad de falla es un factor probable para las plataformas con mat, las cuales por su diseño requieren que el fondo sea nominalmente plano (generalmente con menos de 1° de inclinación). Normalmente las fallas de esta modalidad se manifiestan en forma del desplazamiento vertical.

El desplazamiento también puede representar una modalidad de falla respecto al plano del fondo. El desplazamiento lateral que ocasiona fallas en el fondo a la altura de la placa anti-socavación (véase el Anexo F) se manifiesta en forma del movimiento y rotación de la plataforma de perforación sobre el fondo marino. Esta clase de movimiento se ha observado ampliamente en las plataformas afectadas por huracanes[37,45]. La defensa contra esta modalidad de falla puede incrementarse al aumentar el peso de la plataforma, lo cual aumenta la fricción en la interface suelo-estructura. La defensa contra la falla por cizallamiento-desplazamiento lateral también puede ser incrementada por cualquier factor que cause que la plataforma se asiente más profundamente en el lecho marino, “fijando” efectivamente la plataforma contra cualquier movimiento lateral. Esta defensa puede fortalecerse mediante cualquier acción que aumente el área del suelo sujeta al desplazamiento. Esto puede ocurrir por la consolidación del suelo debajo del mat (en el caso de las plataformas con mat) o por la mayor penetración de una pata (en el caso de las plataformas de piernas independientes), ambos favorecidos por un incremento en el peso de la plataforma.

Existe una tercera modalidad de cizallamiento-desplazamiento caracterizada por el movimiento en un arco circular por el suelo debajo de la plataforma, lo que significa que se trata de una modalidad que afecta principalmente a las plataformas con mat. Las fallas de esta modalidad pueden ocurrir con un centro de rotación ubicado ya sea en la punta o en el centro del soporte del mat. En ambos casos se incrementa la inestabilidad y por ende el riesgo de volcadura.

El modo de falla mencionado anteriormente -penetración de pierna- representa una falla por desplazamiento vertical en lugar de lateral. El resultado puede ser o una plataforma que se mantiene estable a través de un ajuste o bien un desplazamiento severo que pudiera provocar la inestabilidad de la plataforma. La falla por desplazamiento vertical se trata ampliamente en la literatura donde se habla de fallas por 'penetración rápida' que ocurren únicamente con las plataformas de piernas independientes y que pueden ocurrir sin importar las condiciones meteorológicas. Las fallas por penetración rápida ocurren con mucho mayor frecuencia que las fallas relacionadas con los mat, ya sea en términos absolutos ó relativos (véase el Anexo E).

La última modalidad de falla es la licuefacción, un fenómeno que se vuelve posible cuando los suelos no cohesionados que están sueltos y saturados pasan desde un estado sólido hasta adquirir la consistencia de un líquido pesado. También puede suceder como consecuencia de un aumento en la presión del agua en los poros del suelo. La licuefacción del suelo tiende a ocurrir sólo dentro de un rango limitado de tamaños de partícula y dentro de un rango específico de niveles de presión en los poros[53].

Por el hecho de que la vulnerabilidad debido a fallas de soporte es ampliamente reconocida en el caso de las instalaciones EyP mar adentro, antes de realizar exploraciones en un campo se acostumbra evaluar la capacidad de soporte del lecho marino con el fin de determinar cuál tipo de plataforma de perforación se puede utilizar con seguridad. Ese tipo de evaluación se hizo en el caso del campo KAB unos años antes de perforar el primer pozo[30]. Este aspecto también fue tomado en cuenta por la empresa aseguradora antes del traslado de la Usumacinta a la plataforma fija KAB-101[29]. La evaluación de la aseguradora (véanse los extractos en la Figura 2.3) aparentemente se basó en los datos antes mencionados que fueron generados para PEMEX en 1990[30] y que supusieron que el lecho marino estaba intacto. Los registros de la aseguradora indican que se podía esperar que la Usumacinta se asentara unos 30-45 cm entre el suelo del fondo marino. En vista de que dicho estudio (elaborado por el perito geólogo de Mathews Daniel[29]) supone un lecho marino intacto y sabiendo ahora que otras plataformas de perforación con mat se han posado sobre el fondo en el mismo sitio, el grado de asentamiento estimado en el estudio citado sería ahora una estimación conservadora.

INFORMACIÓN DEL SUELO

Con base en la información específica del suelo del sitio que se proporcionó, la estratigrafía del suelo puede ser generalizada de la siguiente manera

Estrato	Penetración en pies De	A	Descripción del Suelo
I	0	33.5	Lodo de muy suave a suave
II	33.5	56.8	Lodo suave
III	56.8	97.1	Arena dina limosa de medio densa a muy densa
IV	97.1	126.1	Arcilla firme a rígida

MAT PENETRACIONES/RECOMENDACIONES

El análisis de penetración del mat fue efactuado con base en los parámetros del suelo resumidos arriba y a las dimensiones y presiones de soporte del mat de la plataforma móvil de perforación USUMACINTA.
Con base en este análisis, se espera que el mat penetre de 1 a 1 1/2 pies.
Se piensa que la socavación no será un problema en esta localización; sin embargo, nuestros consultores en suelos nos previenen que debido a la alta plasticidad que hay en las superficies con arcillas que pueden tener una consistencia de suave a muy suave, después de que el mat ha estado posicionado por un tiempo, se pueden desarrollar fuerzas significativas entre el suelo y el mat
- Al extraer el Mat pudiese ser necesario sopletear el fondo marino

Figura 2.3. Resumen de los resultados del estudio de suelos (Fuente citada no. 29)

Consecuencias por Defectos y Fallas Estructurales

Donde las condiciones de soporte permiten la posibilidad del desplazamiento de una plataforma de perforación (ya sea el desplazamiento o rotación lateral o el asentamiento vertical, sin importar la causa), existe la posibilidad de que la plataforma entre en contacto con otras estructuras contiguas como plataformas de producción o ductos submarinos u otras instalaciones. Tales movimientos pueden ocasionar fugas cuando el contacto supera los límites de presión o provoca otras formas de defectos o fallas estructurales o funcionales.

La experiencia con las operaciones EyP mar adentro indica que el desplazamiento de una plataforma de perforación durante un huracán no es inusual. De hecho, se sabe de casos en que, en condiciones de tormenta severas, todos los tipos comunes de plataformas de perforación para aguas someras se han desplazado y/o volcado.[p.ej., 37,45] Como se mencionó antes en la discusión sobre la amenaza de condiciones meteorológicas severas, varios estudios han analizado tendencias con los huracanes.[p.ej., 37,45] Si bien dicha discusión mencionó las cargas impuestas por el oleaje producto de tormentas, no se hizo énfasis en el papel de las corrientes superficiales y de fondo, las cuales también pueden ocasionar el desplazamiento de una plataforma. Para prever tales situaciones, el Manual de Operaciones de la Usumacinta[54] limita su uso a los lugares donde la velocidad de las corrientes es menor a "aproximadamente" 1.25 nudos (2.25 km/hr) en la superficie y 0.5 nudos (0.75 km/hr) en el fondo marino ante cualquier estado del oleaje. Estos límites aparentemente se basan en análisis hechos como parte del proceso de diseño para las plataformas de perforación de la Clase Bethlehem que incluye la Usumacinta[55].

Si bien dichos límites se pueden ver como una restricción significativa sobre el uso de estas plataformas, el hecho es que varias plataformas prácticamente idénticas en su diseño y construcción sobrevivieron a la misma tormenta. Asimismo, plataformas similares han sobrevivido durante muchos años de tormentas más intensas, incluyendo algunos huracanes, sin mayor contratiempo. Esto indica que otras circunstancias específicas al caso de la Usumacinta, diferentes a los problemas relacionados con las cargas impuestas por las corrientes u otros problemas de diseño, causaron sus dificultades el 23 de octubre. Existe suficiente evidencia para respaldar esa afirmación, pero también existen pruebas anecdóticas que indican que plataformas con mat como la Usumacinta han quedado en posición inclinada después de tormentas recientes en el GdM meridional. Por ejemplo, las plataformas Carolina y Colorado de la Clase Pride se inclinaron muy ligeramente durante el Frente Frío 4[(56)]. Luego se reporta que la Usumacinta se había inclinado en un mayor grado durante otra tormenta no tropical el día 28 de febrero del 2003[(57)]. Resulta significativo que, por no producir consecuencias inaceptables, los eventos mencionados no han recibido mayor atención.

Aunque la posible importancia de las cargas por corrientes u otras cargas similares se disminuye en vista de la supervivencia de otras plataformas idénticas, se deberían tomar precauciones en el futuro cuando estas plataformas se ubican en sitios donde la profundidad del agua se acerca a su límite físico. Esta recomendación se basa en el hecho de que el diseño de las plataformas de la clase Bethlehem las hace más susceptibles a las condiciones de los suelos cuando la profundidad del agua se acerca al límite físico de extensión de sus piernas.[(37)] Este aspecto no influyó en el incidente del 23 de octubre porque la Usumacinta se encontraba en aguas someras, pero aun así las experiencias que señalan problemas siempre deben ser tomadas en cuenta para efectos de la planeación y las operaciones. La misma fuente citada hace notar que muchas veces se emplean plataformas con mat porque pueden posarse sobre los orificios cilíndricos de penetración (can holes) dejados por la presencia previa de una plataforma de perforación tipo IL. Esta práctica expone a las plataformas con mat al peligro, desde el momento en que se posen en un sitio debido al debilitamiento de la capacidad de soporte del lecho marino por la presencia de dichos agujeros. El comentario indicando que las plataformas con mat pueden posarse sobre los orificios cilíndricos sorprende hasta cierto punto, ya que la misma obra también enfatiza las limitaciones de las plataformas con mat específicamente con respecto a las condiciones de los suelos en el sitio.

Por último, cabe mencionar que la tendencia mostrada en la Figura 2.1 indica que la intensidad de las tormentas en el GdM se está incrementando paulatinamente, posiblemente debido al calentamiento global. Los daños extensos sufridos por la infraestructura EyP mar adentro en Estados Unidos durante varios huracanes recientes muy intensos motivó una serie de análisis sobre sus causas y consecuencias. Un análisis[(37)] dice que, "Cuando golpeó el Huracán Lilli había aproximadamente 142 plataformas autoelevables y 39 plataformas semi-sumergibles en el GdM septentrional. De ese total sólo seis o siete autoelevables y dos semi-sumergibles fueron impactadas significativamente y de ellas sólo tres sufrieron eventos significativos." Luego un cuadro del mismo estudio menciona que ocurrieron tres asentamientos "notables" entre las plataformas autoelevables. Tales declaraciones se pueden interpretar como una afirmación de que el estatus quo es aceptable, ya que el comentario respectivo no tiene tono crítico.

En cambio, el mismo reporte entregado a la MMS señala la necesidad para mejorar la administración de cambios porque las plataformas de perforación podrían ser "desplazadas por la acción del oleaje, con la posibilidad de dañar las estructuras contiguas." Dichas consecuencias

Brian Lee

producto de huracanes han impulsado reformas muy recientes en los códigos y reglamentos establecidos por las autoridades estadounidenses sobre los criterios de diseño y los protocolos y procedimientos enfocados en las implicaciones de las condiciones meteorológicas generadas por los huracanes.[47,48] Si bien estas reformas a la normas (que entraron en vigencia en el 2007) indican específicamente que no se aplican a tormentas como los frentes fríos, las tendencias mostradas en la Figura 2.1 respecto a las tormentas no tropicales sugieren la necesidad de reevaluar la respuesta ante esas tormentas. Si resulta cierto que los datos meteorológicos referentes a las aguas territoriales mexicanas comprueban una tendencia hacia el incremento en la severidad de las tormentas no tropicales como son los frentes fríos, entonces se debe considerar la posibilidad de desarrollar criterios que justifiquen las decisiones tomadas para evitar consecuencias inaceptables.

Producto Extraído

Aunque las características del producto por extraer se pueden suponer en vista de la producción de los campos contiguos, nunca se pueden cuantificar hasta que se perfore el primer pozo o pozos y se analicen las muestras obtenidas. Los fluidos producidos por el campo de producci´n KAB han sido suficientemente caracterizados para efectos del presente Reporte.[p.ej., 69] La Tabla 2.1 resume en forma parcial los resultados de dichos análisis.

La Tabla 2.1 caracteriza las propiedades del fluido producido y algunos aspectos de la formación. Las propiedades indicadas en la Tabla 2.1 reflejan un fluido compuesto que incluye una mezcla de petróleo, gas natural, y líquidos de gas natural (NGLs), junto con H_2S y otros gases acidógenos y agua. Por lo tanto, el fluido producido es volátil, tóxico y combustible, capaz de encenderse con facilidad si se dan las condiciones necesarias. La presencia de NGLs (componentes como etano y propano) y otros componentes como CO_2 permiten la posibilidad de características de gas 'rico' que pueden alterar radicalmente las características de flujo, dependiendo de la presión, temperatura y otras consideraciones termodinámicas. Se trata de una mezcla corrosiva, de manera que el pozo y sus equipos deben estar hechos de aceros aptos para ese servicio y diseñados para contener la presión de formación. Algunos registros indican que el flujo de este producto contiene asfaltenos. Asimismo, como es el caso con todo pozo, el flujo contendrá sólidos que provienen de la formación y cuyo tamaño se limita por la forma en que fue perforado el pozo.

El fluido producido por el Campo de producción KAB contiene un porcentaje significativo de gas asociado y se produce a una velocidad muy alta. Los fluidos con esas características pueden conllevar una variedad de problemas que, además de la corrosividad antes mencionada, pueden ocasionar la erosión y la erosión-corrosión. Estos procesos pueden deteriorar hasta a los mejores materiales y componentes, lo que sugiere la necesidad de mantenimiento frecuente y la posibilidad de otros problemas que no se dan en otros campos.

Tabla 2.1. Propiedades de la Formación y del Fluido Producido (Fuente citada no. 58)

Intervalo productor	6040-6052 m
Formación productora	Jurasico superior kimmerigdiano
Tipo de muestreo	muestras de fondo
Fecha de muestreo	25 diciembre 2005
Profundidad de muestreo	4500 m

Presión a la profundidad de muestreo	n/a
Temperatura a la profundidad de muestreo	n/a
Presión estática	n/a
Temperatura de yacimiento	160°C (320°F)
Presión de saturación a TY 260	14kg/cm^2, (3700 psi)
Compresibilidad promedio a TY	5.595× 10^{-4}(1 /kg/cm^2)
Expansión térmica de la muestra original	2.537 × 10^{-3} 1/°C
Densidad del aceite a Pb	0.5746 g/cm^3
Viscosidad del aceite a Pb	0.3119 mpa.s
Factor volumétrico del aceite a presión de punto de burbuja	1.9625
Densidad del gas a i ld (libre de humedad)	0.858(aire=1)
Factor volumétrico del gas a i ld	5.727 × 10^{-3}
Factor de desviación a i ld	0.8967
Densidad relativa del gas a i ld (libre de humedad y ácido)	0.840(aire=1)
Contenido de CO_2 en el gas a i ld	2.19%(mol%)
Contenido de H_2S en el gas a i ld	0.49(mol%)
Etano líquido en el gas a i ld	3.5599 gpm
Propano más pesados en el gas a i ld	6.7028 gpm
Densidad del aceite residual	37.24 °API
Expansión térmica del aceite residual	4.136 × 10-3 1/°C
Gas en solución de la prueba flash una etapa	255.52 m^3/m^3
Factor volumétrico de formación inicial	1.616

La Usumacinta: Una Plataforma Autoelevable de Perforación

En la Figura 1.2 se puede apreciar que la típica PAE de perforación tipo Mat-Cantiléver (PAE-MC) que se compone de un casco sostenido estructuralmente por tres piernas de forma cilíndrica que, en el caso de la Usumacinta, son conectadas a un mat de flotación neutral. El mat de una PAE-MC generalmente tiene la forma de la letra 'A' o la letra 'D'. En cambio, las piernas de una PAE-IL típica consisten de una estructura de enrejado o de nodos con vigas verticales unidas y reforzadas con soportes laterales y diagonales. La mayoría de las plataformas con estas 'piernas con estructura por nodos' emplean 'piernas independientes' y tienen el casco de diseño similar a las plataformas con mat, con la excepción de los alojamientos de las piernas y del alojamiento de los gatos (mecánicos), así como los controles que facilitan la elevación o descenso de cada pata en forma independiente. Las piernas descansan sobre 'terminaciones tipo punzón'. El Anexo D contiene mucho más detalle sobre estos aspectos y otra información básica sobre las plataformas autoelevables de perforación (PAE).

Las PAE con mat requieren sitios con el fondo plano porque todas las piernas de una plataforma autoelevable con mat se elevan y se descienden de manera sincronizada. El cantiléver no funciona si la plataforma tiene más de 1° de inclinación, por lo que el sitio debe estar plano dentro de ese margen una vez que el mat se ha posado sobre el lecho marino. Los diseños de las PAE con mat normalmente contemplan un mat de flotación neutral o casi neutral, de acuerdo con lo descrito en el Anexo D. Debido a la amplia superficie del mat, la carga impuesta al fondo

marino por unidad de área se mantiene muy baja, algo que resulta especialmente útil donde el fondo cede más. A diferencia de las plataformas con mat, la operación independiente de cada pata de una PAE-IL permite el ajuste para compensar según se requiera por las irregularidades en el fondo marino y la penetración de las piernas dentro del lecho marino. Por lo tanto, la ventaja de las PAE-IL es que se adaptan a una variedad de condiciones en el fondo marino. Como se explica en el Anexo D, tanto las PAE-MC como las PAE-IL tienen sus respectivas ventajas y desventajas.

La Usumacinta es una PAE-MC de la serie Bethlehem JU-200,[59] donde las siglas 'JU' significan autoelevable (jack-up), '200' se refiere a la profundidad máxima del agua medida en pies, y 'MC' significa que se trata de una plataforma mat-cantiléver (unidad del tipo cantiléver con mat). Su diseño se basa en una evaluación del fondo marino que típicamente se encuentra en el GdM[52] y las condiciones meteorológicas y marinas que caracterizan a esta zona,[55,60] aunque principalmente con énfasis en el GdM septentrional (aguas estadounidenses). La plataforma autoelevable de perforación (PAE) Usumacinta es una de las 70 PAE-MC fabricadas por Bethlehem entre finales de los años setenta y finales de los ochenta.[4] Como es el caso con la mayoría de las decisiones comerciales, la elección entre el uso de una plataforma tipo IL o tipo MC o de otro estilo depende de factores económicos y de las capacidades que se requieren. Con las PAE-MC, ya sean de la Clase Bethlehem o de otro diseño, la elección depende de aspectos como la carga variable, la carga máxima en gancho, la profundidad de perforación y la profundidad del agua, además de factores fiscales como los Programas CapEx y OpEx. A pesar del hecho de que las operaciones EyP se están avanzando cada vez hacia aguas más profundas donde las PAE-MC no se pueden utilizar, la mayoría de las plataformas de la Clase Bethlehem basadas en el diseño de los años setenta[4,18,61,62] aún permanecen en servicio. Todavía hoy en día se están construyendo unidades similares, si bien a un ritmo menor. El Anexo D contiene mayor detalle sobre las PAE tipo JU-200 MC de la Clase Bethlehem

La construcción de la Usumacinta fue concluida en 1982 por la empresa Bethlehem Singapore Private Limited y fue identificada como Casco No. 4239.[54] Su construcción fue contratada por la Houston Offshore Joint Venture específicamente para el uso en el Golfo de México. Por lo general, las plataformas PAE de la serie Bethlehem tienen piernas cilíndricas, pero se sabe de por lo menos una unidad que fue construida con 'piernas de estructura con nodos o enrejado' (el Modelo JU-300 MS), donde la 'S' se refiere a la ranura (slot) donde se acomoda la plataforma de producción. Dicha unidad, la Pride Texas propiedad de la Pride Drilling Company, fue modificada en 1998 para instalarle un cantiléver.[17]

La Sabine V (el nombre original de la Usumacinta) estuvo clasificada por la American Bureau of Shipping (ABS) desde 1982 como una plataforma autoelevable de perforación de conformidad con los requerimientos de clasificación vigentes en esa época [p.ej., 63] hasta que fue comprada por la empresa Perforadora Central (PC) en enero de 1988. PC mantuvo la clasificación ABS como unidad MODU tipo PAE hasta el incidente objeto de esta investigación, después de lo cual quedó suspendida esa clasificación.[63] Los requisitos exigen una evaluación anual de cada plataforma de perforación, incluyendo una inspección mucho más detallada cada cinco años. Cuando sucedió el incidente, la Usumacinta había iniciado el proceso de reclasificación quinquenal, del cual aún quedaban pendientes algunos aspectos.[63] La fuente citada no. 63 señala que el proceso de reclasificación había inspeccionado varias secciones del mat,[64-67] pero aún faltaban por evaluar la viabilidad de los tanques de flotación y la condición de la parte superior del mat. Si bien se requiere que las plataformas autoelevables de perforación sean reclasificadas, la empresa

Brian Lee

propietaria de cada unidad sigue siendo responsable de todo aspecto de su funcionalidad e integridad.

La Plataforma de Producción KAB-101 y sus Pozos: Aspectos Históricos y Relacionados

La Plataforma Sea Pony y los Orificios Cilíndricos de Penetración

La KAB-101 es una pequeña plataforma fija de producción no tripulada ubicada en el campo de producción KAB. La Figura 1.1 muestra su ubicación referente al litoral del Estado de Tabasco. El diseño de esta plataforma se basa en un solo pilote de soporte de gran diámetro. La plataforma KAB-101 fue fabricada con base en un diseño llamado Sea Pony desarrollado por la Atlantia Corporation.[68] La construcción de esta plataforma tipo Sea Pony se inició el día 5 de octubre de 1994[69] a cargo de la empresa Bufete Industrial y se llevó a cabo poco tiempo después. La instalación de esta Sea Pony se hizo con la barcaza Huasteco después de que la PAE-IL Sonat 87 colocó los pilotes y perforó los pozos exploratorios en el campo KAB. La Sonat 87, una PAE de la Clase 111-C fabricada por Levingston, posteriormente fue vendida y su nombre fue cambio a ENSCO 60.

Las plataformas PAE Clase 111-C de Levingston son plataformas de piernas independientes con terminaciones tipo punzón (spud cans) de 14.3 metros de diámetro. El análisis de las fotografías tomadas cuando la Sonat 87 estaba trabajando en el sitio donde la KAB-101 fue instalada indican que sus piernas penetraron el fondo marino hasta una profundidad de unos 16 metros. Esta cifra fue calculada con base en la longitud de las piernas según el diseño de la plataforma, la sección de las piernas expuesta sobre la superficie del mar (still-water line – SWL), la profundidad nominal del agua y la altura del enrejado con nodos que se utilizan para construir las piernas. En vista de la profundidad de penetración y el tiempo que la Sonat 87 estuvo en el sitio, habría sido necesario lavar a chorro alrededor de las terminaciones para poder sacar las piernas del suelo. El proceso de lavado a chorro normalmente aumenta el radio del agujero entre 1.5 y 3.0 metros.[49] Esto significa que cuando la Sonat 87 dejó el sitio quedaron agujeros de más de 15 metros de profundidad y con un radio de entre 18 y 21 metros. Si bien es cierto que los agujeros se llenan de sedimento con el tiempo, la literatura indica que el sitio queda mucho más débil que el lecho marino original,[6] probablemente porque partes del fondo están conformados con suelo no consolidado. La fuente citada no. 71 documenta la ubicación y orientación de la PAE Sonat 87 en el sitio donde fue instalada la plataforma fija KAB-101.

Los Tres Pozos

Las perforación exploratoria se realizó entre el 6 de julio de 1993 y el 18 de abril de 1994.[71,72] Dicha perforación llegó a ser el Pozo KAB-101, nombrado así por la Plataforma de Producción del mismo nombre. Una vez concluida la perforación inicial, el Pozo KAB-101 (en adelante el "Pozo 101") fue tapado.

El Pozo 101 fue reabierto por la PAE-MC Pride Nebraska, una plataforma Modelo JU-200[73] idéntica a la Usumacinta. Los trabajos se iniciaron el 7 de noviembre del 2004 y se concluyeron el 16 de marzo del 2005. Cuando se venció el contrato de la Pride Nebraska, la Pride Texas llegó al sitio para completar los trabajos en el Pozo 101. La Pride Texas también es una PAE-MC cuyo mat es mucho más grande y de forma ligeramente distinta[73] a los mat de la Nebraska

Brian Lee

y la Usumacinta. Cuando la Pride Texas concluyó sus trabajos el Pozo 101 entró en producción en agosto del 2005. Por lo tanto, el Pozo 101 había estado en producción un poco más de dos años antes del incidente. Después de terminar con el Pozo 101, la Pride Texas fue contratada para iniciar la perforación del Pozo KAB-121 (en adelante el "Pozo 121"). Dichos trabajos se iniciaron el 22 de agosto del 2005 y continuaron hasta el vencimiento del contrato en agosto del 2007.

A pesar de que el Pozo 121 había estado en producción sólo un año antes del incidente, el pozo fue programado para trabajos de reparación[71,72,74] con el fin de fortalecer la estimulación proyectada para el pozo.[75] El proceso de reparación tenía como objetivo la eliminación de una pequeña fuga entre el espacio anular (EA) y la tubería de producción (TP). El personal de Activo Integral Literal Tabasco (AILT) había determinado que la fuga provenía del empacador.[75,76]

De acuerdo con los reportes diarios de operaciones (SIOPs),[77] el traslado de la Usumacinta desde el Pozo Sinan 53 hasta la Plataforma KAB-101 se había concluido antes del incidente. Los reportes[77] indican que se estaban realizando los trabajos preliminares para que la Usumacinta continuara con la perforación del Pozo KAB-103 (en adelante el "Pozo 103"), aparentemente para aumentar la producción del Campo de producción KAB. Este pozo nuevo había sido perforado casi hasta su profundidad de producción cuando fue tapada debido al vencimiento del contrato con la PAE-MC Pride Texas. La Pride Texas había trabajado en dicho pozo por más de un año, empezando el 16 de noviembre del 2005 y terminando el 22 de junio del 2007. Después de concluir la perforación del Pozo 103, la Usumacinta estaba programada para llevar a cabo la reparación del Pozo 121.[75,76]

Con el fin de maximizar la producción de los Pozos 101 y 121, estos pozos fueron cerrados durante horas diurnas mientras se posicionaba la Usumacinta sobre la Plataforma KAB-101, pero luego fueron reabiertos en la noche. Los registros indican que los pozos fueron cerrados a la altura de la válvula de tormenta (SSSV)[78], de conformidad con los procedimientos aplicables de PEMEX[79]. Se tardó tres días para llevar a cabo el traslado de la Usumacinta porque la posición del ducto submarino KAB-101 – Enlace y la orientación de la subestructura de la Plataforma KAB-101 complicaron el posicionamiento de la PAE. La Usumacinta fue colocada tres veces sobre el fondo marino durante las maniobras de posicionamiento.

Riesgos en la Producción: Su Evaluación y la Administración de Cambios

Aunque los pozos de la plataforma fija KAB-101 producen un producto agresivo con potencial de provocar la corrosión de las tuberías, el listado de materiales indicado en el orden de compra[80] y los planos de diseño y operaciones[81] simplemente especifican tubería de acero A106/Gr B de calibre normal[82] para los segmentos del sistema de mayor diámetro. Se trata de una especificación típica para tubería de línea corriente, por lo que no ofrece resistencia contra la corrosión, salvo por el mayor grosor de pared que se debe al uso de un acero de menor resistencia. Por lo tanto, los componentes de los sistemas de flujo no ofrecen la resistencia contra la corrosión que podría ser necesaria en vista de la naturaleza potencialmente agresiva del fluido producido. En cambio, los componentes internos del pozo expuestos al fluido producido fueron fabricados con aceros más resistentes al producto corrosivo, algo que se nota claramente en las especificaciones para la tubería de producción indicadas en el plano esquemático del Pozo 121.[83]

Brian Lee

Se realizó un estudio de riesgos de operabilidad en procesos (HAZOP) para evaluar ciertos aspectos del sistema de tubería de la plataforma de producción, las amenazas operacionales respectivas y otras amenazas.(84) El estudio HAZOP recomendó acciones que se supone fueron implementadas hasta un punto apropiado. También se realizó una auditoría de seguridad para la plataforma fija KAB-101 y otros activos de la plataforma Enlace Satélite(85). La adecuada consideración de los protocolos y procedimientos de mantenimiento para la plataforma fija se pueden ver en el formato acostumbrado de una lista de comprobación.(86) También existe documentación que indica que los trabajos de mantenimiento(p.ej., 87) fueron programados y realizados de conformidad con los lineamientos (API) aplicables a la industria(p.ej., 88). En vista de la amenaza de corrosión implícita con los aceros utilizados en los sistemas de tubería de la plataforma fija KAB-101, es probable que las listas de comprobación antes mencionadas no contemplen adecuadamente la naturaleza corrosiva del fluido producido en términos de la resistencia que requieren los componentes del sistema de flujo para protegerse contra el fluido. Si bien estos aspectos podrían convertirse en un problema a largo plazo, es evidente, con base en el análisis de las vías de fuga que dichos aspectos no fueron un factor referente a la fuga ni la continuación de la fuga durante el incidente objeto de esta investigación.

También se desarrolló un plan de alto nivel para considerar los aspectos tecnológicos relacionados con la administración de cambios.(89) Se mencionó antes que esta plataforma Sea Pony fue instalada por una barcaza, por lo que obviamente ese proceso no alteró el estado del fondo marino más allá de la colocación de los pilotes para soportar la subestructura de la plataforma. Sin embargo, las alteraciones del fondo ocasionados por los agujeros creados por las piernas de la Sonat 87 no fueron tomados en cuenta, probablemente porque el posible impacto de tales cambios sólo ha sido reconocido recientemente (hasta la evaluación de la aseguradora ignoró este aspecto).(p.ej., 29) También es posible que las plataformas de perforación que posteriormente dieron servicio a la plataforma fija hayan alterado las condiciones del fondo marino. En vista del debilitamiento del lecho marino que ha sido atribuido a los orificios cilíndricos de perforación en otros casos, su influencia debe ser evaluada como factor potencial referente al incidente del 23 de octubre.

Esta discusión resalta la preocupación por los agujeros, huellas y demás cambios que pueden alterar la capacidad del fondo marino de soportar una plataforma de perforación. Tales cambios se dan en los campos EyP mar adentro en toda región del mundo, sin embargo sus efectos potenciales no reciben mucha atención en la literatura. Aparte de dichos aspectos, el estudio de los términos y condiciones de los contratos para las plataformas que dan servicio al campo KAB[8], incluyendo las normas de PEMEX que dichos contratos incorporan vía referencia, indican que éstos términos y condiciones se consideran suficientes para administrar los riesgos, garantizar la supervivencia del personal y minimizar la exposición ambiental en caso que ocurra una situación anómala en la plataforma de perforación.

La implementación exitosa de las políticas, procedimientos, capacitación y elementos afines requiere que los sistemas de seguridad que fueron especificados estén instalados y funcionales, además de que la supervisión administrativa de las expectativas de la empresa sea eficaz. Un

[8] PEMEX administra estas instalaciones, incluyendo la *Usumacinta*, por medio de Contratos REMI (contratos de arrendamiento con mantenimiento incluido).

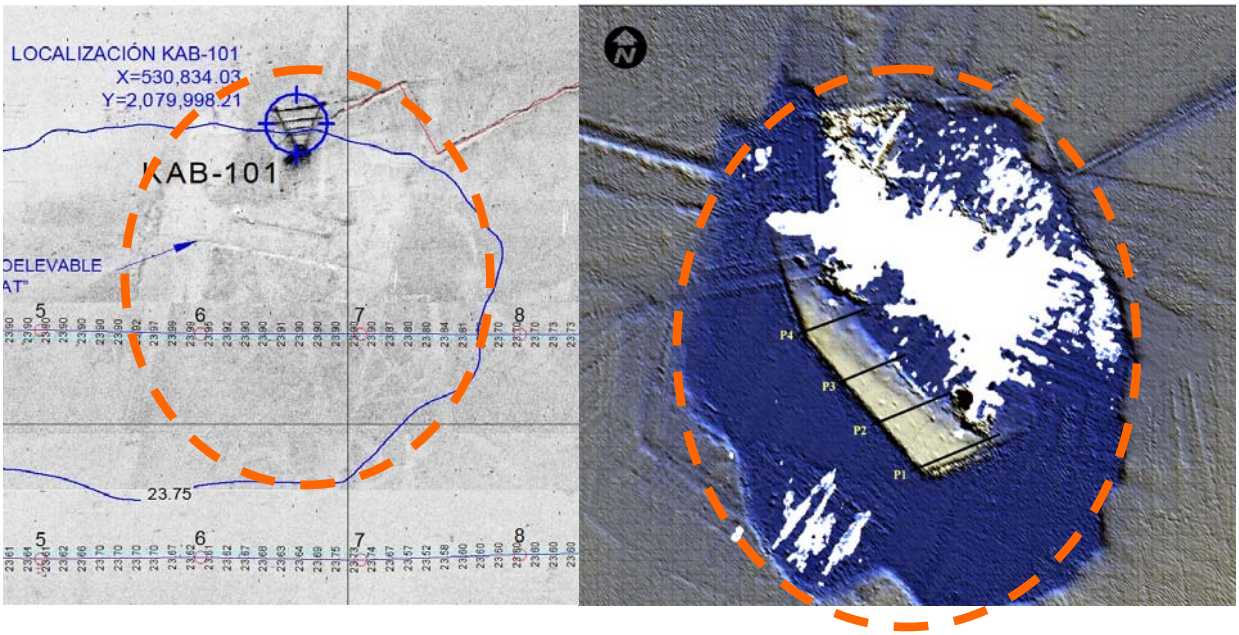
componente clave de este análisis es la evaluación de dichas políticas y procedimientos que deben administrar las amenazas y peligros que representa la naturaleza altamente combustible, explosiva y tóxica del gas asociado producida por el campo KAB. Por ser consecuencias de este incidente, éstas se analizan más adelante en este reporte después de la reconstrucción del evento. Para efectos del presente se consideran dentro del contexto la supervivencia del personal durante las dos fugas, el intento que se hizo de cerrar los pozos , toda la etapa de evacuación hasta el momento en que todo el personal se encontraba dentro de las mandarinas.

Huellas y Otras Características del Fondo Marino

La Figura 2.4a presenta una vista del fondo marino alrededor de la plataforma fija Sea Pony captada por un radar de escaneo lateral de baja resolución del tipo que se acostumbra utilizar en el GdM meridional. Esta imagen[90] muestra parte de la huella que la PAE Pride Texas dejó en el sitio. La Figura 2.4b consiste de una imagen de alta resolución de parte del área mostrada en la Figura 2.4a, con la misma orientación y con escala cercana a la primera Figura. Se necesita usar esta imagen reciente tomada como parte del proceso ACR con tecnología multihaz de alta resolución porque no existen imágenes históricas tomadas con la tecnología que se requiere para identificar tales características. El área de color azul oscuro en la Figura 2.4b corresponde a una depresión creada por la consolidación del lecho marino por las dos plataformas con mat que se han posado cerca de la plataforma fija KAB-101 y que posteriormente fueron posicionadas sobre la plataforma fija. Las esquinas que se notan en el perfil de la depresión corresponden a las esquinas de los mat de la Pride Nebraska, la Pride Texas y la Usumacinta.

La profundidad de la depresión mostrada en la Figura 2.4b es igual a la profundidad de consolidación estimada por Matthews-Daniel[29] en caso que la Usumacinta se hubiera asentado en el lecho marino original (aproximadamente 0.5 m). Nótese que la depresión creada por la consolidación y los efectos del posicionamiento de las plataformas PAE sobre la Sea Pony ha sido encerrada por una elipsis anaranjada de rayas. Esta elipse también ha sido sobrepuesta a la Figura 2.4a para señalar la ubicación de la depresión con referencia a las características identificadas en esta otra Figura. Dentro de este contexto el aspecto clave es la línea azul que señala un contorno de relieve que estaba a 23.75 metros debajo de la superficie del mar al momento de tomarse la imagen. Al comparar la elipse con la posición de dicha línea de contorno se nota que hay partes del perfil de la depresión que coinciden con la línea de contorno. Sin embargo, la forma del contorno y la forma del perfil de la depresión se difieren de manera significativa, por lo que se puede suponer que no guardan relación. La diferencia relativa en el tamaño de la elipse se debe a las escalas diferentes entre las dos imágenes.

Brian Lee



a) Imagen tomada con radar de escaneo

b) Imagen tomada con tecnología multihaz lateral de baja resolución de alta resolución

Figura 2.4. Vistas del fondo marino alrededor de la plataforma fija KAB-101

Aspectos Físicos de la Sea Pony y su Muro Contraincendio

La Figura 2.5a muestra una perspectiva de la conFiguración de la plataforma fija Sea Pony, sus instalaciones y los pozos que soporta. Esta Figura presenta una vista de una plataforma típica de producción tipo Sea Pony, que en este caso tiene solo un pozo de producción. La vista presentada en la Figura 2.5b muestra la cubierta de la plataforma fija KAB-101 con los pozos completos y los árboles de producción instalados más o menos como estaban el día 23 de octubre del 2007. Nótese que se ve una pared contraincendio incompleta en la Figura 2.5a, mientras que dicha pared no existía cuando la fotografía de la KAB-101, en Figura 2.5b, fue tomada. Sin embargo, antes del 23 de octubre se había instalado una pared contraincendio en la plataforma fija KAB-101.[91] La Figura 2.6 presenta una vista de la pared contraincendio ya instalada.[91] Se puede ver que la altura de la pared es un poco inferior a la altura de la transición entre el cabezal y el árbol de producción montado sobre la cabeza de cada pozo.

a) Vista general **b) Vista de la cubierta de la Plataforma KAB-121**

Figura 2.5. Vistas de una plataforma fija tipo Sea Pony

Figura 2.6. Vista del muro contraincendio instalado en la plataforma KAB-101

Aspectos Físicos de los Pozos en la Plataforma Fija KAB-101

En las Figuras 2.5 y 2.6 se nota que el tubo conductor (el primer encamisado y el de mayor diámetro) permanece al nivel de la cubierta de la Sea Pony, con el cabezal de producción conectado a una brida montada sobre este encamisado. El cabezal consiste de dos cabezales de encamisado y un cabezal de producción para cada uno de los tres pozos. La fuente citada no. 92 contiene detalles sobre el ensamblaje de la terminación de los pozos. Ambos pozos en producción tienen un árbol de producción tipo PSL3 de doble válvula atornillado al cabezal de producción.[(92)] La altura de estos equipos es de poco más de cuatro metros en el caso de los dos pozos en producción y de unos dos metros en el caso del Pozo 103. En las Figuras 2.5 y 2.6 se nota que los cabezales de producción son mucho más grandes y mecánicamente más fuertes que los árboles de producción. También se nota que el árbol de producción representa poco más de la mitad de la altura total de los equipos sobre la cubierta de la plataforma fija KAB-101. La fuente citada no. 92 contiene detalles sobre todos los equipos.

Corte Transversal del Pozo 121

La Figura 2.7 muestra un corte transversal del Pozo 121. La Figura muestra las seis secciones de encamisado (secuencialmente de menores diámetros según el pozo penetra más en la tierra) que protegen el pozo y su contenido contra fluidos externos y otras posibles sustancias, además de que contienen el fluido producido. Se puede apreciar que las dos secciones inferiores de encamisado están colgadas secuencialmente de su respectivo encamisado superior. También se ve que el pie del pozo está a unos 6130 metros debajo del fondo marino. Un empacador separa la formación del espacio anular (EA) y centra la tubería de producción (TP) dentro del EA. La fuente citada no. 74 contiene detalles sobre las propiedades de la salmuera normalmente presente en el EA. Aunque no se indica en la Figura 2.7, la columna del TP incluye una junta de expansión y los demás componentes internos acostumbrados.

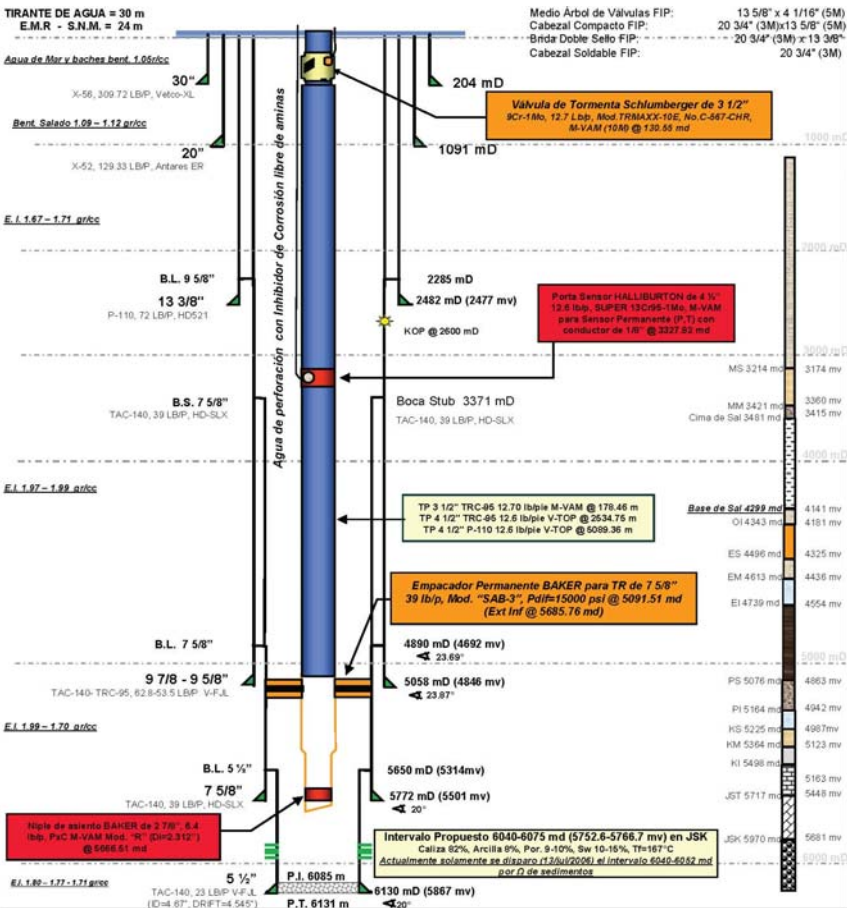


Figura 2.7. Corte Transversal del Pozo 121

La Válvula de Tormenta (SSSV)

El Pozo 121 fue diseñado de acuerdo con los conceptos expresados en los lineamientos internacionales,[93] los cuales estipulan el uso de un segundo punto de contención de presión para complementar las válvulas del árbol de producción en todo pozo de alto riesgo. La Válvula SSSV (válvula de tormenta) del Pozo 121 está ubicada en un punto alto de la columna de la TP

pero siempre debajo del nivel del fondo marino. Como se nota en el dibujo esquemático presentado en la Figura 2.7, el Pozo 121 utiliza una válvula recuperable y compensada por presión que fue adquirida e instalada por el fabricante Schlumberger. Esta Válvula SSSV es una unidad de 3½ pulgadas de diámetro cuyas especificaciones cumplen con los requerimientos que exige el servicio Clase III y las condiciones de operación esperadas para el Pozo 121.

Básicamente, la función de una Válvula SSSV es la de una válvula de contención a prueba de fallas que, cuando es necesario, impide el paso del flujo que proviene de la formación. Su función a prueba de fallas requiere de una presión para mantener la válvula abierta (y permitir el flujo por el pozo). Cuando está abierta correctamente (es decir, totalmente abierta con suficiente presión para mantenerla en esa posición), el diseño de la válvula protege a sus piezas móviles contra la obstrucción. Sin embargo, la válvula puede obstruirse si se utiliza menos presión de la que se requiere para abrirla totalmente. El período de tiempo necesario para la obstrucción y que ésta se vuelva severa dependen de la naturaleza del producto y las características de flujo del pozo.

La Figura 2.8 presenta un dibujo esquemático de la válvula SSSV instalada en el Pozo 121. El flujo impulsado por la presión de formación corre por esta válvula de derecha a izquierda. Este dibujo muestra las dos juntas contempladas por el diseño de esta válvula SSSV. Los estándares aplicables[94] requieren la prueba y certificación de esta válvula en condiciones de cierre de 'golpe' (a presión máxima) y también requieren la recertificación de la válvula (con pruebas nuevas) en caso que esté abierta alguna de las dos juntas. Debido a su importancia como segundo punto de contención de presión en los pozos de alto riesgo, toda válvula SSSV debe ser probada y certificada de conformidad con los estándares aplicables.[94] En la fábrica se le asigna a cada válvula un número de serie único que permite dar seguimiento a su historial de certificación. Se requiere que la documentación respectiva se conserve en archivo.[94]

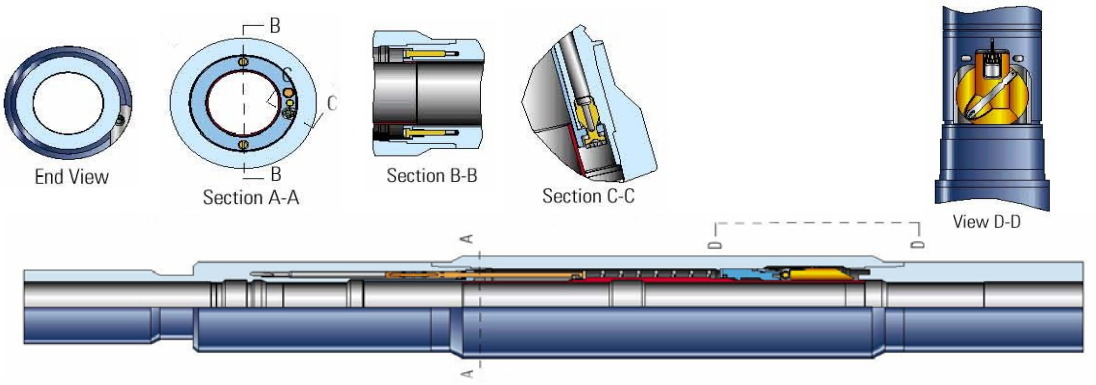


Figura 2.8. La válvula SSSV modelo TRMAXX-10E del fabricante Schlumberger (la parte superior está a la izquierda)

También en vista de su importancia como segundo punto de contención de presión en los pozos de alto riesgo, el comportamiento de las válvulas SSSV en condiciones de servicio ha sido caracterizado para una amplia gama de los modelos en uso. Quizás el más notable de los estudios es el que realizó una asociación europea cuyos miembros incluyen muchas de las principales empresas de exploración y producción con operaciones mar adentro[95]. El estudio abarca varias décadas e integró a ocho estudios importantes[96]. La fuente citada no. 95 indica

que todos los modelos de válvulas SSSV tipo TR (recuperable con la tubería) con compensación por presión (el tipo instalado en el Pozo 121) tienen un tiempo promedio entre fallas (MTBF) de unos 80 años. El alto grado de confiabilidad sugerido por el estudio mencionado significa que, manteniendo constantes otras variables, es muy poco probable que la válvula SSSV sea la causa de la fuga o la continuación de la fuga relacionada con el incidente del 23 de octubre.

Sin embargo, la experiencia internacional también señala que, a pesar de su importancia como segundo punto de contención de presión en los pozos de alto riesgo, muchas válvulas SSSV han fallado en una con una diversidad de modalidades de falla, incluyendo algunas con altos índices de frecuencia.[95,97] Por ejemplo, los datos presentados en la fuente citada no. 95 indican que estas válvulas pueden fallar en cualquiera de las siete modalidades clasificadas en la Figura 2.9, con un MTBF menor a un año. La Figura 2.10 indica que las válvulas SSSV muestran el segundo índice de falla más alto entre los componentes normalmente instalados en los pozos e inclusive los proveedores de la industria advierten que pueden fallar inmediatamente después de una prueba exitosa de la válvula. Dentro de este contexto cabe mencionar que la prueba exitosa de una válvula SSSV conforme a los estándares aplicables es relativamente rápida y se considera aceptable una fuga de poco caudal[94]. Si bien una prueba rápida puede ser una métrica aceptable en un ambiente de laboratorio, una válvula obstruida por un sólido tioxotrópico como asfaltenos o arcilla pesada (que también contiene materia extraña de la formación) podría pasar la prueba con un sello creado por sólidos muy adherentes y posteriormente fallar cuando el material sellador se erosiona y los sólidos de la formación dejan la charnela atorada en posición abierta.

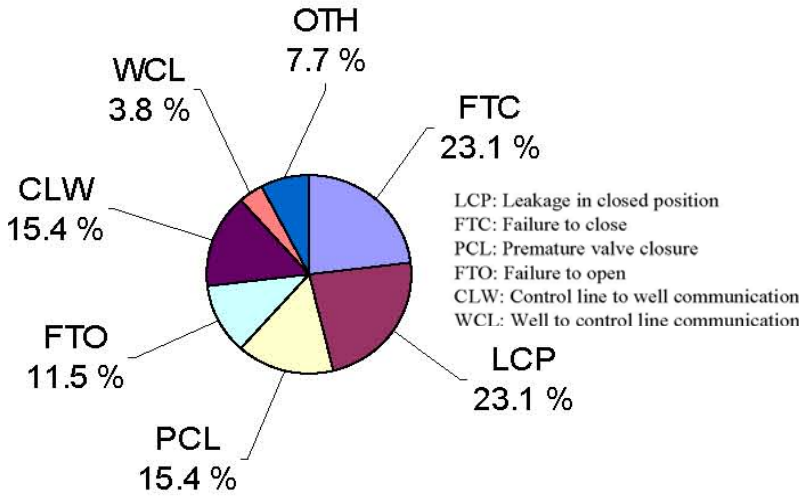


Figura 2.9. Estadísticas sobre fallas de válvulas SSSV en servicio: categorías de fallas

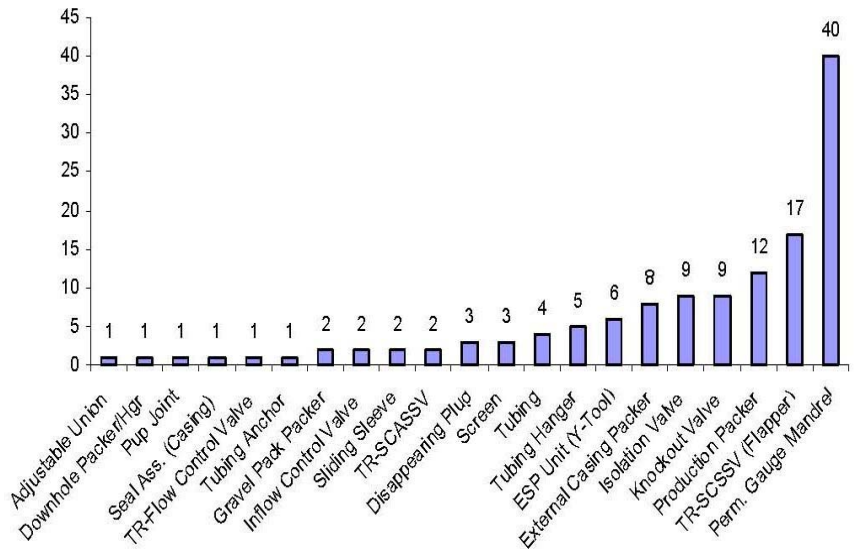


Figura 2.10. Estadísticas sobre las fallas de válvulas SSSV en condiciones de servicio (índices de frecuencia de falla)

Ubicación de la Plataforma Fija KAB-101, sus Pozos de Producción y las Posibles Plumas Aluviales

La Figura 1.1 indica que la plataforma fija KAB-101 se encuentra a unos 18 kilómetros de la costa, casi directamente al norte de Frontera, Tabasco. El fondo marino queda a unos 24 metros debajo de la superficie del mar. El campo de producción KAB es uno de varios campos que se encuentran debajo de la plataforma continental en una región caracterizada por las aguas relativamente someras.

La Figura 1.1 también señala que el área donde se encuentra la plataforma fija KAB-101 puede ser afectada por las plumas aluviales depositadas por el Río Grijalva y el Río San Pedro. El Río Grijalva es un río bastante caudaloso caracterizado por la fuerte carga y arrastre de sedimento durante la temporada lluviosa. El proceso de muestreo y análisis de suelos que se llevó a cabo en el área del campo KAB en 1990[30] no se enfocó explícitamente en este aspecto, pero el reporte del estudio tampoco señaló la presencia de ninguna sobrecarga aluvial. Sin embargo, el asolvamiento no fue un tema específico cubierto por el estudio, por lo que no se pueden sacar conclusiones sobre el efecto del asolvamiento con base en dicho reporte.

Figura 2.11. Imagen LandSat de una pluma aluvial con flujo más allá de la plataforma fija KAB-101(✦)

Tabla 2.2. Posición de la plataforma fija KAB-101 y sus Pozos con Referencia a otros Lugares

Sitio	GPS (UTM)		Latitud Norte: Grados/Minutos/Seg.	Longitud Oeste: Grados/Minutos/Seg.
	X	Y		
Dos Bocas	480056.21	2038916.7	18 / 26 / 29.282766	93 / 11 / 19.916318
Frontera	532704.73	2062011	18 / 39 / 00.165066	92 / 41 / 23.690882
Carmen	623912.78	2063714.8	18 / 39 / 43.296072	91 / 49 / 30.414780
San Pedro	556272.67	2062011	18 / 38 / 58.359690	92 / 27 / 59.267847
Rebombeo	540050	2094750	18 / 56 / 44.945220	92 / 37 / 10.588249
Pozo KAB-103	530834.03	2079998.21	18 / 48 / 45.526018	92 / 42 / 26.530073
Pozo KAB-121	530829.47	2079997.32		
Pozo KAB-101	530832.00	2079996.00	18 / 48 / 45.460930	92 / 42 / 26.605350
PP KAB-101	530828.164	2080006.971		

Las imágenes tomadas por los satélites LandSat ofrecen una perspectiva sobre la posible influencia de una pluma aluvial sobre los sedimentos del lecho marino y por inferencia, las corrientes del fondo marino. Ahora bien, si las imágenes nunca muestran una pluma que alcance la plataforma fija KAB-101, eso no quiere decir que se puede descartar su posible influencia. En cambio, si las imágenes indican que una pluma ha llegado hasta KAB-101, entonces se debe evaluar su posible impacto más formalmente. La Figura 2.11 hace evidente que el posible impacto de las plumas aluviales deben tomarse en cuenta. Más adelante se presentaran los resultados sobre el muestreo y análisis de suelos del lecho marino correspondientes. La Figura 1.1 indica los nombres de los diferentes puntos de referencia terrestres y la Tabla 2.2 indica sus coordenadas GPS y las posiciones de de los ejes de la plataforma fija KAB-101 y sus tres pozos.

Traslado y Posición Final de la Usumacinta

Los reportes diarios de operaciones (Reportes SIOP) para la Usumacinta[77] indican que fue remolcada hasta el sitio de la plataforma fija KAB-101 y posicionada para poder accesar al Pozo 103 el día 20 de octubre del 2007. Según la documentación proporcionada, tanto PEMEX como

Perforadora Central (PC) cuentan con procedimientos para el traslado de las plataformas de perforación,[79,98] además, se cuenta con actas firmadas de varias juntas indicando que dichos procedimientos fueron acatados. Los documentos indican que el proceso de traslado comenzó con una junta mar adentro el 12 de octubre del 2007[98-100] cuando el personal y los equipos necesarios (como los remolcadores) estuvieron disponibles para la operación. El traslado se efectuó previa aprobación de la empresa aseguradora y quedó sujeto a los requerimientos estipulados en su informe[29],lo que es normal para este tipo de traslado.

El análisis de la aseguradora[29] incluye una evaluación del grado de asentamiento que se esperaba en el sitio de destino, calculado en aproximadamente 0.5 m. Dicha estimación fue basada en el muestreo de suelos hecho antes de la exploración del campo KAB a principios de los años noventa.[30] Teniendo conocimiento de que otras plataformas con mat (la Pride Nebraska y la Pride Texas) habían dado servicio a la plataforma fija durante un período acumulado de varios años, se podía suponer la presencia de una depresión conocida como 'huella' producto de una consolidación localizada en el fondo marino. De hecho una huella quedó evidente, según se mencionó y se hace referencia en la Figura 2.4. Debido a la presencia previa de otras PAE-MC en este sitio, debe verse como conservadora la estimación de asentamiento calculada por la aseguradora y basada en las propiedades originales del lecho marino intacto. La experiencia con las operaciones en el GdM[p.ej. 52] indica que el lecho marino es relativamente débil por la presencia de estratos de arcilla suave y otros depósitos. Esto se muestra en la Figura 2.2, en el reporte entregado a la aseguradora por el perito geólogo y en los datos mencionados en el reporte de la empresa aseguradora.[29]

La PAE Usumacinta quedó en su posición final después de tres días de maniobras. Al final de cada día la PAE fue posada sobre el fondo marino[99]. Existe documentación en varios archivos referente a la posición final de la Usumacinta. Los resultados fueron resumidos en el reporte del rig mover,[100] el reporte de Geomarex[30] y en otros documentos. La fuente citada no. 99 indica que el primer intento de posicionamiento dejó a la Usumacinta demasiado retirada de los pozos para permitir los trabajos programados. El segundo intento de posicionamiento colocó el brazo izquierdo del mat demasiado cerca del pilote suroeste de la Sea Pony.

El Reporte SIOP para la Usumacinta elaborado por PC y fechado el 21 de octubre[77] indica las coordenadas de la PAE para su tercera y última posición como: x = 530830.87; y = 2079988.23 (también reportadas como: Latitud = 18/48/45.208 N Longitud = 92/42/26.645 E), con azimut = 209º. Esta posición final indicada en el Reporte SIOP es idéntica a la posición indicada en la Página 24 del reporte de Geomarex referente al traslado de la PAE.[99] No se pudo disponer de datos de la bitácora de la Usumacinta para confirmar su posición final, de manera que hay que aceptar la posición anotada en los reportes antes mencionados.

Los trabajos programados para la Usumacinta iban a comenzar con el Pozo 103, por lo que se puede suponer que su posición final se fijó con referencia a dicho pozo. Con el fin de confirmar la posición final de la PAE Usumacinta en relación con los pozos de la Sea Pony, el equipo de investigación de Battelle buscó datos de primera mano con las personas que participaron en los preparativos para mover a la Usumacinta. También, se obtuvo información de las personas que participaron en el posicionamiento antes del incidente y las que pudieron observar a la plataforma autoelevable de perforación en relación con la plataforma fija durante o después del incidente.

Brian Lee

Entre los empleados de PEMEX que sobrevivieron al incidente, el de mayor jerarquía y con conocimientos de los detalles antes del incidente fue el técnico de perforación (TP) Jorge Herrera, quien estuvo presente por momentos durante el posicionamiento final. El señor Herrera también observó las actividades durante el incidente, al igual que el inspector técnico de perforación (ITP) Teodisio Rueda. Durante dichos momentos el TP tuvo el apoyo de los ayudantes técnicos de perforación (ATP) o "segundos" Carlos Blaz y Martín Zúñiga. L os cuatro participaron en la primera ronda de entrevistas coordinadas por Battelle[9], respondiendo a la misma serie de preguntas hechas a todos los sobrevivientes. Sin embargo, en vista de que los cuatro participaron en el cierre de los pozos en respuesta a la fuga inicial, también se les hicieron preguntas específicas sobre ese proceso. Debido a sus conocimientos específicos, se les pidió a estas mismas cuatro personas que participaran en una segunda ronda de entrevistas enfocada en los detalles relacionados con todos los aspectos de su trabajo en o cerca de la Sea Pony. Al igual que la primera ronda de entrevistas, la segunda ronda consistió de entrevistas individuales. Entre las dos rondas transcurrieron casi dos meses, pero aun así sus respuestas y comentarios se mantuvieron consistentes.

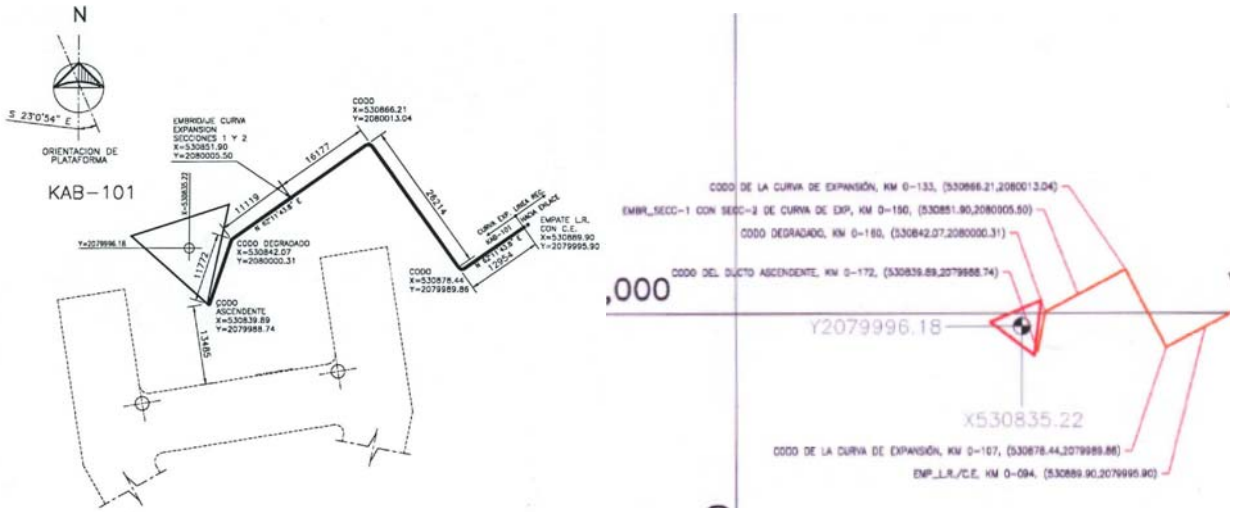
En su segunda entrevista el señor Herrera éste confirmó que había hecho mediciones entre el Pozo 103 y la mesa giratoria con una cinta y un plomo. El se dió cuenta que el centro de la mesa giratoria (en el piso de perforación de la Usumacinta) estaba alineado verticalmente con el eje del Pozo 103, con aproximadamente 13 metros de espacio libre entre la parte superior del cabezal de tuberías y el fondo de la mesa giratorio.(101) Esta información, junto con los registros del traslado de la Usumacinta, sirven para determinar la posición de la Usumacinta y sus equipos de perforación. La posición vertical indica que la distancia inicial entre el fondo de las vigas del cantiléver y la cubierta de la plataforma fija era de aproximadamente 7.65 metros. De acuerdo con el manual de operaciones de la Usumacinta(54) y los comentarios del TP, esta posición permitía soportar las cargas máximas en gancho que se suponían necesarias para alcanzar la profundidad proyectada para el Pozo 103. Según los Reportes SIOP,(77) a las 0130 horas del 21 de octubre se confirmó la viabilidad de la posición final de la Usumacinta con respecto a los trabajos contratados.

El eje central de la Sea Pony, indicado en la última fila dla Tabla 2.2 y obtenido de los datos de archivo(102),se puede comparar con puntos de referencia terrestres cercanos(38) para calcular las distancias indicadas en la Figura 1.1. Asimismo, dicha posición se puede comparar con los ejes de los tres pozos reportados en otros datos de archivo(38,102) para confirmar su posición en relación con la plataforma de perforación. La comparación entre estos datos indica que existen discrepancias menores del orden de medio metro entre las fuentes citadas no. 38 y no. 102 con respecto a los ejes de los pozos. En vista de estas diferencias, cuando ha sido necesario, la ubicación más precisa, indicada en la fuente citada no. 102, ha sido utilizada para efectos de referencia.

La posición proyectada de la PAE en relación con la Sea Pony y la posición del ducto entre la KAB-101 y Enlace, que motivaron la posición eventualmente tomada por la Usumacinta, era evidente en la huella residual mostrada en la Figura 2.4.(90) Cabe hacer notar que la posición

[9] El Anexo I contiene las preguntas y cuestionarios de entrevista y el Anexo J contiene las transcripciones de todas las entrevistas.

efectiva del ducto en relación con la Sea Pony mostrada en la Figura 2.4 no concuerda con la posición indicada en los planos DFC (diseño final construido) registrados en otros archivos de datos. Considérese, por ejemplo, las Figuras 2.12a[103] y 2.12b[104] que aparecen en páginas secuenciales del mismo archivo de datos presentadas con la misma orientación que en estas Figuras. Si bien las diferencias no parecen significativas a la escala representada en estos dibujos, se pueden notar diferencias entre la ubicación y orientación de elementos claves como la extensión de la pierna donde el ducto se acerca a la plataforma fija y la posición de la KAB-101. Dentro de este contexto, la Figura 2.12a indica que una sección de la extensión pierna hace un ángulo al comparar la línea trazada entre las aislantes de las piernas y los pilotes de la Sea Pony. En cambio, el dibujo de la Figura 2.12b indica que la misma sección queda casi paralela a dicha línea. Los resultados de los levantamientos hechos del fondo marino durante este Proceso ACR confirmaron que el dibujo mostrado en la Figura 2.12a muestra la disposición correcta de la Sea Pony y el Ducto que va de la KAB-101 a Enlace.



a) Dibujo de la Página 1 del archivo **b) Dibujo de la Página 2 del mismo archivo**

Figura 2.12. Vistas de la posición de la Sea Pony en relación con el ducto hacia Enlace

La Figura 2.13 presenta la posición final de la Usumacinta en relación con la plataforma fija KAB-101 (Sea Pony). Normalmente esta Figura mostraría una imagen tomada por radar de escaneo lateral similar a las imágenes presentadas en el reporte de Geomarex sobre el traslado de la Usumacinta.[99] A diferencia de dicha práctica acostumbrada, el dibujo presentado en la Figura 2.13 muestra una "simulación"[105] del mat y casco de la Usumacinta en relación con la Sea Pony y el ducto, de la cual se aprecia sólo parcialmente la esquina superior derecha de la imagen. Esta simulación indica la posición del eje de la Sea Pony a: x = 530,834.03; y = 2,079,998.21, mientras que el reporte de Geomarex[99] indica en su Página 24 que la posición final de la plataforma de perforación quedó en: x = 530,830.87; y = 2,079,988.23, con azimut de 209.1º. Estas coordenadas GPS indican que las posiciones en el Eje X del punto de referencia GPS de la Usumacinta y el eje de la plataforma fija sólo difieren por cuatro metros, mientras que sus posiciones en el Eje Y difieren por unos 10 metros. La correspondiente posición final señalada en la Página 6 del reporte del rig mover[100] es: 18 48 45.176 N y 92 42 26.647 W, que

también difiere un poco de la posición anotada en el Reporte SIOP,[77] que da las coordenadas finales de la Usumacinta como: 18 48 45.208 N y 92 42 26.645 W.

Tales diferencias entre las posiciones reportadas para la Usumacinta se pueden explicar por las diferencias entre las posiciones de las diferentes antenas GPS ubicadas en la Plataforma Autoelevable. Sin embargo, las coordenadas GPS para el eje de la Sea Pony y para el Ducto KAB-101 – Enlace deberían permanecer fijas en el espacio. Las diferencias entre dichas coordenadas son más difíciles de explicar y ponen en duda la posición absoluta real de estas estructuras.

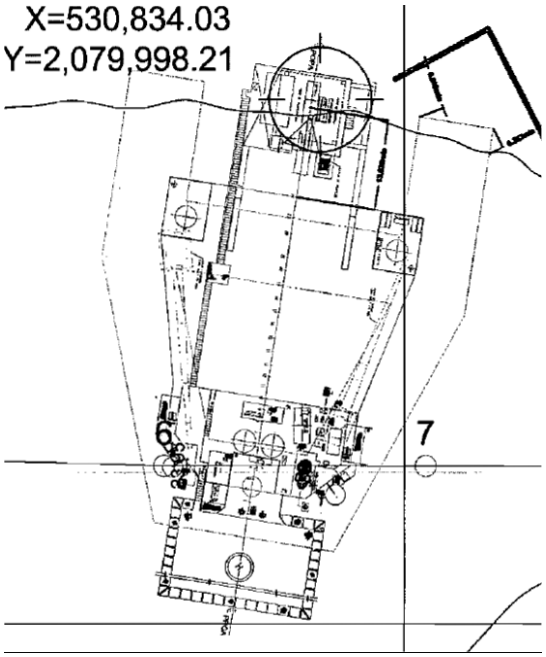


Figura 2.13. Posición final y orientación de la Usumacinta

Condición de los Pozos de la Plataforma Fija KAB-101

El conocimiento de los antecedentes con respecto a la condición de los pozos de la plataforma fija KAB-101 es importante para este Análisis Causa-Raíz en vista de la continuación de la fuga en un sistema cuyo diseño incluye un segundo punto de contención de presión. En sub-secciones anteriores ya se han mencionado los antecedentes históricos de los pozos como son los trabajos de perforación y terminación, por lo que esta sub-sección se enfocará en su condición física.

Como se indicó anteriormente, el Pozo 101 tiene más tiempo en producción, iniciando su servicio en agosto del 2005. Por lo tanto, el Pozo 101 había estado en producción un poco más de dos años antes del incidente. Luego el Pozo 121 fue terminado y su etapa de producción se inició en agosto del 2006, por lo que había estado en producción sólo un año antes del incidente. El tercer pozo de la Plataforma KAB-101, el Pozo 103, se encontraba sin terminar y estaba tapado al momento del incidente. Los Pozos 101 y 121, por estar en producción, tenían su respectivo árbol de producción. El Pozo 103 contaba con su cabezal de producción pero aún no tenía árbol.

Los registros del AILT indican que el Pozo 101 se encontraba libre de problemas, mientras que el Pozo 121 estaba programado para trabajos de reparación[71,72,74] con el fin fortalecer la estimulación proyectada para el pozo.[75] Con base en sus análisis de las características de producción y las lecturas de presión tanto en el cabezal como en el tubo de producción del Pozo 121, AILT determinó que al reparación tendría como objetivo la eliminación de una pequeña fuga entre el espacio anular (EA) y la tubería de producción (TP) que provenía del empacador.[75,76]

Recientemente 21 de los 36 pozos administrados por AILT han sufrido problemas[106], posiblemente porque los fluidos producidos por sus pozos son similares a los producidos por el campo KAB, los cuales muestran gastos fuertes y una alta relación de gas a líquido. AILT ha reportado que los problemas van desde el nivel de plataforma (afectando el árbol de producción) hasta puntos profundos dentro de los pozos (afectando los puntos de comunicación EA-TP como los empacadores). De los 21 pozos, nueve tenían problemas con la válvula SSSV, cuatro con el EA, otros cuatro con la válvula SSSV y el EA al mismo tiempo y otros cuatro con el árbol de producción. Para atender a estos problemas se había establecido un programa de mantenimiento que cumplía con los estándares observados por la industria.[p.ej. 88,97] Los registros afirmaban que dicho programa se había llevado a cabo de manera satisfactoria, incluyendo la atención a los árboles de producción y las Válvulas SSSV.[p.ej., 87,106-108] Se había realizado una evaluación de riesgos que calificó los factores causales de las fallas de las válvulas SSSV, utilizando los resultados para programar los trabajos de mantenimiento. Los problemas afectaban a todas las instalaciones del AILT y la línea de tiempo para la falla de componentes críticos era breve (menos de dos años para las válvulas de tormenta),[106] por lo que el plan de gestión se enfocó en la sustitución mientras se identificaran los factores causales por encima de los indicadores de riesgo. En el peor de los casos se descubrió que la obstrucción de una válvula SSSV provocó la falla de la válvula en menos de dos semanas,[109] más el análisis posterior determinó que se trataba de un caso atípico.[110]

Los factores significativos para evaluar los causales de las fallas en los pozos del AILT y determinar una estrategia de administración (sustitución) basada en el riesgo incluían el volumen producido y la presión de formación. La Figura 2.14[111] muestra todos los pozos administrados por el AILT en términos del nivel de riesgo y su relación con el impacto de la producción (y la presión) en el pozo. Se nota en esta Figura que el Pozo 121 aparece en el contorno inferior de la gráfica, lo que implica que representa el menor potencial para problemas entre todos los campos y pozos administrados por el AILT.

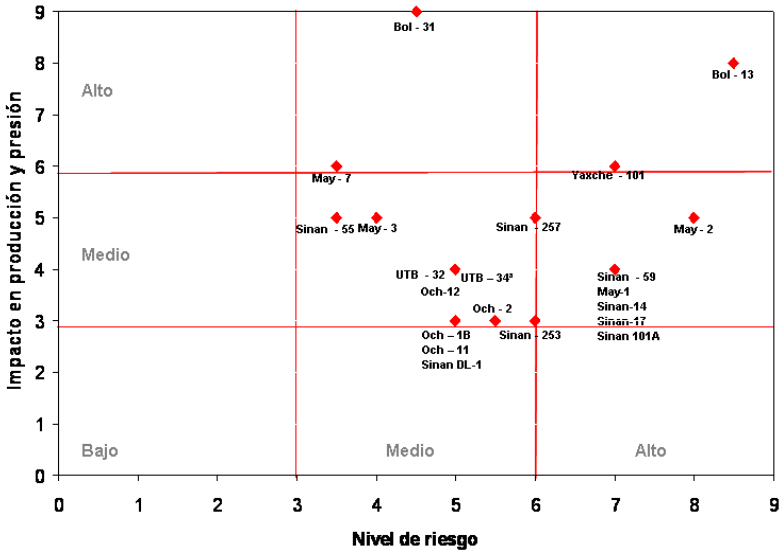


Figura 2.14. Válvulas SSSV del AILT: nivel de riesgo como función de las condiciones de servicio

Mandarinas (Botes Salvavidas)

El diseño, la construcción y la mayoría de los demás aspectos relacionados con los botes salvavidas cubiertos llamados 'mandarinas' en México se rigen por la Convención Internacional para Proteger Vidas Humanas en Alta Mar (SOLAS)[(112)],un instrumento que ha evolucionado desde los años posteriores al desastre del Titanic en 1912. Las principales modificaciones a los requerimientos de SOLAS se desarrollan por medio de tratados entre los países signatarios. Las modificaciones más recientes se derivan de una reunión en Londres en 1974[(113)]. Los cambios significativos que se dieron en los años sesenta y a principios de los setenta incluyen los requerimientos sobre los botes cubiertos, equipos sujetadores, comunicaciones, etc.

SOLAS requiere que dichos botes sean auto-enderzables cuando hayan sido lanzados al agua correctamente. SOLAS también requiere que los botes sean diseñados y equipados de manera que puedan flotar aún cuando se llenan de agua hasta el nivel inferior de la escotilla más baja y que todos los ocupantes puedan respirar en esa situación. Sin embargo, estos requerimientos son condicionales. Por ejemplo, la calidad de auto-enderezable incluye condiciones como: 1) todas las escotillas deben estar cerradas; 2) no puede haber agua dentro del bote; 3) todos los ocupantes deben estar sentados con el cinturón puesto; y 4) los ocupantes pueden entrar sólo con su chaleco salvavidas y los efectos personales acostumbrados. El requerimiento antivolcadura aparentemente refleja condiciones de aguas tranquilas, aunque el propósito de estos botes es de brindar albergue seguro en las condiciones marinas más desfavorables. Entonces, los requerimientos de SOLAS no parecen realistas, ya que se basan en dimensiones físicas menores a las que caracterizan a muchos de los obreros que trabajan en operaciones EyP mar adentro.

La Usumacinta fue equipada con dos mandarinas, una a cada lado hacia la proa de la Usumacinta. Cada mandarina era totalmente cubierta e impulsada por un motor. Fueron construidas en forma de cascos FRP (cascos poliméricos reforzados con fibra de vidrio) superiores e inferiores (véase el Anexo N). El casco inferior es una estructura en forma de bote

que aparentemente fue diseñada con el propósito de funcionar como bote. El casco superior sirve para encerrar el bote, brindar protección y facilitar el auto-enderezamiento. En ambas mandarinas la junta entre los cascos contiene un material sellador deformable. Por diseño la junta aparentemente se mantiene muy por encima de la superficie del agua aun estando la mandarina con carga plena.

Para efectos de este Reporte, se le refiere al bote salvavidas que estaba ubicado al lado estribor de la Usumacinta como el Bote Uno y al bote del lado babor como el Bote Dos. Los requerimientos aplicables a los botes estipulan una certificación inicial de sus materiales de construcción y su idoneidad para el servicio. Sin embargo, debido a la edad de los botes en este caso, por su calidad portátil y por ende intercambiable, además de la observación de que por lo menos uno de los dos botes no era de los equipos originales de la Usumacinta(114) , no ha sido posible encontrar la documentación referente a la certificación. Sí fue encontrada la documentación sobre la certificación anual de los botes salvavidas(115,116), pero los certificados se limitan sólo a constar la capacidad de los botes de ser lanzados en forma segura, en lugar de exigir una demostración más amplia de su capacidad para el servicio.

La Mandarina Uno era del Modelo 'Survival System' (Sistema de Supervivencia) del fabricante Whittaker.(117) El bote era de forma ovalada, con longitud nominal de seis metros y con los asientos distribuidos en dos filas. La Mandarina dos tenía la acostumbrada forma de bote, longitud nominal de ocho metros y una fila de asientos. La Mandarina Dos fue fabricada por Watercraft America, Inc.(118) y cuenta con un sistema de enfriamiento ubicado en la quilla que permite el funcionamiento del sistema de enfriamiento sin la necesidad de succionar agua del mar.

La Mandarina Uno tenía capacidad nominal para 50 personas sentadas y la Mandarina Dos tenía capacidad para 44 personas, dando una capacidad total de 94 personas. Esto resulta adecuado en vista del número de tripulantes que normalmente trabajan en la Usumacinta. Un documento reciente(119) indica que la Usumacinta puede acomodar a 84 personas en área habitacional.

La Mandarina Uno es conducida desde un puesto elevado en la parte posterior de la nave que ofrece al timonel buena visibilidad, manteniendo constantes otras variables. En cambio, la Mandarina Dos es conducida desde un puesto ubicado en medio del bote y un poco hacia la popa, con cierta visibilidad permitida al timonel por el diseño del casco superior. La Figura 2.15 muestra fotografías de mandarinas comparables a los botes que tenía la Usumacinta. La Figura 2.15a muestra una mandarina del fabricante Whittaker y la Figura 2.15b muestra una mandarina del fabricante Watercraft. La mandarina Whittaker es un bote de un solo gancho de arriado. La mandarina Watercraft que había en la Usumacinta, a diferencia de la unidad que se aprecia en la Figura 2.15b, era un bote de dos ganchos de arriado.

Por disposición contractual las mandarinas eran conducidas por el personal de Perforadora Central. PC delegaba entre su personal la responsabilidad de ocupar los tres puestos en cada bote salvavidas: 1) el timonel, quien también fungía como 'comandante' de la nave; 2) el asistente del timonel; y 3) un encargado de comunicaciones. En el caso de la Usumacinta, hasta donde se ha podido determinar los puestos estaban asignados de la siguiente manera:

- Mandarina Uno. El timonel o 'comandante' era el electricista de la PAE y su asistente era el asistente del mecánico de la PAE.
- Mandarina Dos. El timonel o 'comandante' era el mecánico de la PAE y su asistente era el asistente del electricista de la PAE.

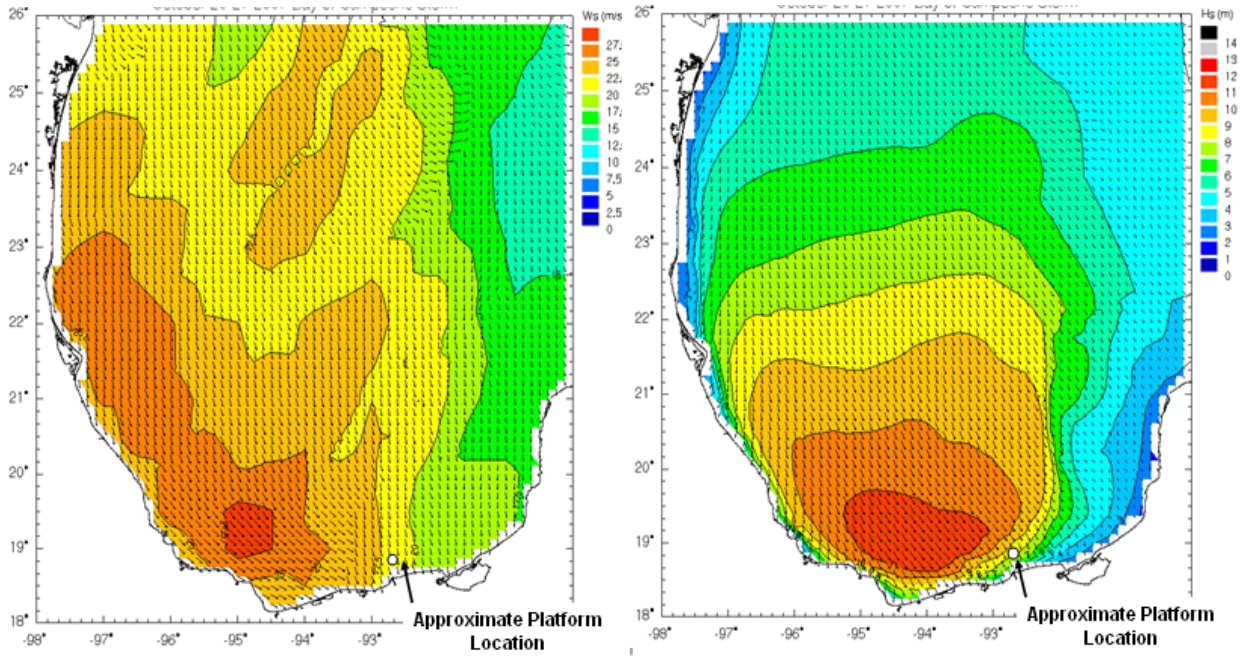
a) Bote salvavidas del fabricante Whittaker **b) Bote salvavidas del fabricante Watercraft**

Figura 2.15. Fotografías de mandarinas similares a las que se utilizan en la Usumacinta

Resumen: Integración de los Datos

Las sub-secciones anteriores han aportado muchos detalles con respecto a las amenazas relacionadas con los vientos y el oleaje y sus consecuencias en términos del desplazamiento de una plataforma con mat. Sin embargo, esta discusión aún no ha integrado dichos aspectos hasta el punto que se pueda lograr la integración confiable. El texto a continuación empieza esta integración en forma de un resumen de esta Sección 2 sobre los antecedentes y circunstancias, sirviendo como transición hacia la Sección 3 donde se reconstruye el incidente del 23 de octubre.

Las fuentes citadas no. 50 y no. 51 ofrecen una perspectiva y detalles basados en una estimación de condiciones meteorológicas históricas (hindcast) enfocada en los vientos y el oleaje generados por el Frente Frío 4. Como se explica en el Anexo F, esta información proviene de dos agencias reconocidas por sus estudios sobre los huracanes mayores[(p.ej., 37,45)] en el GdM a favor de la MMS. La ubicación de la Usumacinta con respecto a los vientos y oleaje puntuales más severos se aprecia en la Figura 2.16. Estas imágenes muestran contornos de diferentes colores que reflejan la magnitud de los vientos de máxima velocidad en la Figura 2.16a. La segunda imagen es de formato similar pero muestra la altura máxima del oleaje. Las flechas indican la dirección correspondiente.



a) Vientos (mt/seg) **b) Oleaje (mt)**

Figura 2.16. Vientos y oleaje máximos en el GdM meridional el 23 de Octubre

Estas perspectivas de las condiciones meteorológicas indican que la Usumacinta no sufrió lo peor de la tormenta, al igual que la mayoría de las instalaciones de PEMEX. Asimismo, en esta misma escala la ubicación de Enlace Satélite sugiere que las mediciones meteorológicas hechas por dicha plataforma fija serían representativas de las condiciones que afectaron a la Usumacinta.

Aparentemente ni los vientos ni el oleaje que vio la Usumacinta fueron más severos que las condiciones vistas en esta área durante muchas tormentas en el pasado. Por lo tanto, el aparente desplazamiento de la Usumacinta debe reflejar otros factores o bien la combinación de otros factores con el efecto de los vientos y el oleaje.

Un factor de estos es la profundidad del agua, ya que se sabe que según disminuye la profundidad del agua, la influencia de una ola se incrementa. Cuando llega a ser mayor a 1:3 la razón de la atura del oleaje a la profundidad del agua, la profundidad del agua se convierte en un causal cada vez mayor. Lógicamente entre más profunda el agua, menor será la probabilidad de ver oleaje más alto que la profundidad del agua, con la probabilidad eventualmente llegando a cero. Por ejemplo, las olas gigantescas o fenomenales (rogue waves) del orden de unos 30 metros de altura ocurren con poca frecuencia. En vista de que la razón de la altura del oleaje a la profundidad del agua se vuelve apreciable cuando supera 1:3, no se puede esperar la ocurrencia de olas gigantescas con frecuencia significativa donde la profundidad del agua sea menor a 90 metros. Si bien es cierto que quedan abiertas al debate las cifras empleadas para efectos de este ejemplo, el propósito aquí no es de especificar condiciones sino de señalar que la altura absoluta de una ola no es el único indicador de severidad. Inclusive habrá quien cuestiona si la altura del oleaje por sí sola puede considerarse como métrica de severidad con referencia a la interacción suelo-estructura-condiciones meteorológicas. Para efectos de esta discusión, baste decir que la profundidad del agua probablemente influirá en las consecuencias de dicha interacción según se disminuya la profundidad.

Otro aspecto que probablemente influye en la interacción suelo-estructura-condiciones meteorológicas, es el peso de la estructura sobre el lecho marino, además de otros aspectos afines relacionados con la distribución del peso en relación con el punto de equilibrio, la flotación y la capacidad de soporte del lecho marino. A pesar de ser un aspecto significativo, no pudo ser cuantificado adecuadamente con los datos disponibles (véase la explicación del caso en los Anexos K.3 y L). Sin embargo, aun así puede ser evaluado de manera cualitativa.

La Figura 2.17 presenta los resultados de la integración de la información disponible sobre los vientos, oleaje, profundidad del agua y la carga relativa de las plataformas de perforación. En este contexto la 'carga relativa' se refiere a las PAE del mismo diseño que la Usumacinta que se encontraban en plena operación y que por ende estaban completamente equipadas.

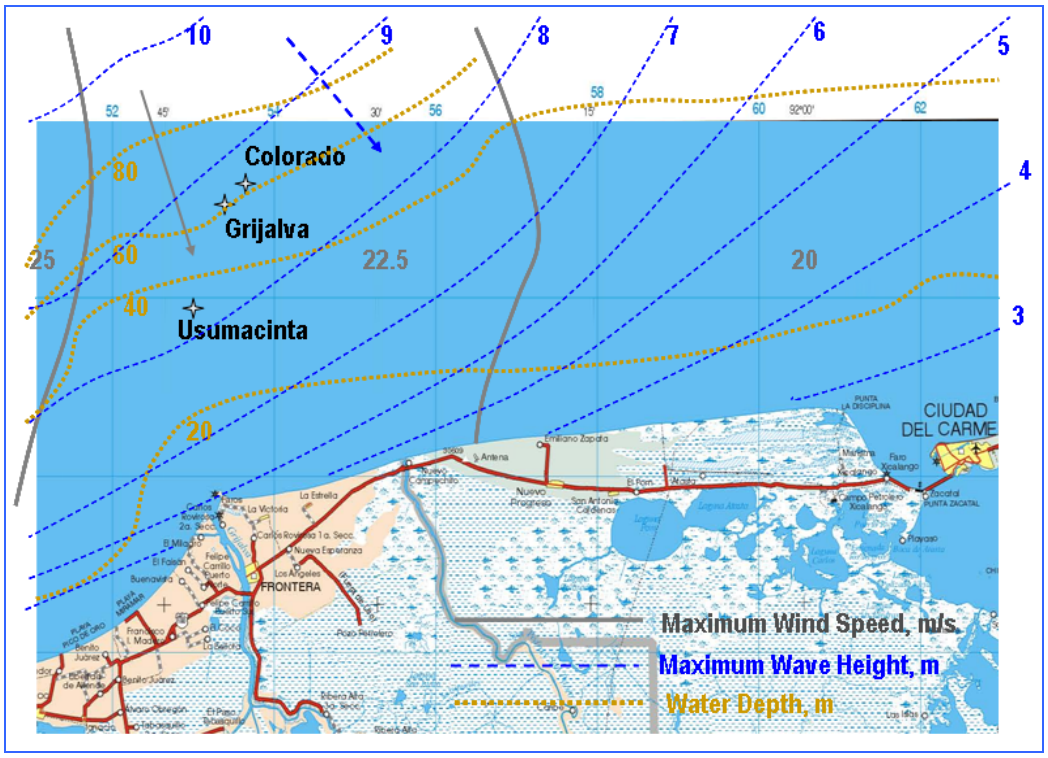


Figura 2.17. Vista integrada de los vientos, oleaje y profundidad del agua

En la Figura 2.17 las líneas de contorno de color café representan la profundidad del agua, las de color gris indican la velocidad del viento y las de color azul indican la altura del oleaje y concuerdan con los contornos presentados en la Figura 2.16b. Los datos sobre la profundidad del agua se obtuvieron de la fuente citada no. 90. Las cifras que indican la magnitud de cada parámetro aparecen en los colores correspondientes a las líneas de contorno.

Sabiendo que la profundidad del agua en la última posición de la Usumacinta es de unos 24 metros y que su posición se encuentra cerca del contorno de 40 metros, se puede suponer una variación rápida de la profundidad en esa área. La Figura 2.17 afirma esto donde indica que el fondo marino alcanza los 80 metros de profundidad a una distancia relativamente menor. Esta variación rápida en la profundidad del agua en conjunto con la dirección respectiva de los vientos y el oleaje podría haber amplificado sus efectos en vista de la posición de la plataforma fija KAB-101 y la Usumacinta. También se puede ver la influencia de la profundidad del agua con respecto a las demás PAE cercanas cuyo diseño es similar a la Usumacinta. Dichas

plataformas experimentaron cierto movimiento la noche del 23 de octubre pero no se desplazaron sobre el fondo marino, posiblemente porque llevaban cargas mayores que hubieran incrustado sus placas anti -socavación a mayor profundidad, pero también posiblemente porque las aguas más profundas hayan mermado la influencia de los vientos y el oleaje.

Para efectos de cerrar esta sección sobre antecedentes no se pueden adelantar mayores conclusiones, sino sólo anotar que todos los factores mencionados en esta sección serán tomados en cuenta por el análisis que sigue y que empieza con la reconstrucción del incidente.

§3 Reconstrucción del Incidente

Introducción

Esta sección presenta y comenta los elementos claves y línea del tiempo del incidente, integrando y reconstruyendo estos en la medida de lo posible con base en la evidencia desarrollada a lo largo de este ACR. Se desarrollo a partir de múltiples y en ocasiones encontradas fuentes de información para representar la descripción/reconstrucción más razonable de los eventos en términos de causa directa y causa raíz y factores contribuyentes. La información para compilar esta descripción proviene de diversas fuentes; las más importante son las entrevistas desarrolladas por el equipo del ACR a los sobrevivientes, a los que participaron en las operaciones de búsqueda y rescate, y personal en tierra que estuvieron en contacto con el personal en la Usumacinta y las embarcaciones y aeronaves que acudieron al rescate (ver Anexo J donde se presenta un resumen de los principales hallazgos de estas entrevistas). En muchos casos, la descripción de los eventos que ofrecían los observadores eran altamente consistentes. En otras ocasiones, la perspectiva de los individuos entrevistados eran extensamente divergentes y hemos intentado identificar lo que la evidencia preponderante sugiere ser la observación más acertada.

En algunos casos, hemos utilizado evidencia física para ayudarnos a interpretar observaciones encontradas; por ejemplo: se llevó a cabo un análisis directo a las mandarinas (botes salvavidas) para entender mejor opiniones diversas de cómo entró agua a dichos botes salvavidas. En forma similar, hemos hecho un uso sustancial de los reportes del personal de PEMEX que visitó el sitio del incidente los días inmediatos posteriores y que fueron capaces de describir y registrar las condiciones de la Usumacinta y del KAB-101 que pudimos utilizar para interpretar mejor la información proporcionada por los sobrevivientes y otros[122,123]. Finalmente, también hemos utilizado transcripciones del audio y otros registros, que se mantuvieron durante el incidente para formar la cronología de ciertos eventos; así como el resumen del incidente del propio PEMEX compilado de muchas de las mismas fuentes[124,125,126], para guiar nuestra reconstrucción del incidente.

Esta descripción/reconstrucción especifica el momento (tiempo) de eventos clave tan preciso cómo es posible, pero frecuentemente solo se puede establecer un rango de tiempo debido a conflicto en los reportes o falta de información específica. Este Reporte tampoco pretende documentar toda la experiencia de las personas y organizaciones involucradas, sino que se centra en aquellos aspectos que son cruciales para el análisis causa raíz.

Tan completo como fue posible, existen lagunas en la información disponible debido a documentación faltante o incompleta de la Usumacinta y la desafortunada pérdida de vida de varios individuos que estaban más relacionados con ciertos aspectos del incidente conforme se fueron desarrollando (ej.: ambos Superintendentes, tanto el de PEMEX como el de PC, el Administrador de PEMEX, el Intendente de Mantenimiento de PC y el Médico a bordo por parte de PEMEX). En las secciones subsecuentes, identificamos donde cualquiera de las lagunas de información, afectan la solidez del análisis y conclusiones.

Brian Lewis

Posicionamiento de la P.A.E. Usumacinta

En la madrugada del 21 de octubre a las 01:20 horas, las coordenadas de la Usumacinta en su tercera y última posición fueron reportadas como X = 530830.87 y Y = 2079988.23 (latitud = 18/48/45.208 N y longitud = 92/42/26.645 E), con una orientación = 209º azimut norte[(99)]. Se puede asumir que en esta posición final la Usumacinta estaba alineada conforme a lo planeado para continuar con la perforación del Pozo 103 y también podría alcanzar el Pozo 121 para su reparación programada (ver Figura 3.1)

La orientación de 209° azimut norte, colocaba a la Usumacinta en dirección de los vientos dominantes. La razón para dicha orientación era para evitar daños al ducto de 10 pulgadas de diámetro hacia la Plataforma Enlace Litoral, que se encuentra en el fondo marino.

Una vez colocada la Usumacinta sobre el eje central del Pozo 103, se elevó el casco para alcanzar un colchón de aire de aproximadamente 17.4 m (el claro entre la parte superior del cabezal y la parte inferior de la mesa rotaria medía aprox. 13 m), con una distancia entre el centro del KAB-101 y la popa del casco de 9.45 m[(77)]. Esta posición se logró a las 04:00 horas del 21 de octubre[(99)]. El SIOP[(77)] indica que alrededor de las 10:00 horas del 21 de octubre el cantiléver se había extendido sobre el KAB-101 y posicionado lateralmente de tal forma que podía acceder a los pozos según lo necesitara – ambos pozos, Pozo 103 y Pozo 121. En esta posición, la Usumacinta era capaz de soportar una carga de gancho (*hook-load*) de hasta 450 toneladas.

Durante este día (21 de octubre) y hasta el día del incidente, la Usumacinta estaba a cargo (en control) de PC, realizándose esfuerzos significativos para llevar a la Usumacinta a una condición de servicio para comenzar la perforación del Pozo 103. Este esfuerzo había ido desde el 0% cuando se posicionó la Usumacinta, hasta aprox. 60% a las 04:00 horas del 23 de octubre. De acuerdo a los testimonios de los sobrevivientes, el 21 de octubre entre las 04:00 y 10:00 horas, el piso de perforación estaba alineado (aplomado) al Pozo 103 y el personal de PEMEX lo había verificado. Sin embargo, las actividades que se estaban llevando a cabo estaban principalmente a cargo de personal de PC (ej.: conexión de mangueras de la mesa rotaria, reparación de pasamanos, preparación de escaleras y andamios/accesos hacia el KAB-101, extensión del quemador, etc.). Al personal de PEMEX le habían dado la orden de permanecer dentro del área habitacional para evitar cualquier exposición al riesgo de forma innecesaria. Debido a que al equipo del ACR, solo se le permitió un acceso limitado a los registros y cuadernos de trabajo del personal de PC, no se pudo realizar una reconstrucción detallada de las actividades entre el 21 de octubre y la mañana del 23 de octubre.

Brian Lee

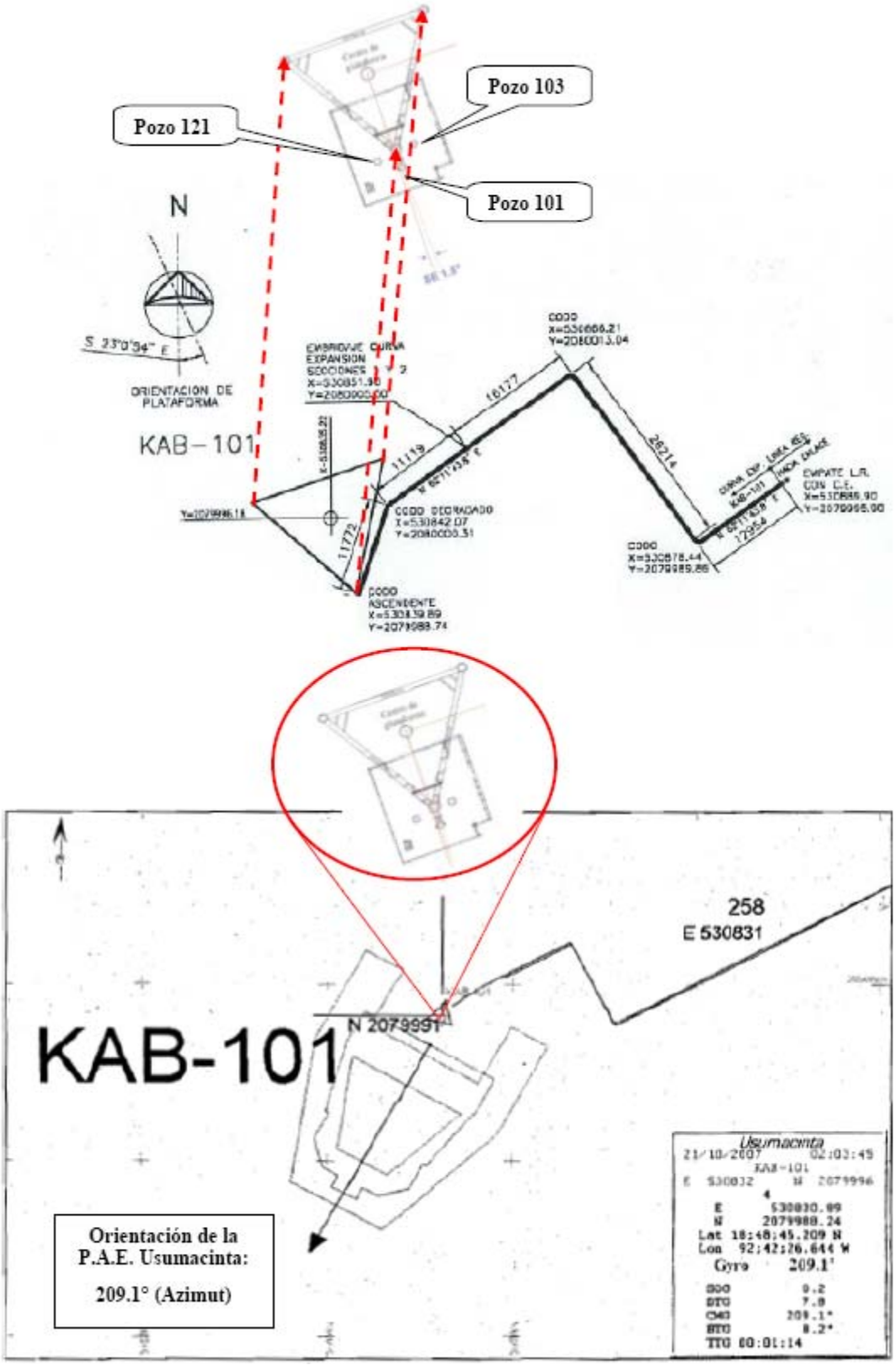


Figura 3.1. Posición de la Usumacinta y diagrama del KAB-101 en relación al ducto de 10 pulgadas de diámetro hacia la Plataforma Enlace Litoral

Frente Frio 4

Octubre es un mes de transición para el clima en el Golfo de México. Octubre está cerca del final del periodo típico de huracanes, el cual se puede extender hasta noviembre, pero también representa el comienzo del periodo en donde los sistemas meteorológicos predominantes en el Golfo de Mexico (GdM) son los Frentes Fríos o "nortes".

El 22 de octubre, tres boletines meteorológicos de la CONAGUA[127] (con observaciones de las 07:00 a las 09:00 horas, de las 13:00 a las 15:00 horas y de las 19:00 a las 21:00 hrs), fueron retransmitidos por Control Marino a través del canal 13 de VHF. Todos estos boletines mencionan que el Frente Frio 4 ha sido pronosticado para golpear las costas de Veracruz y la parte sureste del Golfo de México en las próximas 24 horas, con vientos fuertes a violentos desde el norte y noreste, y rachas desde 120 a 130 km/hr. Los boletines de la CONAGUA advierten precaución para cualquier tipo de embarcación en el área afectada. Por su parte, Control Marino emitió sus propios boletines meteorológicos con el siguiente pronóstico:

- Boletín Meteorológico No. 492 a las 08:00 horas: Condiciones buenas para las operaciones en la Sonda de Campeche; Intenso frente frio ingresará al Golfo de México en las próximas 12 horas. Se espera que tenga afectación para la Sonda de Campeche en las próximas 36 a 48 horas con intensidad de viento del orden de 60 a 70 km/hr, olas de 4.2 a 4.8 metros (14 a 16 pies) y precipitaciones intensas.
- Boletín Meteorológico No. 493 a las 18:00 horas: Condiciones buenas para la Sonda de Campeche durante parte de la mañana tornándose malas por el desplazamiento del Frente Frio 4 en el Golfo de México. Vientos del este de 15 a 25 km/hr por la mañana variando rápidamente al noroeste y norte con velocidades que alcanzarán los 110 km/hr durante la mañana y el medio día. Marejada de 0.9 a 1.5 metros (3 pies a 5 pies) aumentando hasta de 4.5 metros (15 pies); cielo medio nublado con posibilidades de precipitaciones asociadas a tormentas eléctricas en las próximas 24 a 48 horas. Frente Frio 4 se desplaza rápidamente hacia el sureste, ocasionando descenso marcado de temperatura, vientos fuertes a violentos del noroeste y norte con nublados y precipitaciones en la Mesa del norte, Texas, Tamaulipas y norte de Veracruz. Marejadas que podrían alcanzar los 14 a 16 pies. Se recomienda precauciones a las navegación marítima y aérea por efectos de norte fuerte y marejada que podrá alcanzar los 4.5 metros (15 pies) a partir de esta noche en Tamaulipas y Veracruz para el resto durante la mañana y el medio día de mañana en la Sonda de Campeche.

El 23 de octubre, el Frente Frio 4 estaba azotando la región suroeste del GdM con una fuerza que se estaba moviendo de temporal (*"gale"* en la escala Beaufort) a tormenta por algunas estimaciones y que estaba pronosticado afectara el área de Litoral Tabasco en la madrugada del 23 de octubre. Los boletines meteorológicos de la CONAGUA y Control Marino emitidos antes de medio día del 23 de octubre (CONAGUA a las 07:00 horas y Control Marino a las 08:00 horas) mencionan que las condiciones generales estaban normales con vientos desde el noroeste desde 35 a 40 km/hr y olas desde los 4 hasta los 5 pies de altura, y cielo nublado. Sin embargo, el pronóstico mencionaba que se desarrollaban condiciones malas para las operaciones en la Sonda de Campeche: El intenso Frente Frio 4 continuaría desplazándose rápidamente por la vertiente del Golfo de México, extendiéndose desde el este de los Estados Unidos hacia el sur de Veracruz. La intensa masa de aire frio generaría viento intenso del norte y noroeste de 85 a 95 km/hr con rachas superiores a los 100 km/hr, olas de 4.2 a 4.8 metros (14 a 16 pies). Como se

Brian Lee

podrá ver en las secciones de este Reporte, las condiciones predichas por el pronóstico (e incluso peores), fueron experimentadas en el área donde se encontraba la Usumacinta, aproximadamente a 18 km al norte de Frontera, Tabasco.

Durante la mañana del 23 de octubre, se estaban realizando preparativos en la Usumacinta para asegurar material suelto en la cubierta y preparándose para soportar la tormenta. La decisión para realizar estos preparativos estaba conforme a los procedimientos de PEMEX. En el momento del cambio de guardia, a las 06:00 horas de la mañana del 23 de octubre, tanto los vientos como las olas estaban relativamente calmadas (vientos entre 20 y 25 nudos y olas entre 1 y 3 m, con base en pronóstico de eventos anteriores ["hindcasts"]), pero incrementándose en fuerza.

De acuerdo con la transcripción de eventos de Control Marino y Control Aéreo, en relación a las condiciones meteorológicas prevalecientes, los siguientes puertos fueron cerrados a la navegación para todo tipo de embarcación a las siguientes horas del 23 de octubre: Coatzacoalcos a las 03:00 horas, Dos Bocas a las 05:30 horas, y Ciudad del Carmen a las 07:00 horas (este puerto se cerró por la Capitanía de Puerto). Control Aéreo pospuso todos sus vuelos saliendo desde Ciudad del Carmen a las 06:00 horas para las 08:00 horas, luego a las 07:30 horas nuevamente los pospuso hasta las 09:00 horas y finalmente a las 09:00 horas, Control Aéreo suspendió indefinidamente todos los vuelos saliendo de Ciudad del Carmen.

Movimiento de la P.A.E. Usumacinta

En la madrugada del 23 de octubre, personal abordo de la Usumacinta reportó movimiento ó balanceo (*rocking*). Algunos mencionaron que escucharon que se azotaban las puertas y el rechinido que hacen las piernas de la Usumacinta contra las cuñas, otros mencionaron que tenían dificultades para mantener el balance mientras caminaban (teniéndose que sostener para evitar tropezarse) o caminando de lada a lado (en zig-zag). De acuerdo a varias entrevistas, el movimiento de la Usumacinta era entre 2° y 5° en la dirección de estribor a babor; otros mencionan que se trataba de un movimiento oscilatorio (circular).

A las 07:00 horas del 23 de octubre, el trabajo en la cubierta principal y patio de tubería de la Usumacinta se había suspendido debido a las malas condiciones meteorológicas, especialmente debido a los intensos vientos y olas que hacían que la Usumacinta se moviera o balanceara de forma anormal. El trabajo continuó en las áreas protegidas en la cubierta de maquinaria, debajo de la cubierta principal. Entre las 09:30 y 11:00 horas, de acuerdo con las entrevistas, el Superintendente de PC fue notificado que la Usumacinta se había asentado hasta aproximadamente 10 m (en base a estimaciones) y que el cantiléver estaba entre 30 a 40 cm del árbol de producción del Pozo 121.

Fuga Inicial del Pozo 121

El primer registro que existía una amenaza a la integridad de la Usumacinta fue aproximadamente a las 11:30 horas del 23 de octubre cuando el Superintendente de PEMEX reportó a la Unidad Operativa Litoral Tabasco (UOLT) en el puerto de Dos Bocas, la presencia de petróleo y gas debido a una fuga en el área de pozos sin precisar con exactitud el origen de la fuga; cinco minutos después (11:35 horas) el Administrador de PEMEX en nombre del Superintendente de PEMEX reportó a Control Marino que existía una fuga de petróleo y gas y solicitó embarcaciones para evacuar la Usumacinta. De acuerdo con el testimonio de casi todos

Brian Lee

los sobrevivientes, la notificación del inicio de fuga fue a través del sistema de voceo de la Usumacinta y no mediante alarma sonora o visual. El soldador fue la primera persona que vio la fuga inicial. El podía ver debajo de la torre de perforación hacia el área de pozos desde su sitio de trabajo que se encuentra arriba de las oficinas de los Superintendentes al nivel del helipuerto. Para entonces, el viento había alcanzado una fuerza entre 35 y 45 nudos[10] y las olas eran de aproximadamente 6 metros. El pronóstico de eventos anteriores (hindcast) indica que también habían rachas de viento de entre 62 y 69 nudos a esta hora(50).

Aunque se reportó originalmente que la primera fuga resultó del impacto/choque entre la Usumacinta y el Pozo 101, los testigos que vieron la fuga identificaron a dicho pozo como el Pozo 121 y no el Pozo 101. Esta confusión se confirmó a través de la entrevista con el Técnico de Perforación (ITP), quién fue la primera persona en llegar al área de pozos y confirmó que la fuga inicial provenía del Pozo 121. El reportó dos direcciones de flujos diferentes del pozo: una fuga era vertical con sentido hacia arriba, de aproximadamente 3 pulgadas, de la tubería de producción (TP) del Pozo 121; y la otra fuga provenía del tubo lateral que se conecta al cabezal de salida hacia la Plataforma Enlace Litoral. La Figura 3.2 muestra una imagen del KAB-101 con la ubicación de las fugas mencionadas.

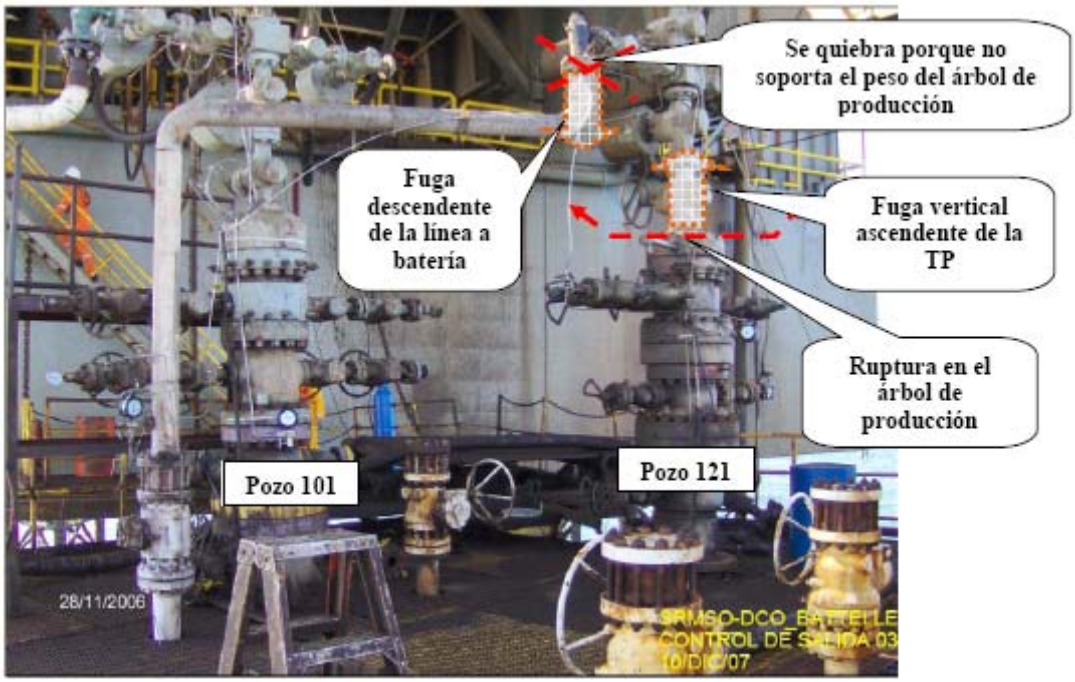


Figura 3.2. Posición de los pozos y ubicación de las fugas (imagen del KAB-101, tomada el 28 de noviembre de 2006)

El Técnico (ITP) también mencionó que la mitad del árbol de producción fue tumbado (degollado) por una repisa auxiliar soldada en la parte interior del brazo de estribor del cantiléver (ver Figura 3.3)

[10] 1 nudo (medida internacional) = 1 milla náutica por hora = 1.852 kilómetros por hora

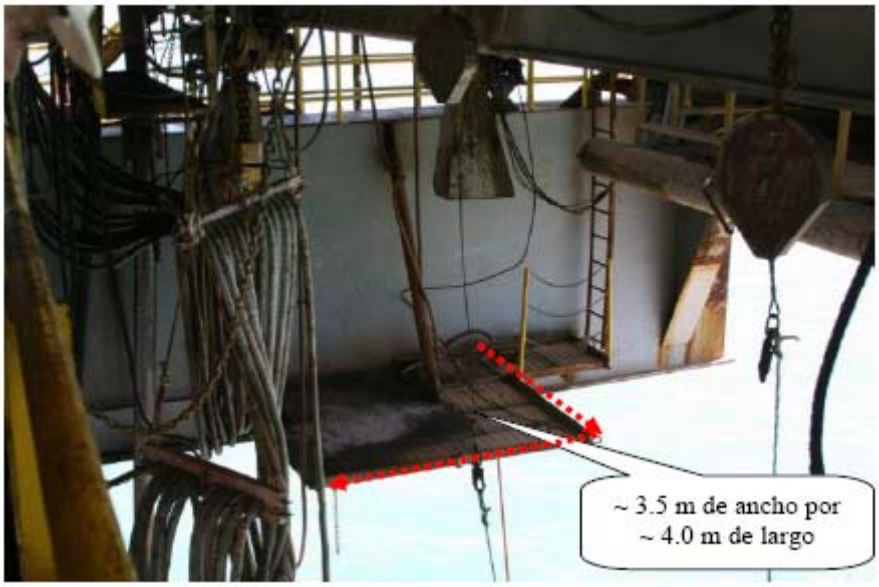


Figura 3.3. Imagen de la repisa auxiliar soldada al brazo del cantiléver en la P.A.E. Grijalva, similar a la que se encontraba en la P.A.E. Usumacinta

En ese momento no estaba claro para el personal a bordo de la Usumacinta, que la plataforma se había girado/rotado y hundido/asentado varios metros; no fue sino hasta después, cuando ellos decidieron intentar control la fuga, que se dieron cuenta de la rotación y asentamiento de la Usumacinta.

Solicitud de Cierre de Pozos en el KAB-101

Inmediatamente después de que se informó del inicio de la fuga, a las 11:36 horas aproximadamente, el Superintendente de PEMEX solicitó por VHF a la Plataforma Enlace Litoral, que iniciaran el cierre remoto de los pozos en el KAB-101. A las 11:40 horas, personal de la Plataforma Enlace Litoral cerró la llegada del ducto de 10 pulgadas de diámetro que viene desde el KAB-101 a la Plataforma Enlace Litoral, para tratar de incrementar la presión en la línea ("represionar la línea") hacia el KAB-101 desde los 63 kg/cm^2 hasta 95 kg/cm^2 y así activar las válvulas de seguridad e iniciar un cierre automático. Aún cuando Enlace Litoral confirma el cierre de la válvula de llegada a su plataforma, la fuga en el KAB-101 no ceso debido a que el árbol de producción del Pozo 121 se había degollado. Más de una hora después de haberse iniciado la fuga, a las 12:43 horas aprox., personal de la Usumacinta confirman que la fuga no se había originado en el ducto de 10 pulgadas que va hacia la Plataforma Enlace Litoral.

Por otro lado, minutos después del reporte de la fuga, a las 11:43 horas aprox., Control Marino solicitó a todas la embarcaciones que se encontraban cerca de la Usumacinta que procedieran a esta plataforma para brindar apoyo en el procesos de evacuación. De acuerdo a la imagen del radar de Control Marino, las embarcaciones más cercanas en ese momento era el Ang Tide, que se encontraba a aproximadamente 7.5 millas náuticas de distancia y el Hatch Tide, quién estaba aprox. 6.8 millas náuticas de distancia. Después de un tiempo, estas embarcaciones reportaron que se encontraban en mares violentos y que no podían proceder a la Usumacinta (ver Figura 3.4). De las embarcaciones que estaban próximas a la Usumacinta, las dos embarcaciones que si respondieron a la emergencia fueron el Morrison Tide, quién estaba a aprox. 18.7 millas náuticas de distancia y el Far Soctia, quién estaba a aprox. 10.9 millas náuticas de distancia.

Eventualmente ambas embarcaciones arribaron a la escena y fueron centrales en el proceso de rescate.

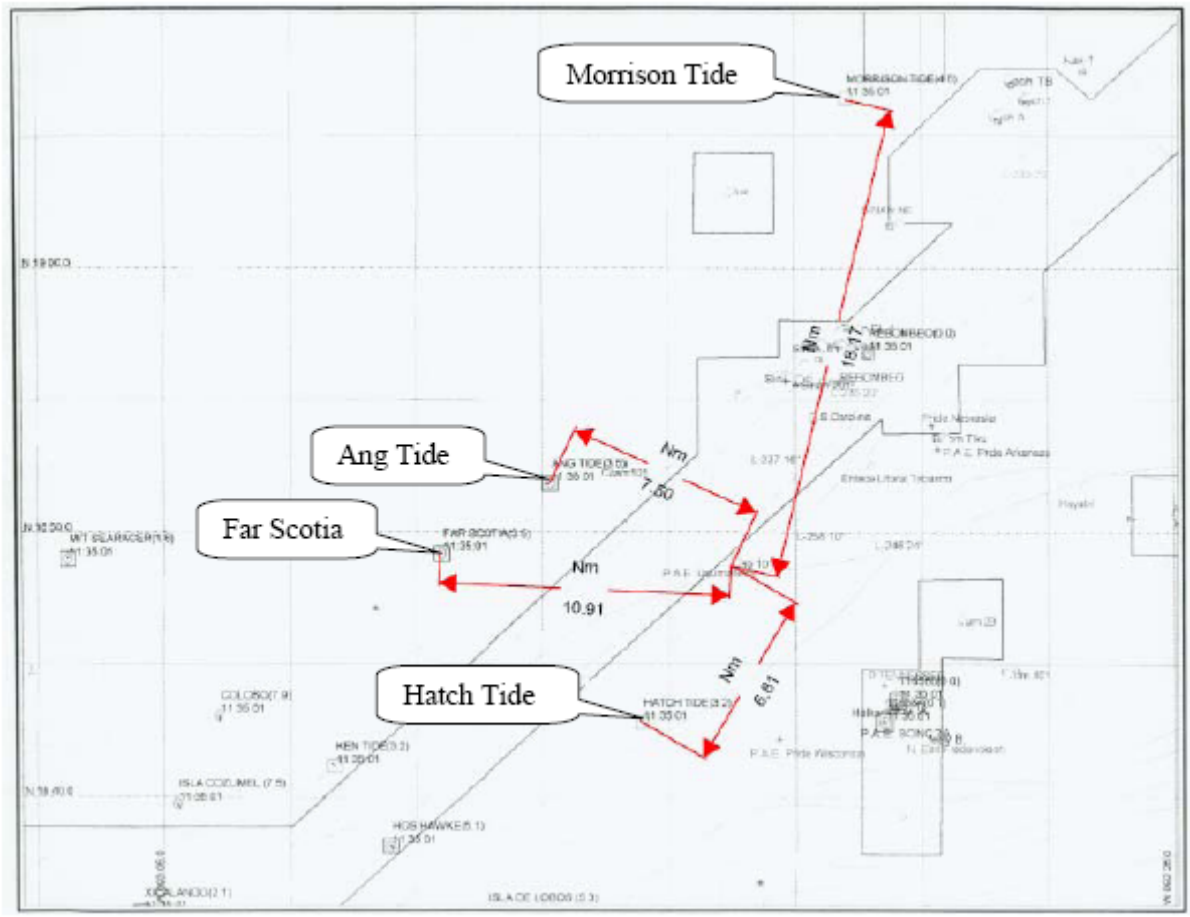


Figura 3.4. Ubicación de las embarcaciones que se encontraban cerca de la P.A.E. Usumacinta a las 11:35 horas del 23 de Octubre

Reportándose al Área Segura (Helipuerto)

La fuga inicial era de tal magnitud que se le ordenó a todo el personal dirigirse al helipuerto con su chaleco salvavidas. El helipuerto está definido dentro del Plan de Respuesta a Emergencia como el área segura o de seguridad[(128)]. La orden para dirigirse al helipuerto fue verbal a través del sistema de voceo de la plataforma. Sin embargo, debido a que la Usumacinta se había posicionado con el helipuerto al Sur del KAB-101 (209° azimut norte), el área segura se encontraba en dirección del viento de la fuga, causando preocupación por parte del personal a bordo debido a la posible emanación de gas sulfhídrico o sulfuro de hidrógeno (H_2S) del pozo. Con la presencia de petróleo y gas en el área segura, por procedimiento todo el personal se colocó su equipo de respiración autónoma de 30 minutos de aire. Estos equipos se localizaban principalmente en el helipuerto, pero también se podían encontrar in otras áreas de la plataforma, como en la cubierta de maquinaria donde personal de PC se encontraba laborando. De acuerdo con el testimonio de los sobrevivientes, eventualmente todos fueron capaces de tomar un equipo de respiración autónoma aunque en un principio algunos encontraron problemas para liberarlos/sacarlos de los estantes.

Después de que la orden de dirigirse al helipuerto fue dada, a las 11:45 aprox., la Usumacinta apagó su equipo de generación eléctrica y eficientemente entro a lo que se denomina un "black-out" (corte eléctrico o apagón). De acuerdo con el testimonio del personal de PC, normalmente se toma cerca de 10 minutos después de declararse la emergencia para realizar el corte eléctrico. En dicho estado, todo la energía se apaga para evitar cualquier chispa del sistema eléctrico en la presencia de un gas combustible originado de una fuga (ambiente explosivo).

A las 11:42 y a las 11:49, el Superintendente de PEMEX llamó por radio a Control Marino reportando la amenaza de la fuga y solicitando embarcaciones para comenzar con la evacuación de la Usumacinta.

A las 12:43 horas, el Técnico confirmó que la fuga no se había originado del ducto de 10 pulgadas de diámetro del KAB-101 a la Plataforma Enlace Litoral, lo cual requirió que el Superintendente de PEMEX considerara otras opciones para controlar la fuga[(101)].

A las 13:09 horas, la embarcación Morrison Tide llegó cerca de la Usumacinta y trató de establecer una cortina de agua alrededor del KAB-101 para mitigar la posibilidad de una explosión debido a la presencia de gas combustible (ambiente explosivo).

Preparativos para Controlar la Fuga Inicial

Entre las 11:45 y 13:30 horas, el Técnico (ITP) realizó tres visitas al área de pozos. Con información de las observaciones del Técnico, un grupo de técnicos de PEMEX con experiencia (Superintendente, Técnico, Perforadores y Ayudantes de Perforación piso rotaria [Segundos]) realizaron consultas y planearon posibles acciones que se podrían tomar para intentar controlar la fuga. El procedimiento normal en estos casos hubiese sido activar, desde la Usumacinta, el botón/"switch" de paro de emergencia para cerrar de forma remota las válvulas de seguridad de los pozos (ver Figura 3.5). Sin embargo, esta línea (refiriéndose a la conexión entre el KAB-101 y el botón de paro en la Usumacinta) aún no estaba conectada.

Figura 3.5. Imagen del botón de paro de emergencia en la P.A.E. Grijalva, ubicado generalmente cerca de la entrada a las oficinas principales

Este botón de paro de emergencia con su línea de conexión, normalmente se conectan al panel de control de los pozos (la Consola Baker en el caso del KAB-101), después de que se haya construido un acceso hacia el KAB-101. Debido a que la Usumacinta había arribado recientemente a esta posición, ningún acceso se había construido y aún no se tenía la capacidad para efectuar un paro de emergencia de esta forma.

Debido a que no estaba disponible el paro de emergencia, se decidió que un grupo de trabajadores de PEMEX intentarían descender al KAB-101 y cerrar la válvula de tormenta (SSSV por sus siglas en ingles) que representaba el último medio por el cual se podría controlar el pozo.

A las 13:20 horas, se estableció una estrategia para cerrar el pozo que consistía en los siguientes pasos:

1) Proveer una cortina de agua desde el Morrison Tide;
2) Dos personas descenderían al KAB-101 (por el lado estribor debido a la dirección del viento), con el apoyo de una persona para mantener el cable de vida y otro para coordinar la operación;
3) Activar el paro de emergencia ubicado en el panel de control en la cubierta del KAB-101;
4) En el caso de no activarse la válvula de tormenta (SSSV) y no se cerrase el pozo, desconectar del panel de control la línea de ¼ pulgada que proporciona la presión a la válvula de tormenta (SSSV) o en última instancia efectuar el corte de la línea para liberar la presión ocasionando que la válvula de tormenta (SSSV) cierre.

Durante este tiempo, el Morrison Tide fue incapaz de proveer la cortina de agua solicitada debido a que no pudo mantener la posición por las condiciones meteorológicas tan severas; vientos cuyas rachas alcanzaban los 130 km/hr sumado a las olas de entre 6 y 8 metros de altura. La imagen del radar de Control Marino muestra que a las 13:09 horas el Morrison Tide estaba aproximadamente a 2.53 millas náuticas de la Usumacinta y las otras embarcaciones (Ang Tide, Hatch Tide y Far Socotia) permanecían cerca de su posición inicial (ver Figura 3.6).

A las 13:30 horas, el Superintendente de PEMEX informó a la UOLT que el personal seleccionado para participar en la maniobra de cierre del pozo sería: el Técnico como líder (Jorge Herrera Sevilla[101]), el Perforador (Teodosio Rueda de León Reyes[129]), dos Segundos (Carlos Blas Cortazar[130] y Martín Zuñiga Salazar[131]) y un Ayudante de Trabajos de Perforación (Leandro Manuel Hernandez Pozo†). En total cinco personas. Es importante mencionar que este intento de controlar el pozo se hizo cerca del pico (máxima fuerza) de la tormenta, con registros de vientos sostenibles de entre 41 y 46 nudos y rachas de hasta 69 nudos, y olas de entre 7 y 8 metros de altura, con altura máxima de hasta 12 metros.

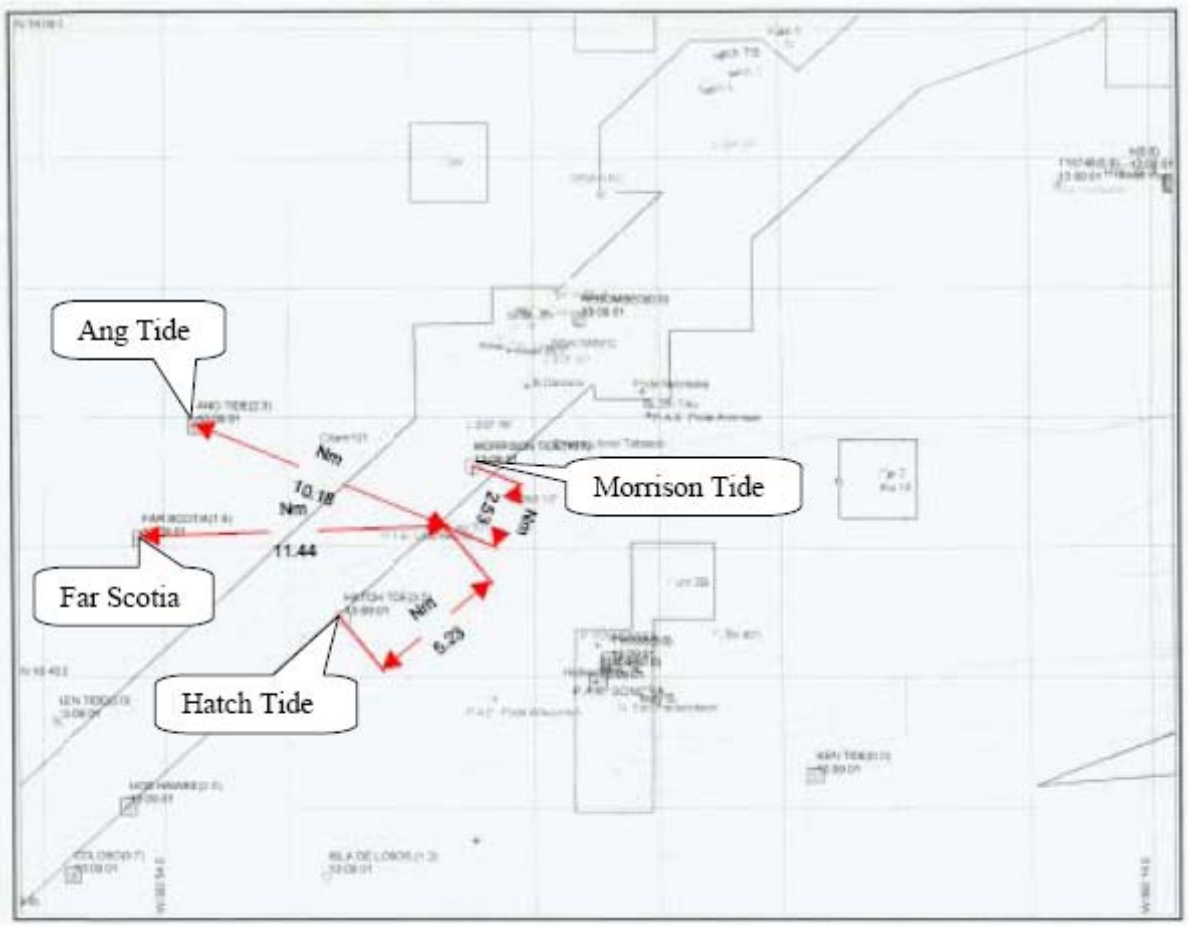


Figura 3.6. Ubicación de las embarcaciones a las 13:09 horas del 23 de octubre

Aislamiento de la Fuga Inicial

El grupo de PEMEX liderado por el Técnico (ITP) acceso al KAB-101 pasado las 13:30 horas y concluyeron sus actividades/esfuerzos aproximadamente a las 13:55 horas. Este periodo de tiempo fue confirmado por todos aquellos que participaron y consistente con el hecho de que los equipos de respiración autónoma tienen una capacidad de 30 minutos o menos según el ritmo de respiración de cada persona. El grupo se abrió paso hacia el KAB-101 y los dos Segundos fueron bajados a la cubierta del KAB-101, colgados desde la parte exterior del brazo de estribor del cantiléver (ver Figura 3.7).

Figura 3.7. Ruta de acceso al KAB-101 y controlar la fuga inicial (imagen de la P.A.E. Grijalva, plataforma similar a la Usumacinta)

El grupo reportó que el árbol de producción del Pozo 121 había sido tumbado/degollado (ver Figura 3.8). Resulta importante señalar que en ese momento, las válvulas laterales de ambos pozos estaban intactas y que el grupo no observó ningún daño al Pozo 101. También en ese momento, de acuerdo a las primeras impresiones de estas personas, el brazo del cantiléver no había descendido totalmente sobre la cubierta del KAB-101, tal como se puede observar en las fotos tomadas días después del incidente[101, 129, 130, 131]. El cantiléver estaba aproximadamente 2 metros sobre la cubierta del KAB-101, descansando de alguna forma sobre la parte superior del muro contra incendio.

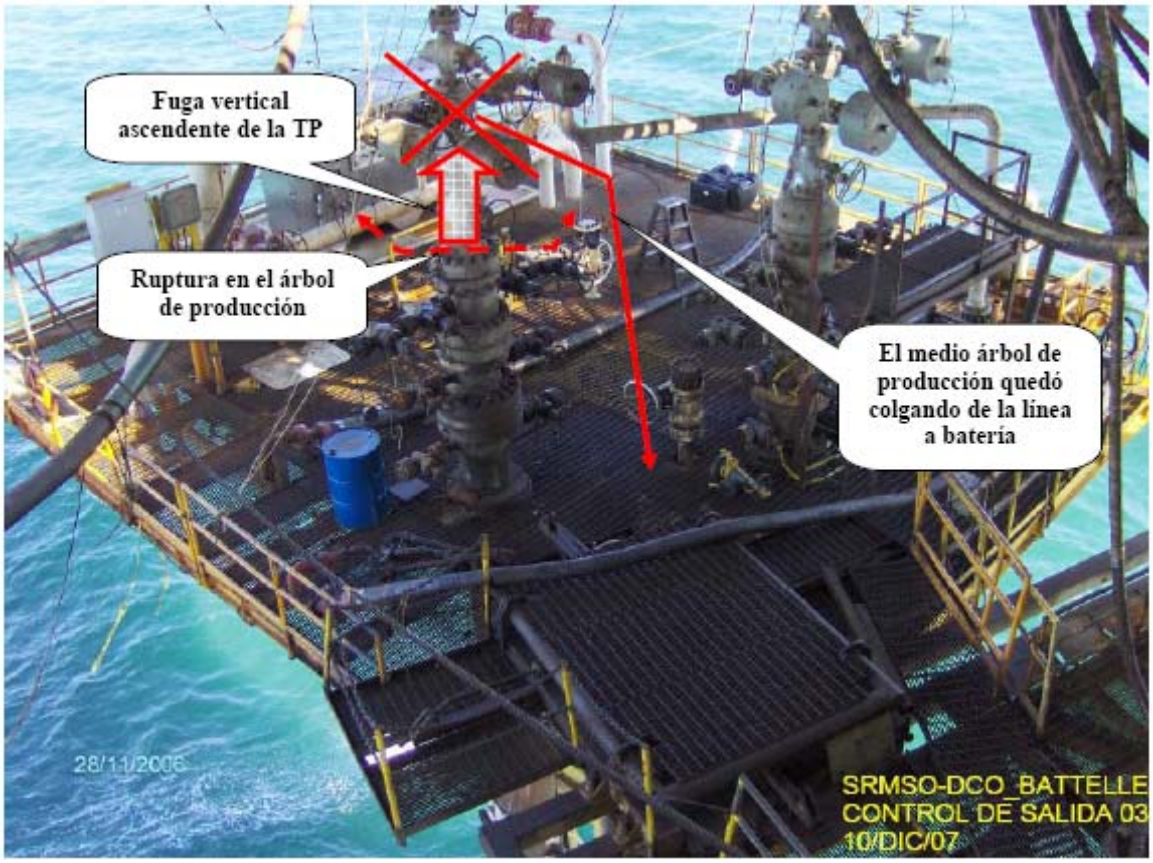


Figura 3.8. Ubicación y dirección de la fuga inicial (imagen del KAB-101, tomada el 28 de noviembre de 2006)

Los dos Segundos de PEMEX procedieron a cerrar las válvulas de tormenta (SSSVs) de ambos pozos, del Pozo 121 para detener la fuga y del Pozo 101 como medida de precaución. El procedimiento correcto para cerrar las válvulas de tormenta (SSSVs) involucra el activar el botón de paro en la consola Baker (la ubicación de la consola Baker se muestra en la Figura 3.9). Sin embargo, existe información encontrada sobre cómo se cerraron las válvulas. Una persona indica que primero se activo el botón de paro en la consola Baker y después se cortó el tubo de ¼ de pulgada de acero inoxidable que mantiene la presión para conservar abierto la charnela de la válvula de tormenta (SSSV). La otra persona indica que primero se cortó dicho tubo de acero inoxidable a la atura de la conexión con el cabezal del pozo y posteriormente se activó el botón de paro en la consola Baker. Cualquier forma permite la liberación de la presión hacia la válvula de tormenta (SSSV) permitiendo que la charnela se cierre.

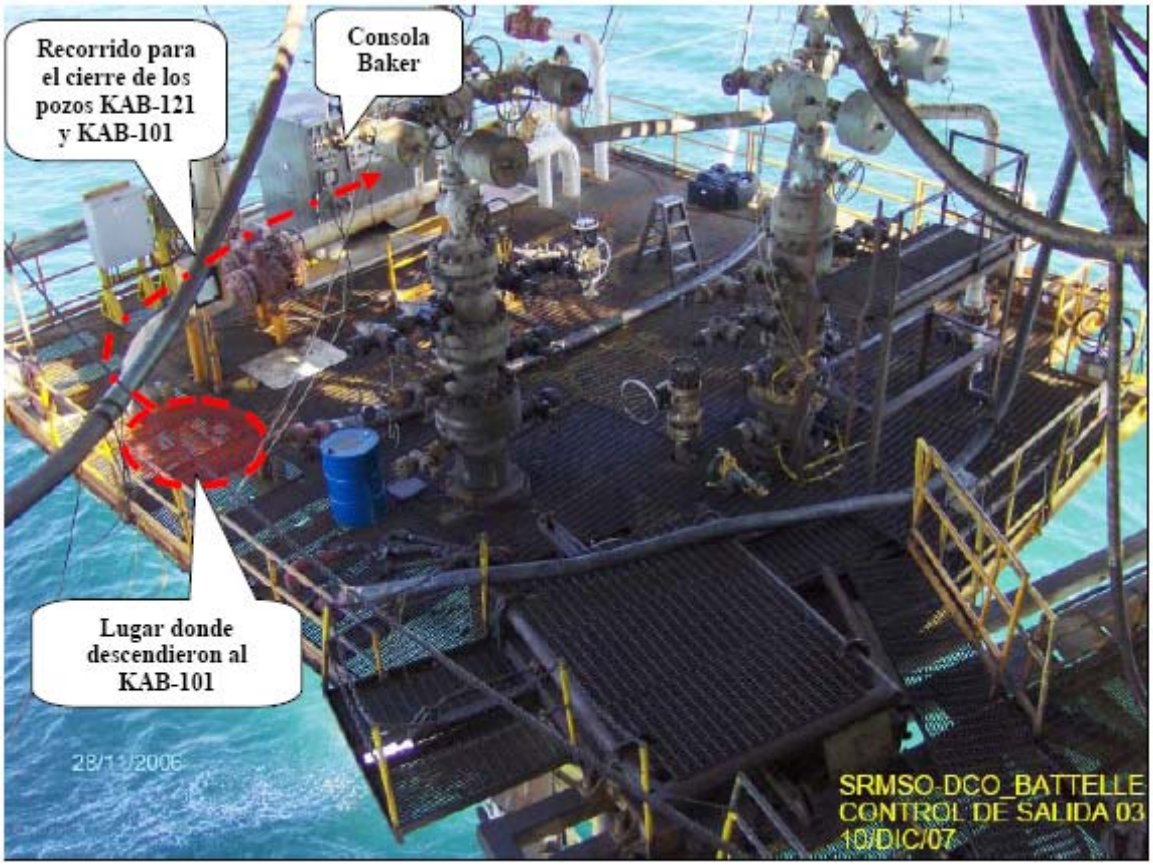


Figura 3.9. Ubicación de la consola Baker

A las 13:55 horas, el Superintendente de PEMEX reportó que la fuga había cesado/detenido. De acuerdo con la mayoría de las personas entrevistadas, había una gran sensación de alivio entre la tripulación a bordo.

A las 14:15 horas, el Superintendente de PEMEX informó a la UOLT que el cierre del pozo se realizó mediante el corte de la línea hidráulica de ¼ de pulgada hacia la válvula de tormenta (SSSV). A esa hora, el viento había alcanzado los 130 km/hr.

Quince minutos después, a las 14:30 aproximadamente, el Superintendente de PEMEX reportó que la Usumacinta continuaba desplazándose y presentaba un hundimiento/asentamiento entre uno y dos metros; nosotros pensamos que este reporte de hundimiento se refiere más a un asentamiento incremental en lugar de uno absoluto, ya que a través de las entrevistas con los cuatro sobrevivientes que fueron hasta el KAB-101 para controlar la fuga inicial, ellos mencionan que el brazo del cantiléver estaba entre 2 y 3 metros sobre la cubierta del KAB-101 cuando ellos bajaron.

Continuación de Fuga – Pozo Fuera de Control

Desafortunadamente, el control de la fuga se disfruto poco como se indica en la comunicación del Superintendente de PEMEX con la UOLT y Control Marino. A las 15:10 horas (aprox.) el Superintendente de PEMEX informa que la válvula de tormenta (SSSV) no había cerrado completamente y que la fuga continuaba con mayor fuerza. Adicionalmente, de acuerdo con varios de los sobrevivientes, aún antes de las 15:10 horas, ellos podían ver y oír emanaciones de

gas del pozo “pufs” (esto también pudo haber sido por la condensación del crudo o por el gas entrampado en la tubería de producción).

Mientras que pueden haber diferencia de opiniones de cual pozo se inició la fuga inicial, existe un consenso de que la segunda fuga o como muchos creen, la continuación de fuga, provino del Pozo 121. Las válvulas de tormenta (SSSVs) son la última protección o línea de defensa, así que cuando se inició la segunda fuga no había ninguna opción disponible para su control y de acuerdo a los procedimientos de PEMEX, se dio la orden de evacuación/abandono de la Usumacinta.

Aproximadamente a las 15:18 horas, Control Marino llama a la embarcación Far Scotia para pedirle si puede brindar apoyo a la condiciones de emergencia de la Usumacinta. La imagen del radar de Control Marino de las 15:10 horas muestra al Morrison Tide navegando al norte de la Usumacinta a una distancia aproximada de 2.3 millas náuticas y al Far Scotia ubicado a una distancia de aproximadamente 15.07 millas náuticas al oeste(ver Figura 3.10)

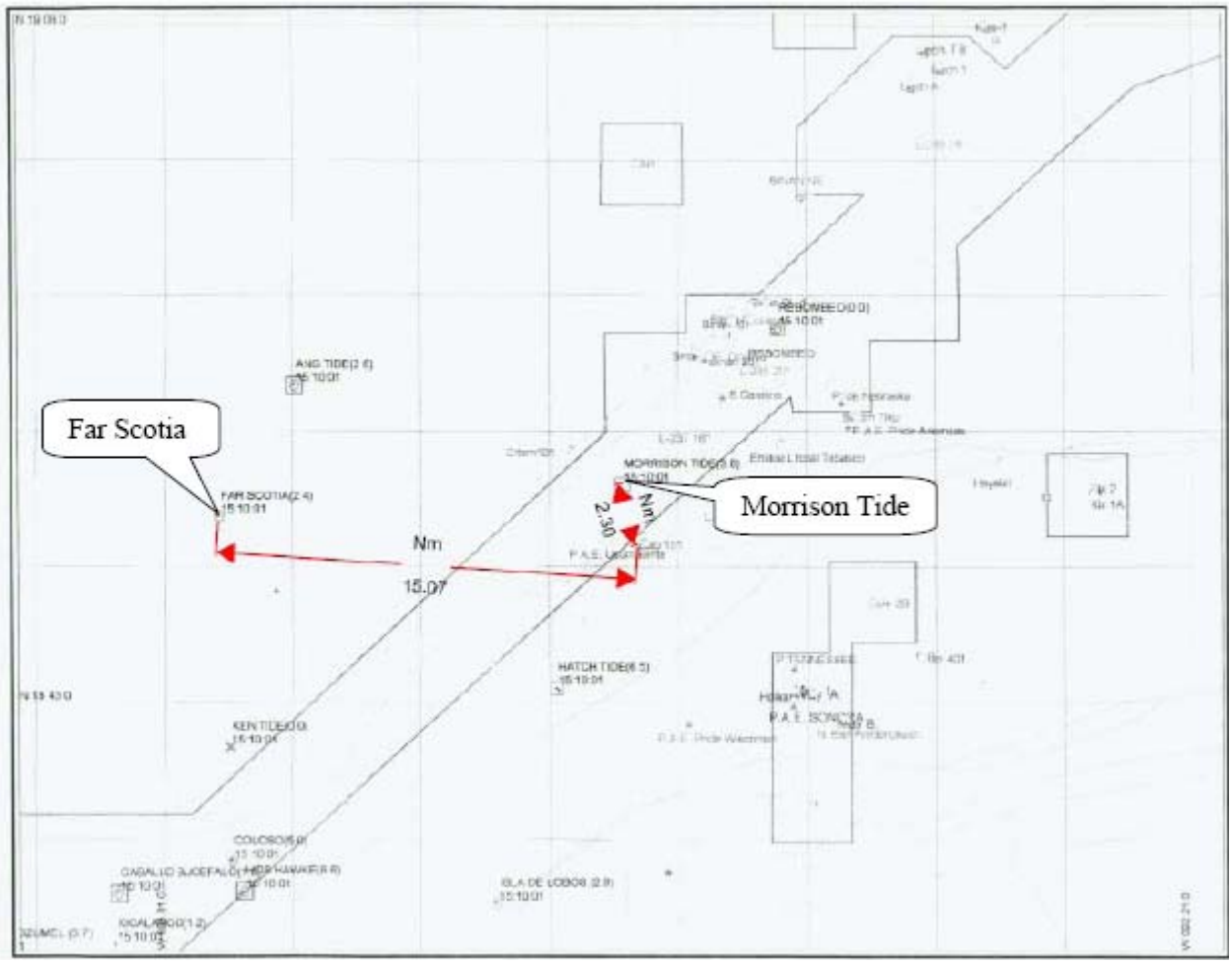


Figura 3.10. Ubicación de las embarcaciones a las 15:10 horas del 23 de octubre

A las 15:25 horas, Control Marino informa al Superintendente de PEMEX que el Morrison Tide estará listo para evacuar al personal en cinco minutos. Sin embargo, a las 15:35 el Superintendente de PEMEX nuevamente reporta a la UOLT que la fuga se había salido fuera de

control y que estaba iniciando la evacuación total del personal con el apoyo de las mandarinas (botes salvavidas) de la Usumacinta.

Durante este tiempo, de acuerdo con el testimonio de los sobrevivientes, el Técnico de PEMEX (ITP) verificó las condiciones de la escalera de emergencia y descartó esta opción debido a que estaba dañada. Adicionalmente, la maniobra para colocar al Morrison Tide en posición para rescatar a los tripulantes a bordo de la Usumacinta, no fue exitosa debido a las malas condiciones meteorológicas y las condiciones del mar.

Declaración de Abandono de Plataforma

A las 15:30 horas y de acuerdo con las políticas y procedimientos de PEMEX[40, 39], el Superintendente de PEMEX ordenó la evacuación total de la Usumacinta con el apoyo de las mandarinas. Todos los sobrevivientes entrevistados estuvieron de acuerdo que la decisión de abandono fue apropiada debido al hecho de que no había ninguna medida viable restante para controlar la fuga[132].

A las 15:42 horas, Control Marino le pregunta al Morrison Tide si era posible intentar rescatar al personal de la plataforma de las mandarinas, debido a que la Usumacinta estaba preparándose para bajar las mandarinas al mar. Unos instantes después, alrededor de las 15:43 horas, el Morrison Tide responde a Control Marino que debido a que la fuga se dirige hacia el lado babor de la Usumacinta es más seguro descender en las mandarinas por el lado estribor. La imagen del radar de Control Marino a las 15:42 horas muestra al Morrison Tide en las cercanías de la Usumacinta y al Far Scotia aproximadamente 13.49 millas náuticas al oeste (ver Figura 3.11).

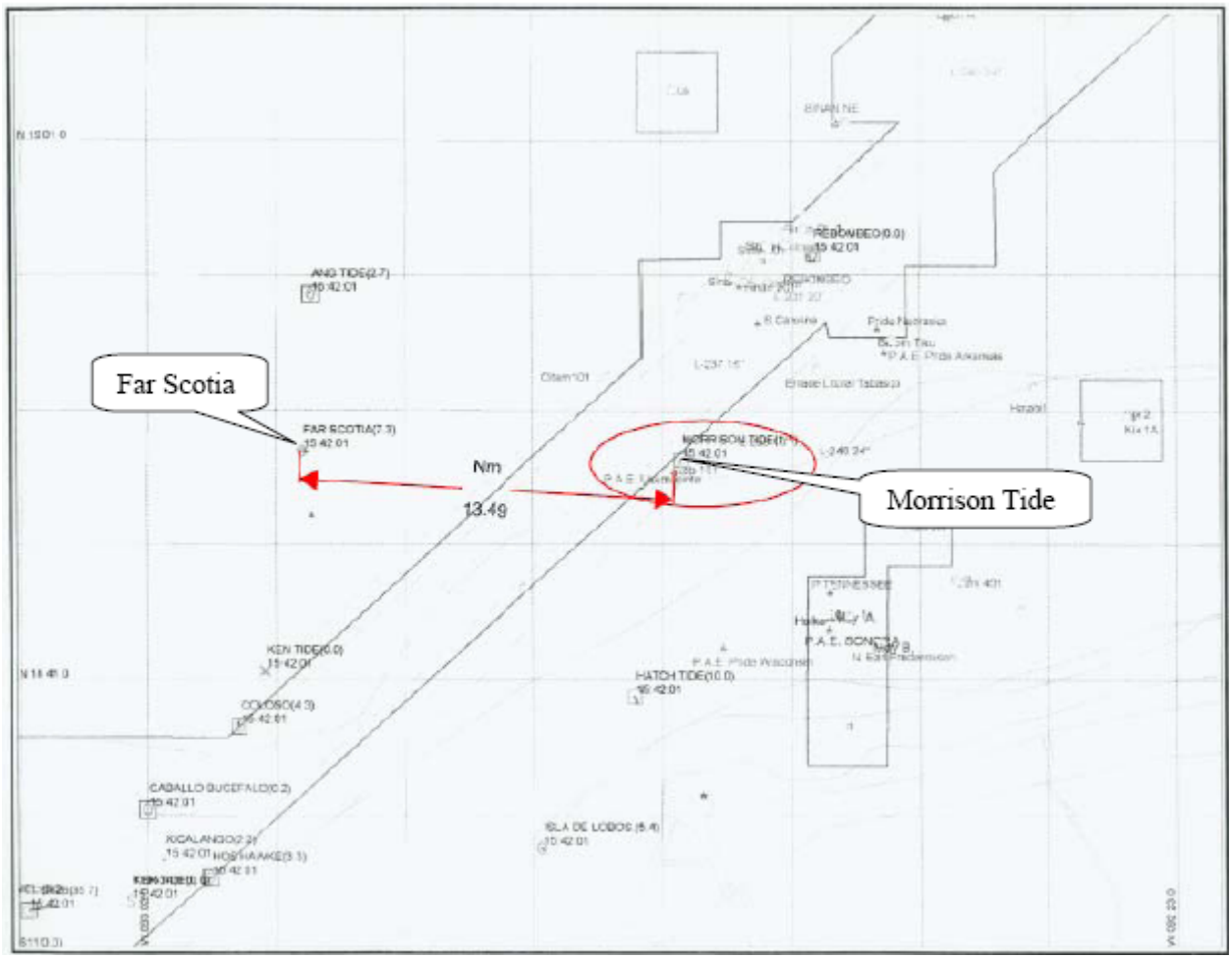


Figura 3.11. Ubicación de las embarcaciones a las 15:42 horas del 23 de octubre

Abordaje y Descenso de las Mandarinas

Diez minutos después de la decisión de evacuar/abandonar, a las 15:45 horas aprox., todo el personal de la Usumacinta se había reportado al área donde se encontraban las mandarinas en ambos lados de la plataforma y habían abordado una de las estas dos. Previamente, a todo el personal se le había asignado una mandarina (bote salvavidas) por medio de una lista que se encuentra en sus camarotes/dormitorios, así como durante el simulacro de fuego y abandono que se llevó a cabo el 22 de octubre[(77)]. Por distintas razones, incluyendo que la nube de petróleo y gas se dirigía hacia el lado babor de la plataforma y había poca visibilidad, hubo confusión entre algunas personas en términos de cuál mandarina abordar. Como resultado, algunas personas abordaron una mandarina diferente a la cual tenían asignado[(132)]. Por ejemplo, ambos Superintendentes abordaron la Mandarina 2, cuando el Superintendente de PEMEX tenía asignado la Mandarina 1. También se estableció a través de las entrevistas post-incidente que algunas personas introdujeron artículos que no deberían estar dentro de las mandarinas; por ejemplo: equipos de respiración autónoma y chalecos de trabajo, en lugar de los chalecos salvavidas propios para un abandono. Esto fue particularmente cierto para la Mandarina 2[(132)].

A través de las entrevistas post-incidente, el audio de Control Marino y comunicación con los timoneles de las mandarinas, fuimos capaces de confirmar que todo el personal a bordo de la

Usumacinta evacuó con éxito la plataforma y que las mandarinas descendieron al mar sin ningún daño aparente. De acuerdo con el audio y los registros de Control Marino, el Morrison Tide confirmó ver ambas mandarinas en el agua alrededor de las 16:00 horas. En ese momento, la imagen del radar de Control Marino muestra al Morrison Tide justo a un lado de la Usumacinta y al Far Scotia a una distancia aproximada de 11.09 millas náuticas con respecto a la Usumacinta (ver Figura 3.12).

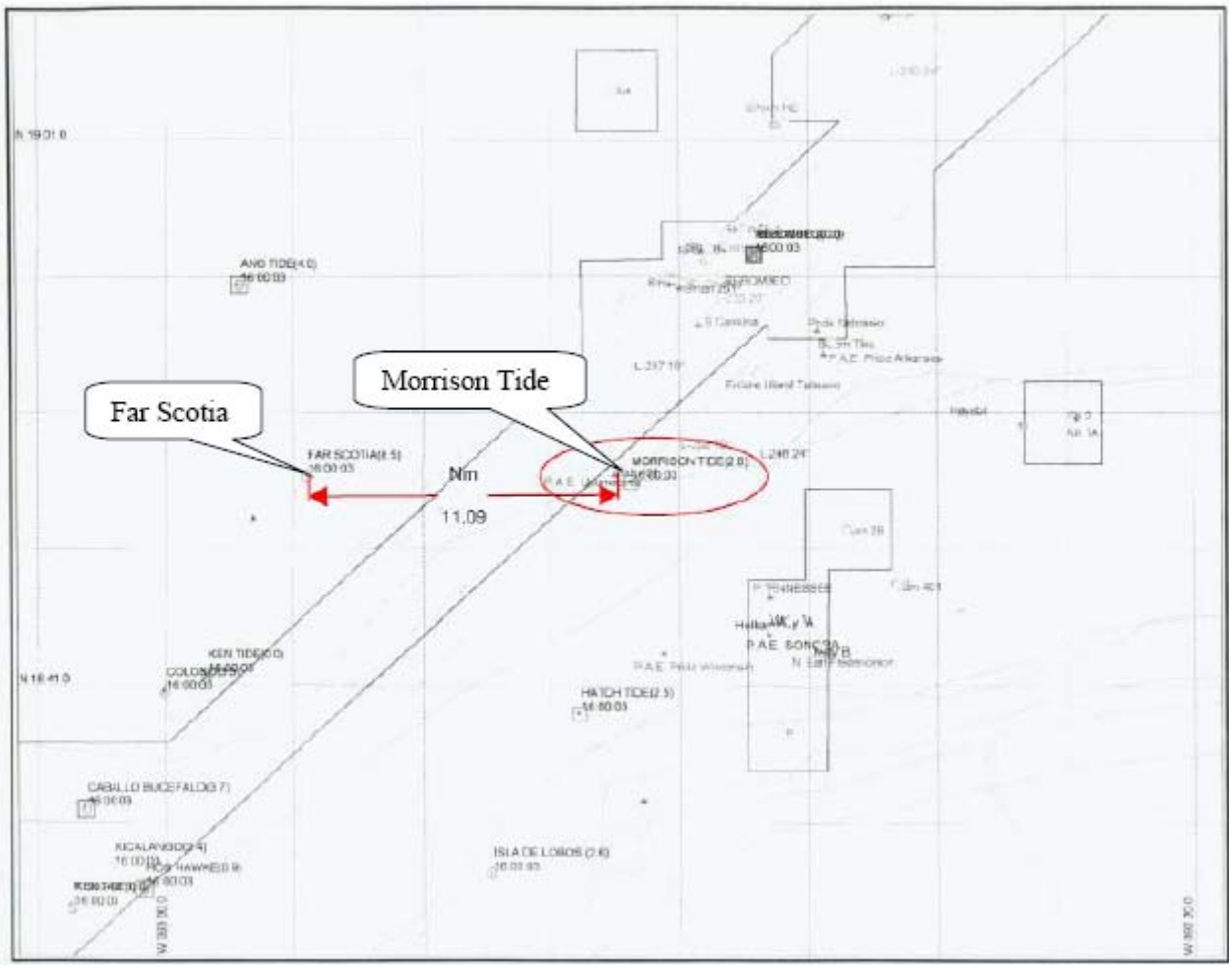


Figura 3.12. Ubicación de las embarcaciones a las 16:00 horas del 23 de octubre

Navegando en las Mandarinas

Mandarina 1

La Mandarina 1 que estaba ubicada en el lado estribor de la Usumacinta (Survival Systems - Whittaker CA5400), fue la segunda en llegar al mar y se dirigió directamente hacia donde se encontraba el Morrison Tide. A pesar de que esta mandarina estaba identificada en la Usumacinta como Mandarina 1, el audio y otros registros de Control Marino se refieren a ella como "Bote 2 o Mandarina 2", ya que fue la segunda en llegar al mar. En esta reconstrucción/descripción, utilizaremos el nombre asignado en la Usumacinta (Mandarina 1), en lugar de aquel usado por Control Marino.

Mucho de los sobrevivientes entrevistados reportaron condiciones muy extremas dentro de la Mandarina 1, con los efectos del intenso oleaje y lugar encerrado se llegó a la enfermedad y una considerable ansiedad. Es importante mencionar que aún cuando algunos sobrevivientes recuerdan haber visto el equipo especial/auxiliar dentro de la mandarina (ej: pastillas para el mareo, ancla de mar y transmisor de radar [transponder]), el personal de PC encargado de utilizarlo o de repartir estos artículos no lo hizo. No existe evidencia de que las personas recibieron o tomaron las pastillas para el mareo, de que se haya liberado el ancla de mar y de que el radar haya identificado alguna señal del transmisor (transponder).

De acuerdo al audio de Control Marino y testimonios de los sobrevivientes, tanto el Morrison Tide como la Mandarina 1 se dirigieron hacia cada uno. El asistente del timonel de la Mandarina 1, Juan Gabriel Rodríquez López de PC, mencionó en su testimonio que una vez en el mar, él amarró una cuerda que le envió el Morrison Tide al mecanismo de liberación de la mandarina, pero esta rápidamente se reventó debido al fuerte oleaje. Aparentemente, este fue el único intento para tratar de sujetar la mandarina a la embarcación, lo cual es un procedimiento estándar de rescate. No obstante, debido a las condiciones extremas del oleaje, es poco probable que intentos subsecuentes hubiesen tenido éxito.

Tal y como se documentó en las entrevistas con los sobrevivientes, dentro de cinco a quince minutos después de liberarse de la Usumacinta, a la Mandarina 1 le comenzó a entrar agua. Los ocupantes estaban sentados con sus cinturones de seguridad amarrados; sin embargo, conforme se incrementaba el nivel del agua y en un intento de llegar al Morrison Tide, decidieron evacuar la Mandarina 1 alrededor de las 16:13 horas. Conforme el personal salía de la mandarina, el timonel apagó el motor y la mandarina quedó a la deriva. Durante este tiempo, no existe registro de ninguna comunicación entre la Mandarina 1 y el Morrison Tide, o entre ambas mandarinas.

En el intento de rescatar el personal de la Mandarina 1, el Morrison Tide trató de colocarse a un costado de la mandarina. Sin embargo, debido al fuerte oleaje, inicialmente fueron separados. En ese momento, todo el personal de la mandarina se había colocado afuera esperando ser rescatados. Pero debido al fuerte oleaje muchos no pudieron sostenerse y fueron arrojados al mar. Algunos lograron regresar a la mandarina, pero la mayoría no pudo regresar y permaneció en el agua, alejándose a la deriva y juntándose para formar grupos. Las personas que regresaron a la mandarina, se metieron en ella y utilizando las cubetas, empezaron a extraer (“achicar”) el agua a través de las escotillas (los sobrevivientes dicen que abrían y cerraban las escotillas para evitar que se metiera más agua).

A las 17:28 horas aprox., el Morrison Tide reportó a Control Marino que la Mandarina 1 se había volteado/volcado y que todo el persona había sido arrojado al mar. De acuerdo con las entrevistas de los sobrevivientes, la Mandarina 1 se volteó y no regresó a su posición de navegación (zozobró) debido a que el Morrison Tide la había impactado ocasionando que se quebrara la carcasa o domo de la mandarina. Adicionalmente, el agua entró porque las escotillas estaban abiertas. A esta hora, la imagen del radar de Control Marino muestra al Morrison Tide aproximadamente a 3.84 millas náuticas al sureste de la Usumacinta y al Far Scotia aproximadamente a 5.96 millas náuticas del Morrison Tide (ver Figura 3.13).

Brian Lee

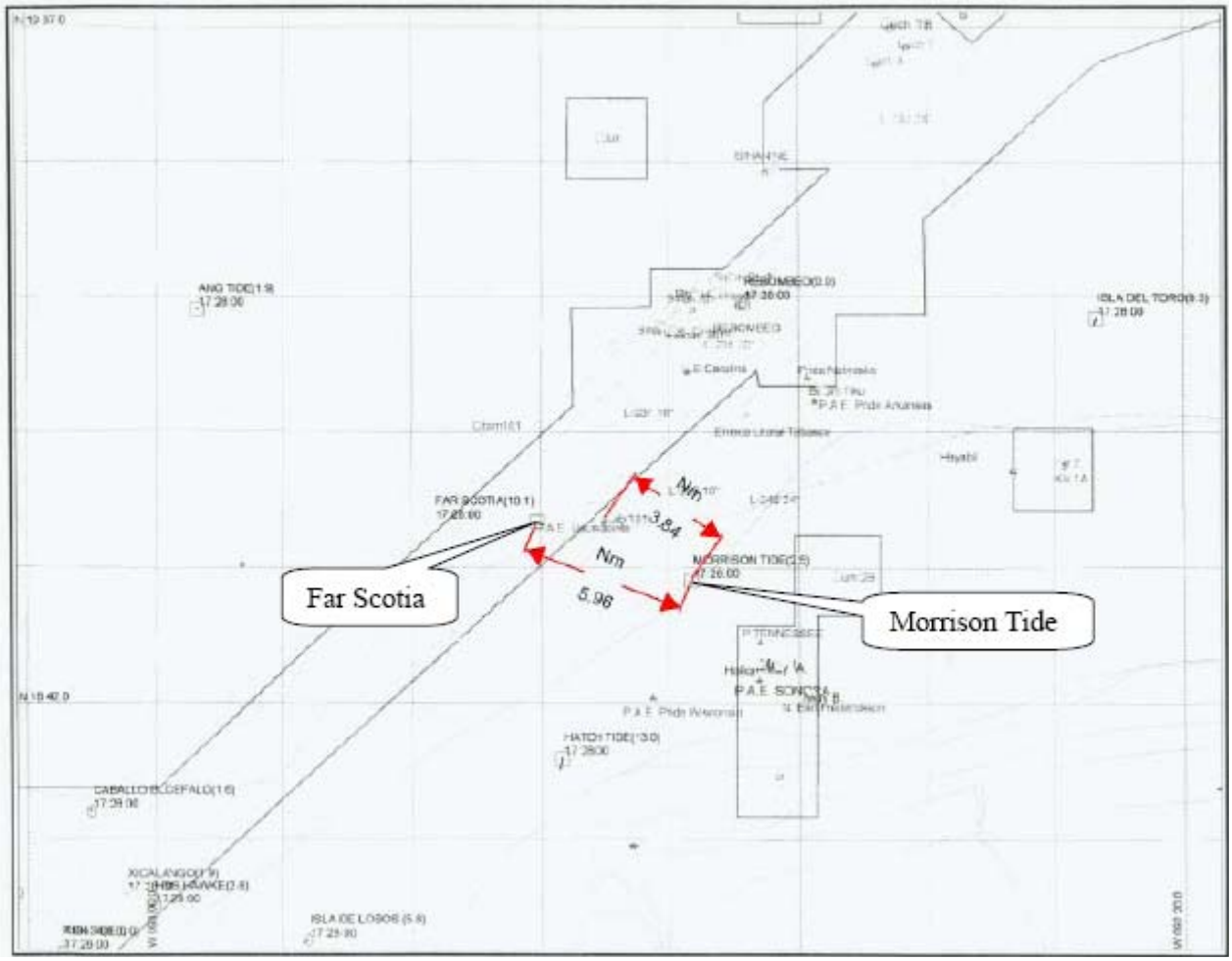


Figura 3.13. Ubicación de las embarcaciones a las 17:28 horas del 23 de octubre

El Morrison Tide se mantuvo cerca de la Mandarina 1 hasta aproximadamente 17:55 horas porque alguna de las personas que fueron arrojadas al mar trataron de regresar y subirse en ella. Otros fueron separados de la mandarina y quedaron a la deriva. La tripulación del Morrison Tide comenzó con el rescate de los náufragos en el mar.

Finalmente a las 13:15 horas aprox. del 24 de octubre, la Mandarina 1 arribó a la costa volteada/volcada, en la siguiente ubicación: 18° 40.1' latitud norte y 092° 22.1' longitud oeste. De acuerdo con Control Marino y Control Aéreo, no había ningún sobreviviente en dicha ubicación o cuerpos dentro de la mandarina.

Mandarina 2

La Mandarina 2 ubicada en el lado babor de la Usumacinta (Umoe Schat Harding – Watercraft), en el sentido de la nube de petróleo y gas que emanaba de la fuga. De acuerdo con el audio y los registros de Control Marino, este bote salvavidas fue el primero en llegar al mar, por lo que los registros de Control Marino lo refiere como "bote 1 o Mandarina 1"; sin embargo, de ahora en adelante nos referiremos a esta mandarina como Mandarina 2.

Tan pronto como llego al mar, la Mandarina 2 se dirigió al este, alejándose tanto del Morrison Tide como de la Usumacinta. La última vez que el Morrison Tide vio a esta mandarina fue

alrededor de las 16:37 horas, sin embargo existen registros que indican que el Morrison Tide mantuvo comunicación con esta mandarina hasta aproximadamente 17:13 horas; aunque no existen registros de audio del contenido de esta comunicación.

De acuerdo con las entrevistas de los sobrevivientes, las personas dentro de la Mandarina 2 tuvieron dificultades para ver hacia donde se dirigían debido a que la mandarina estaba cubierta de petróleo. Las escotillas se abrieron en un intento de permitir que entrara aire fresco y para auxiliar la visibilidad para la navegación. Los sobrevivientes reportaron que después de aproximadamente una hora, hora y media, la Mandarina 2 perdió su timón y no fueron capaces de maniobrar. Posteriormente, la Mandarina 2 fue golpeada por una gran ola, la cual la volteo/volcó y zozobró. Aproximadamente entre 33 y 35 personas quedaron atrapadas en su interior.

De acuerdo con los sobrevivientes, para poder salir de la Mandarina 2 después de que permaneció volteada/volcada, ellos tuvieron que nadar por debajo del agua atreves de las escotillas para salir del otro lado. Debido a que era una tarea difícil, algunos decidieron quitarse el chaleco salvavidas para que fuera más fácil sumergirse y atravesar la escotilla. Sin embargo, esta acción los puso en peligro de ahogarse debido a las condiciones del mar una vez que salían del otro lado de la mandarina. Los sobrevivientes que lograron sumergirse con su chaleco salvavidas puesto o los que lograron ponérselo después de salir del otro lado de la mandarina, o quedaron a la deriva o lograron subirse a la mandarina volteada/volcada hasta que arribaron a la costa (solo doce personas lograron permanecer sobre la Mandarina 2).

Aproximadamente a las 02:29 horas del 24 de octubre, la Mandarina 2 fue vista por el helicóptero de matrícula XA-UAE aproximadamente a 150 metros de la costa. Finalmente a las 02:58 horas (aprox.) la Mandarina 2 arribó a la costa, ubicándose en las coordenadas 18° 39.3’ latitud norte y 092° 26.6’ longitud oeste, aproximadamente a 36 millas náuticas de Ciudad del Carmen. La Mandarina 2 llegó volteada con 12 sobrevivientes encima de ella y otro sobreviviente, junto con 4 fallecidos, dentro de ella. Estos sobrevivientes fueron trasladados a Ciudad del Carmen por los helicópteros con matrículas XA-UAE y XA-UCF, mientras que los fallecidos por los helicópteros AMHP-150 y AMHT-218 o AMHT-215 de la Marina y Armada de México.

Esfuerzo de Rescate y Recuperación

De acuerdo con la información proporcionada por PEMEX[38, 136], el esfuerzo de búsqueda y rescate fue apoyado por un número de embarcaciones de suministro y helicópteros al servicio de PEMEX. Ambos servicios están contratados e incluyen a varias compañías participantes. Es importante mencionar que en el área del Golfo de México que corresponde a México, no existe una embarcación dedicada al rescate (una embarcación con esta clasificación de ABS) y solamente se contaba con un helicóptero con malacate que pudiera recuperar/recoger a los sobrevivientes en el mar.

Esta sección habla de aquellas embarcaciones y helicópteros que de forma heroica apoyaron las acciones de búsqueda y rescate y atendieron el llamado de emergencia de la Usumacinta. De acuerdo con el testimonio de los capitanes de las embarcaciones y el reporte de Control Marino, estas embarcaciones continuaron con su apoyo a la búsqueda y rescate hasta que los sobrevivientes y fallecidos naufragaron hacia aguas muy someras para este tipo de embarcaciones.

El Morrison Tide

El Morrison Tide inició el proceso de rescate alrededor de las 15:59 horas, al tratar de rescatar una persona de la Mandarina 1. Finalmente, Domingo Corona Moreno de PC fue izado a bordo del Morrison Tide por su tripulación. Entre esta hora y las 16:13 horas (aprox.), dos miembros de la tripulación del Morrison Tide sufrieron lesiones sobre la cubierta (uno de ellos falleció y el otro quedó muy mal herido) y otros dos miembros de su tripulación fueron arrojados al mar por el oleaje (uno de ellos falleció y el otro fue rescatada más tarde por la embarcación Isla del Todo).

A las 16:38 horas (aprox.), el Morrison Tide le pide a Control Marino que solicitara apoyo de otras embarcaciones. Aproximadamente a las 16:40 horas, Control Marino pide este apoyo a las embarcaciones: Isla del Toro (localizado aproximadamente a 19.28 millas náuticas del Morrison Tide), Sagitario (localizado aproximadamente a 33.40 millas náuticas del Morrison Tide), Far Scotia (localizado aproximadamente a 10.98 millas náuticas del Morrison Tide), Hatch Tide (localizado a 7.05 millas náuticas del Morrison Tide) y Ang Tide (localizado a 17.47 millas náuticas del Morrison Tide), tal como se observa en la Figura 3.14.

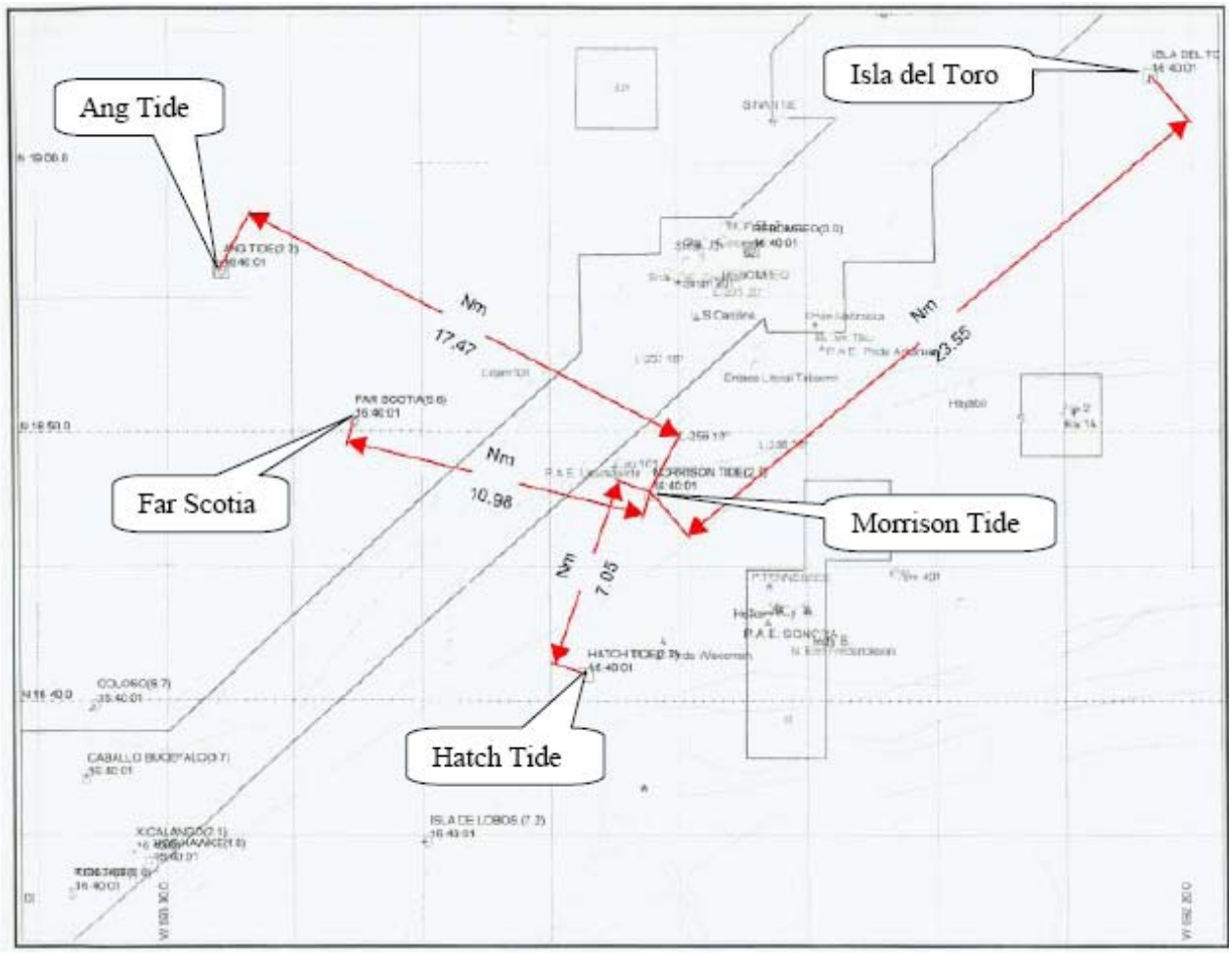


Figura 3.14. Ubicación de las embarcaciones a las 16:40 horas del 23 de octubre

Alrededor de las 16:42 horas, el Morrison Tide informa a Control Marino que observaban tres grupos de sobrevivientes en el agua, en total 13 personas, pero que solamente habían rescatado a

una persona hasta ese momento. El Capitán del Morrison Tide estimaba que todavía habían 44 personas en la Mandarina 1 y no sabía cuántas estaban en la Mandarina 2. En este momento, el Morrison Tide se encontraba aproximadamente a 1.69 millas náuticas al sudoeste de la Usumacinta y el Far Scotia a cerca de 10.79 millas náuticas del Morrison Tide (ver Figura 3.15).

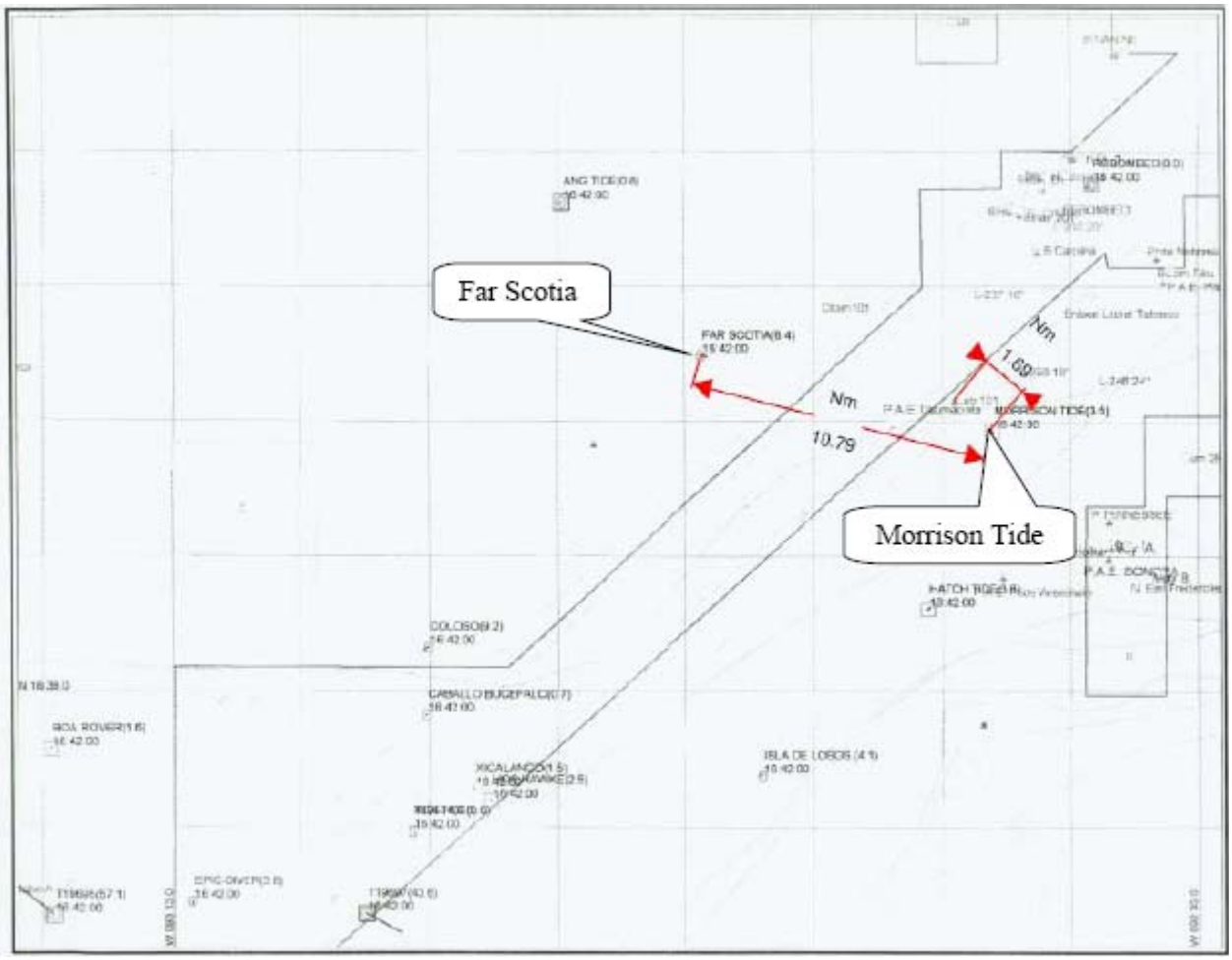


Figura 3.15. Ubicación de las embarcaciones a las 16:24 horas del 23 de octubre

Como a las 16:57 horas, Control Marino informa al Morrison Tide que en ese momento despegaba de Dos Bocas un helicóptero de la Marina, con equipo especial para rescatar a los sobrevivientes del mar. En ese momento, la embarcación Ang Tide reportó que había olas de entre 7 y 8 metros de altura.

Alrededor de las 17:28 horas, cuando el Morrison Tide informó que la Mandarina 1 se había volteado/volcado, el Sagitario se encontraba a 27.19 millas náuticas al noroeste del Morrison Tide y el Isla del Toro a 17.30 millas náuticas al noroeste del Morrison Tide (ver Figura 3.16).

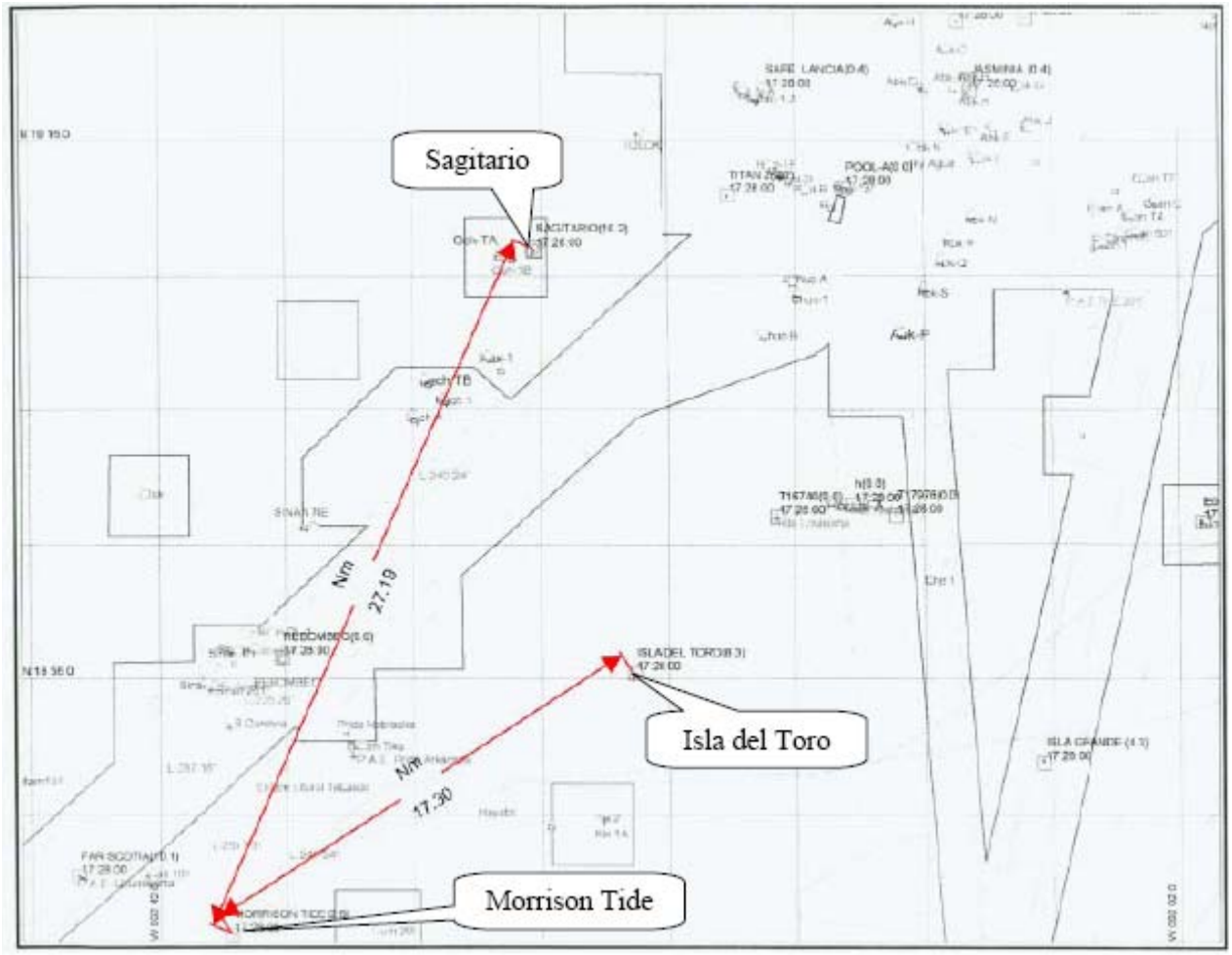


Figura 3.16. Ubicación de las embarcaciones a las 17:28 horas del 23 de octubre

Aproximadamente a las 18:19 horas, el Morrison Tide reporta que había rescatado a cuatro sobrevivientes. Como a las 18:50 horas mencionan que ya tenían a seis sobrevivientes y finalmente alrededor de las 19:21 horas habían rescatado a un sobreviviente más, sumando un total de siete. Los sobrevivientes rescatados por el Morrison Tide fueron: Pastor García Ocaña, Jesus Manuel Dominguez Pérez, Gabriel Gonzalez Toral, Domingo Corona Moreno, Guadalupe Clemente Momenthey Cruz, Roberto Vázquez García y Gilberto Antonio Aguirre Cruz. De acuerdo con la imagen del radar de Control Marino, el Morrison Tide estaba aproximadamente a 12 millas náuticas al sureste de la Usumacinta, el Sagitario se encontraba a 19.93 millas náuticas del Morrison Tide y el Isla del Toro cerca de 11.31 millas náuticas del Morrison Tide (ver Figura 3.17).

Cerca de las 21:18 horas, el Morrison Tide había dejado la zona de rescate y se dirigía hacia Dos Bocas con siete sobrevivientes, una persona gravemente herida y un fallecido; estas dos últimas personas pertenecían a la tripulación de esta embarcación.

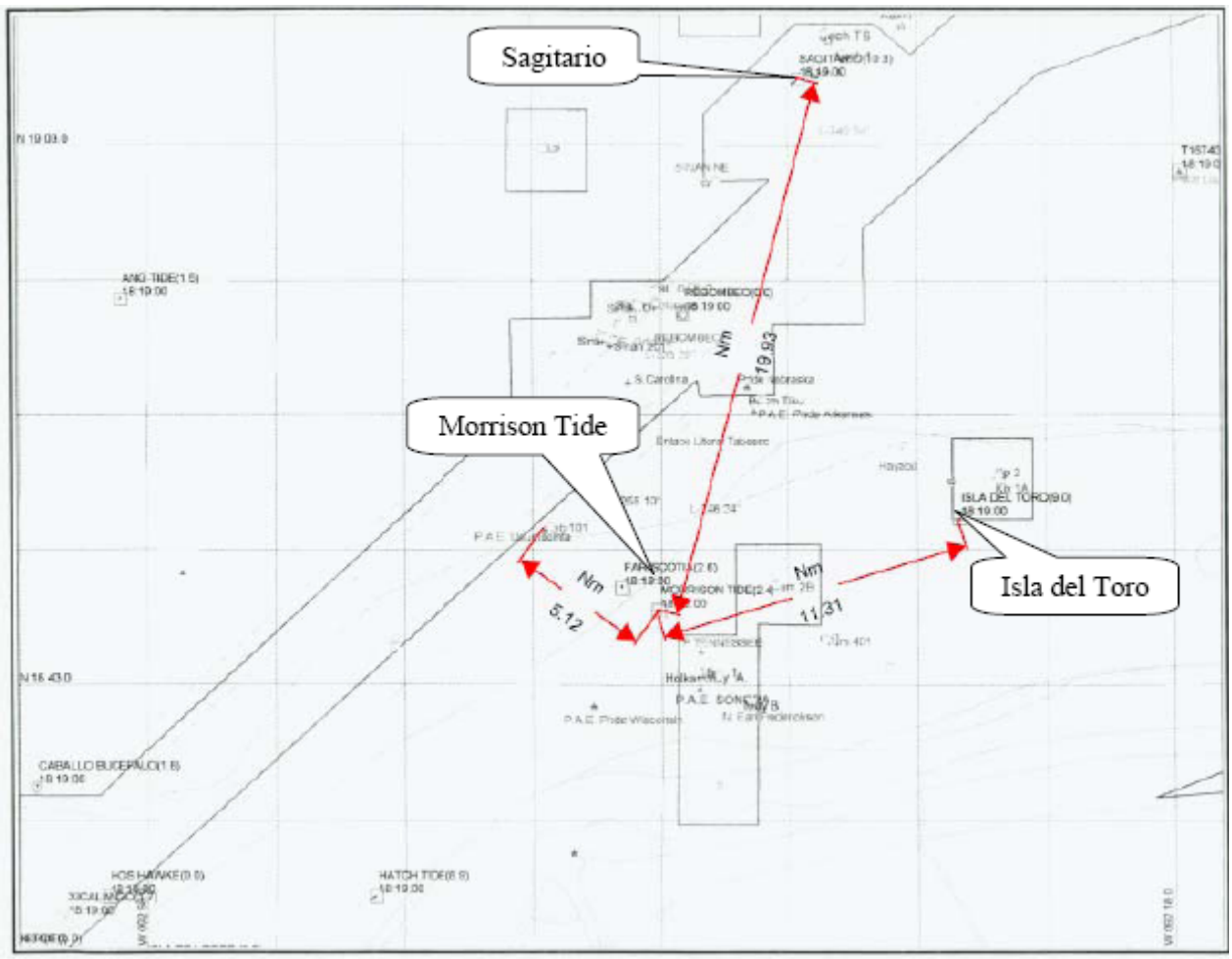


Figura 3.17. Ubicación de las embarcaciones a las 18:19 horas del 23 de octubre

El Far Scotia

El Far Scotia responde al llamado de apoyo cuando se dio el primer llamado de emergencia, cerca de las 11:35 horas; pero no fue sino hasta las 18:04 horas que arribó a la zona de rescate. Comenzando a las 16:54 horas (aprox.), el Far Scotia estableció contacto con el Morrison Tide y le comunicó que en una hora u hora y cuarto estaría llegando a su posición. La imagen del radar de Control Marino a las 16:54 horas muestra que ambos se encontraban aproximadamente a 9.24 millas náuticas de distancia (ver Figura 3.18).

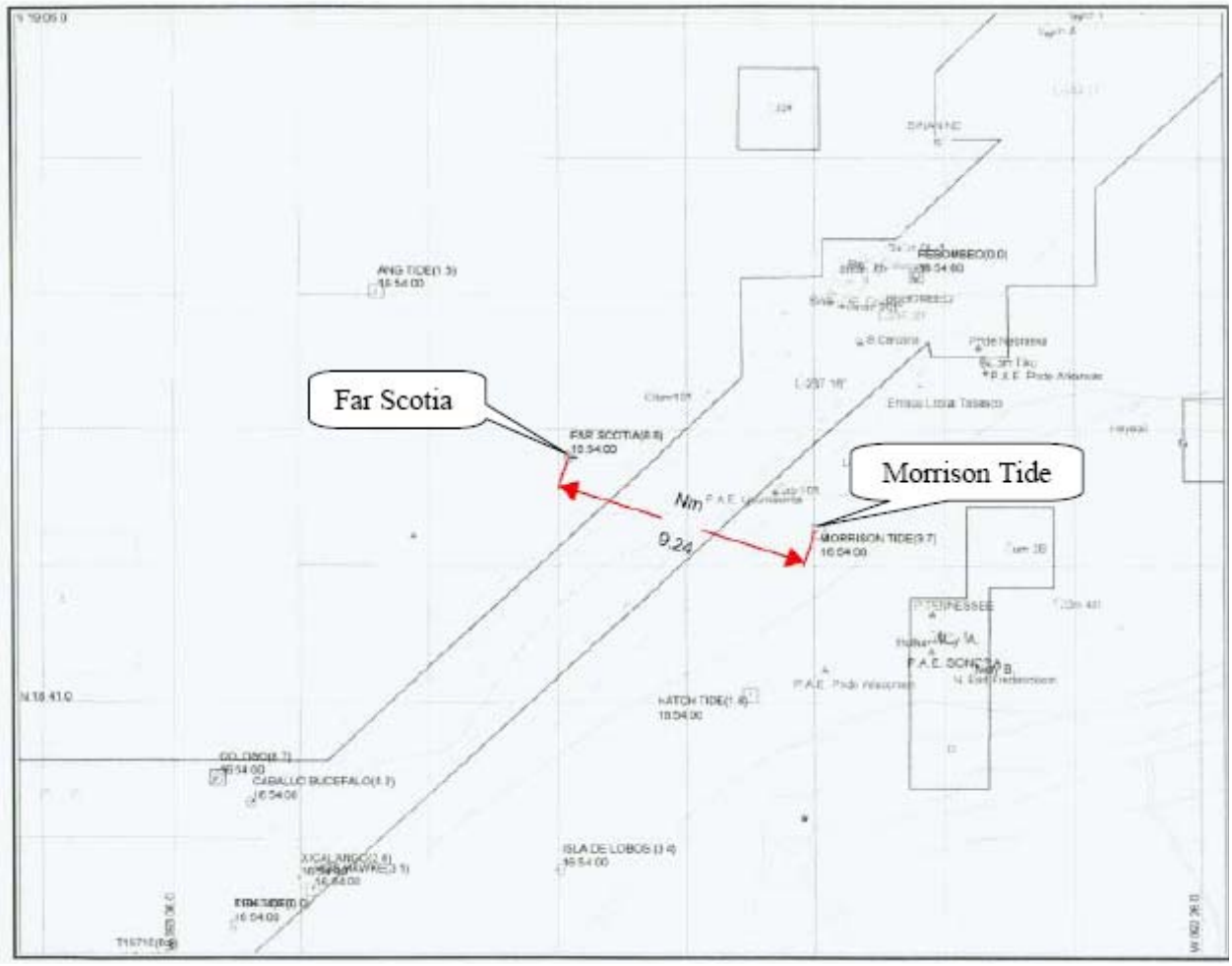


Figura 3.18. Ubicación del Morrison Tide y el Far Scotia a las 16:54 horas del 23 de octubre

Alrededor de las 18:04 horas, el Far Scotia arriba a la zona de rescate y observó de 8 a 15 personas en el agua, a una distancia aproximada de 150 metros. En ese momento, con respecto al Morrison Tide, el Far Scotia se encontraba a 1.46 millas náuticas de distancia, el Isla del Toro estaba a 12.79 millas náuticas y el Sagitario a 21.85 millas náuticas de distancia (ver Figura 3.19).

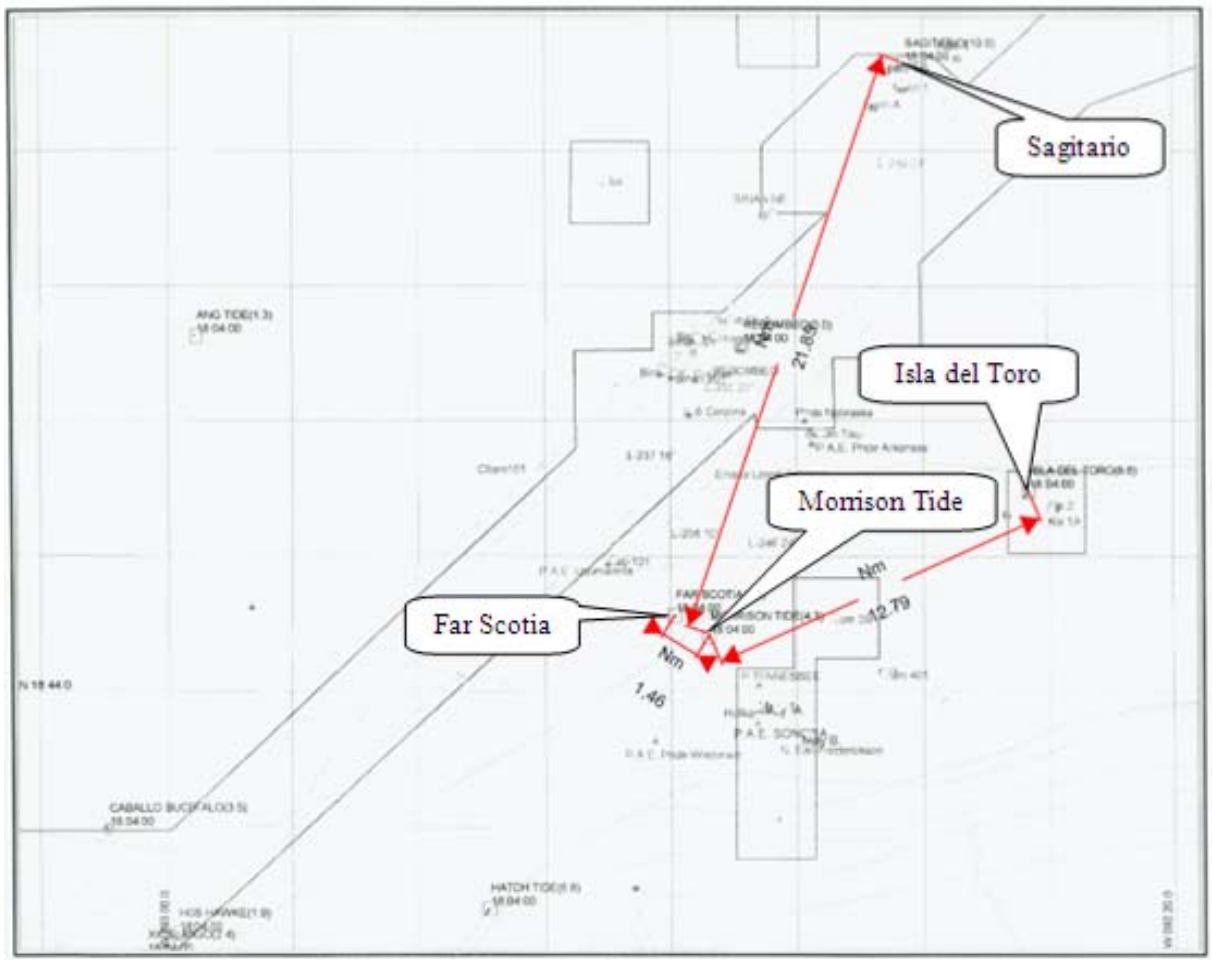


Figura 3.19. Ubicación de las embarcaciones a las 18:04 horas del 23 de octubre

Aproximadamente a las 20:01 horas, el Far Scotia menciona que había rescatado a cuatro sobrevivientes y aproximadamente a las 20:59 horas ya habían rescatado a seis sobrevivientes más. Finalmente, alrededor de las 21:40 horas el Far Scotia reporta que tenían a once sobrevivientes a bordo (Sergio Solís Ponce, José Francisco Trejo Calderon, Miguel Cobos Salas, Julio Cesar Broca Hernández, Sergio Córdoba Tejero, Carlos Martínez Reyes, Jorge Arturo Jiménez Rangel, Julio Arturo Ezequiel Juárez, Allende Alcudia Sánchez, Luis Medina Tolentino y Martín Zúñiga Salazar). Como a las 09:32 horas del día siguiente al incidente (24 de octubre), el Far Scotia se dirigió al puerto de Dos Bocas concluyendo sus actividades de búsqueda y rescate.

El Isla del Toro

Aproximadamente a las 19:38 horas, la embarcación Isla del Toro arriba a la zona de rescate. De acuerdo con la imagen del radar de Control Marino, esta embarcación estaba a 3.56 millas náuticas del Morrison Tide y a 3.73 millas náuticas del Far Scotia (ver Figura 3.20).

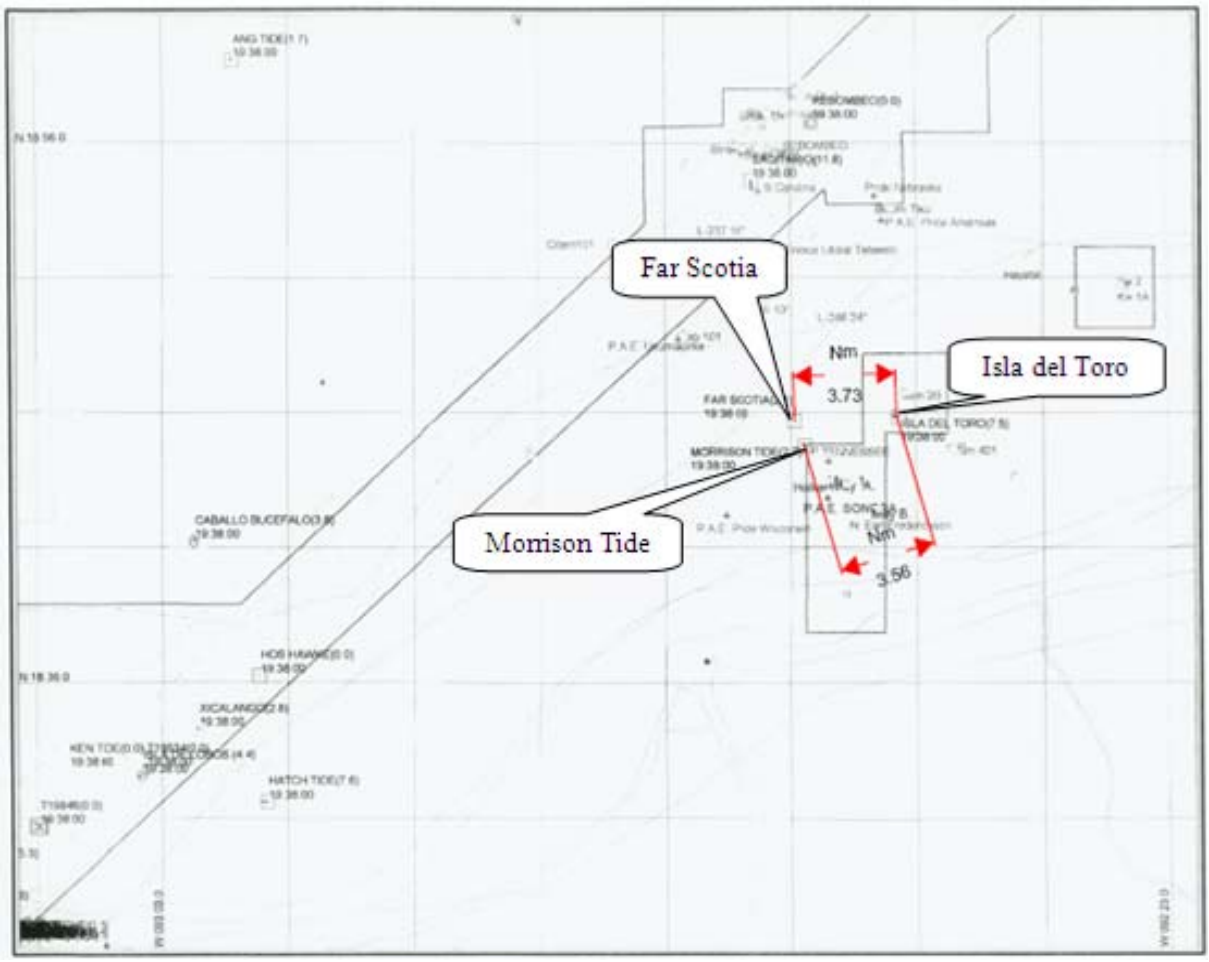


Figura 3.20. Ubicación de las embarcaciones a las 19:38 horas del 23 de octubre

Cerca de las 20:36 horas, el Isla del Todo llamó a Control Marino para informarle que habían recuperado un cadáver y que darían prioridad a la búsqueda y rescate de sobrevivientes. Después, como a las 21:15 horas, habían rescatado a un sobreviviente y posteriormente como a las 22:05 horas reportaron que habían rescatado al miembro de la tripulación del Morrison Tide. Alrededor de las 22:18 horas, reportaron que habían rescatado a cuatro sobrevivientes y a las 22:54 horas habían rescatado a otro sobreviviente. En total, el Isla del Toro rescató a cinco sobrevivientes (Oscar Romero Ortega, Francisco Cámara Acosta, Eudocio Jácome Gómez, Jorge Méndez – tripulante del Morrison Tide y José Pedro Cobos Quiroz) y recuperado un cadáver (Mario Efrén Flores Rodríguez†). Cerca de las 09:43 horas del día siguiente al incidente (24 de octubre), el Isla del Toro se dirige al puerto de Dos Bocas finalizando su actividad de búsqueda y rescate.

El Sagitario

Alrededor de las 20:20 horas del 23 de octubre, el Sagitario arribó a la zona de rescate. Como a las 20:30 horas esta embarcación más las otras embarcaciones que estaban ayudando con el rescate de sobrevivientes (el Morrison Tide, el Far Scotia y el Isla del Toro) se agruparon cerca de las plataformas Pride Tennessee, Holkan y Sonora en un área aproximadamente a 6 millas

náuticas al suroeste de la Usumacinta, la cual se había convertido en el centro de las actividades de rescate (ver Figura 3.21).

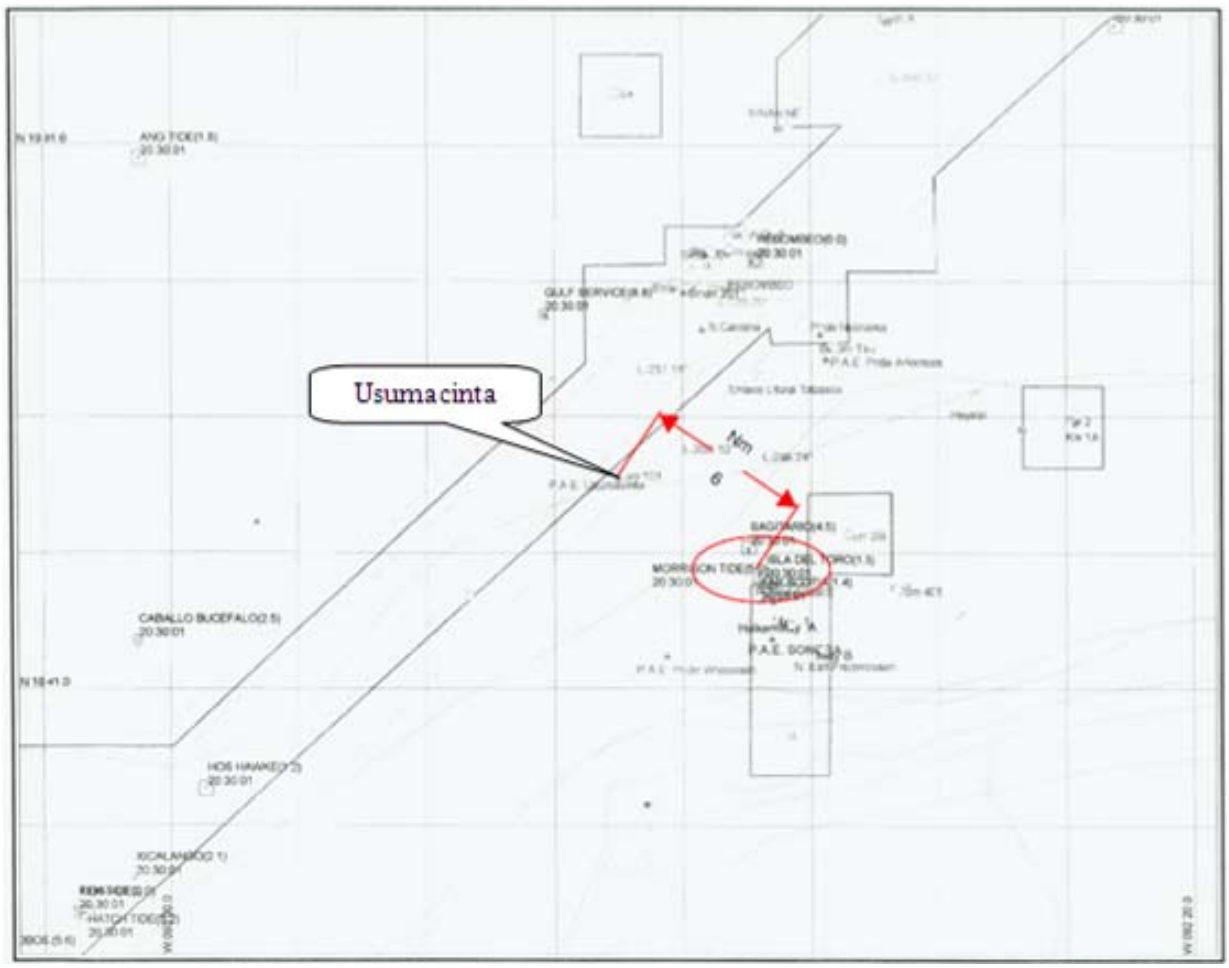


Figura 3.21. Ubicación de las actividades de rescate del Sagitario a las 20:20 horas del 23 de octubre

Aproximadamente a las 22:09 horas, el Sagitario informó a Control Marino que habían rescatado siete sobrevivientes y que también habían visto dos cadáveres los cuales iban a recuperar. Alrededor de las 22:57 horas, el Sagitario reportó que habían rescatado a otro sobreviviente. Como a las 04:20 horas del 24 de octubre, el Sagitario había rescatado ocho sobrevivientes (Leonel Fernández Rivera, Jorge Guzmán Martínez, Pedro Zapata de los Santos, Sergio Rosado Cortes, Gloria Laura Ramírez Solís, Aldo Antonio López Lorenzo, Juan Gabriel Rodríguez López y Rafael Díaz Martínez) y había recuperado dos cadáveres (Martín González Mijangos† y Allende Alcudia Olan†), a los cuales había transferido a la Plataforma Rebombeo como a las 10:02 horas del 25 de octubre para posteriormente ser trasladados a Ciudad del Carmen por helicóptero (matrícula XA-EZM).

Rescate por los Helicópteros al servicio de PEMEX

Alrededor de las 09:00 horas del 23 de octubre, las operaciones aéreas fueron suspendidas debido a las pobres condiciones meteorológicas para volar. Los vuelos de helicópteros no se

iniciaron hasta las 18:14 horas del mismo día. En ese momento, los helicópteros comenzaron a apoyar los esfuerzos de rescate. A las 18:14 horas, Control Aéreo envió desde Ciudad del Carmen el helicóptero matrícula XA-HSC de la empresa Heliservicios, a la zona de rescate. La misión de estos helicópteros era de comunicar la ubicación de sobrevivientes a Control Aéreo en Ciudad del Carmen, para que ellos le dijeran a Control Marino hacia dónde dirigir las embarcaciones para su rescate.

Cerca de las 20:00 horas, se inició un programa coordinado de búsqueda y rescate entre Control Marino, Control Aéreo y la Marina y Armada de México, enfocado a la localización de sobrevivientes desde los helicópteros y el envío de embarcaciones a dicha localización para su rescate. A esta hora, el helicóptero con matrícula XA-HSC había regresado a Dos Bocas para reabastecerse de combustible y no pudo retornar a las actividades de búsqueda debido a la lluvia.

Comenzando desde las 20:51 horas (aprox.), Control Aéreo empezó a enviar helicópteros desde Ciudad del Carmen para apoyar las actividades de búsqueda y rescate, con intervalos de dos horas para disminuir el riesgo de un accidente debido al tráfico aéreo. Inicialmente se enviaron un solo helicóptero, pero posteriormente se enviaban en pares. Por lo menos ocho helicópteros (de diversas compañías) se involucraron en la actividad de búsqueda y rescate (ver Figura 3.22).

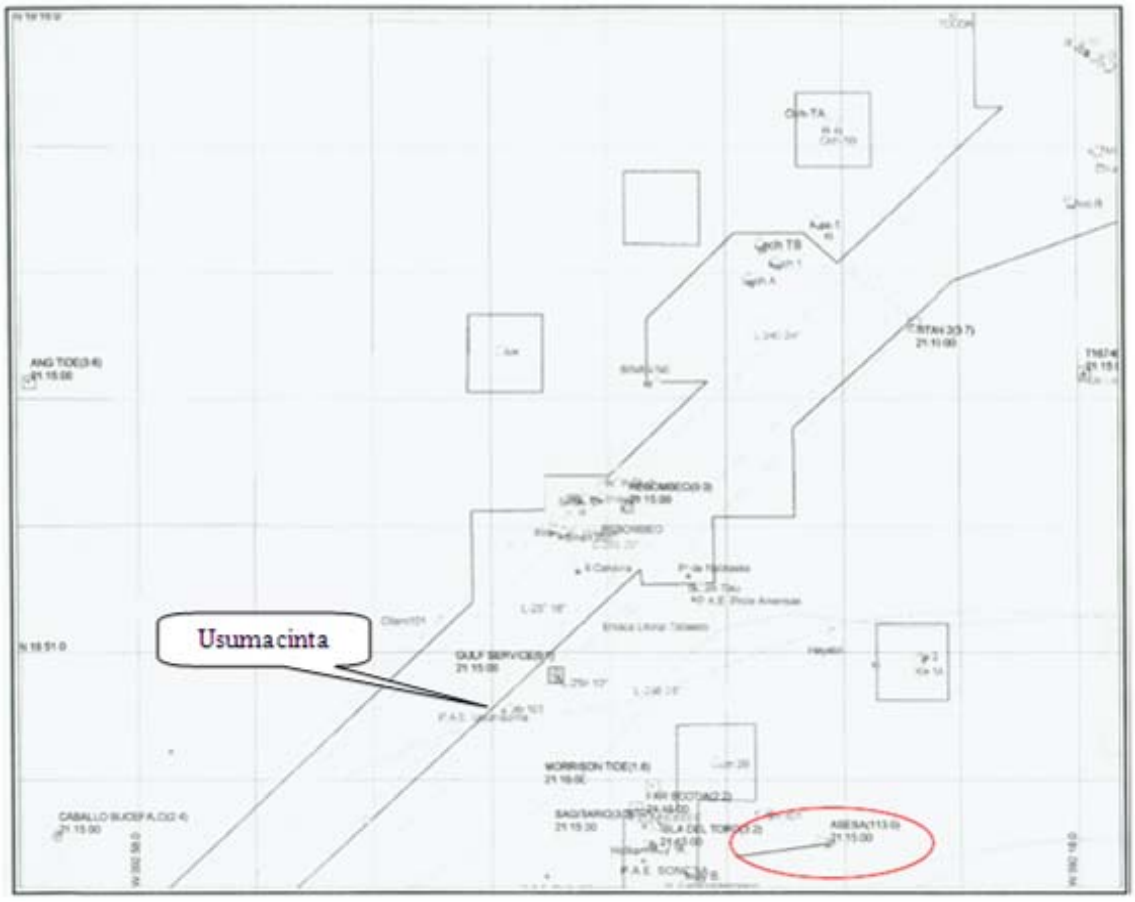


Figura 3.22. Ubicación del helicóptero con matrícula XA-UCF a las 21:15 horas del 23 de octubre

No todos los vuelos tuvieron éxito en la localización de sobrevivientes. Sin embargo, los siguientes vuelos resaltan los momentos más relevantes en el esfuerzo de búsqueda y rescate:

- Alrededor de las 01:53 horas del 24 de octubre, el helicóptero con matrícula XA-UAE fue el primero en localizar la Mandarina 2 aproximadamente a 36 millas náuticas de Ciudad del Carmen con doce sobrevivientes. Como a las 02:58 horas del 24 de octubre, este helicóptero aterrizó cerca y rescato a siete de los sobrevivientes (Alfredo de la Cruz Ruiz, Hugo Malerva del Ángel, Fredy de la Cruz Arévalo, Hector Francisco Reyes Tapia, Nicolas González Alvarado, Oscar de la Cruz Valencia y Leopoldo César Cuarenta García). Los otros cinco sobrevivientes se quedaron para ayudar con el rescate de un sobreviviente que estaba atrapado dentro de la mandarina (Maribel Bolaños Castillo), quién posteriormente fue transportada a Ciudad del Carmen por el helicóptero con matrícula XA-UAC alrededor de las 08:16 horas del 24 de octubre. También se recuperaron cuatro cadáveres de la Mandarina 2. Los otros cinco sobrevivientes fueron posteriormente rescatados por el helicóptero con matrícula XA-UCF, quién los transportó a Ciudad del Carmen alrededor de las 05:20 horas del mismo 24 de octubre (Nicolás Flores Loubet, Elezer Helston Leyva, Jorge Montiel Cornelio, Juan Antonio Palafox Navarrete y Rigoberto Mendoza Serna).
- Aproximadamente a las 08:04 horas del 24 de octubre, el helicóptero con matrícula XA-GFT rescató a dos sobrevivientes de la Mandarina 1 que llegaron a la playa (Fernando Cervera Ramírez y Christian Felipe Jesús Priego).
- Alrededor de las 08:16 horas del 24 de octubre, el helicóptero con matrícula XA-UAC traslado al sobreviviente rescatado de la Mandarina 2 (Maribel Bolaños Castillo).
- Entre las 11:00 y 12:00 horas (aprox.) del 24 de octubre el helicóptero con matrícula XA-EZM rescató un sobreviviente en la playa cerca de 30 millas náuticas al oeste de Ciudad del Carmen (Antonio Montero Hernández). A las 07:52 horas del 25 de octubre, este mismo helicóptero transportó a los ocho sobrevivientes que había dejado el Sagitario en la Plataforma de Rebombeo, a Ciudad del Carmen.
- Más tarde, como a las 14:30 horas del 24 de octubre, el helicóptero con matrícula XA-UHS localizó cuatro náufragos en el agua (Teodocio Rueda de León Reyes, Carlos Blas Cortazar, José Rodolfo Reyes Popo y Jorge Herrera Sevilla) y les envió una balsa salvavidas para que pudieran llegar a la costa. Minutos más tarde, alrededor de las 14:52 horas, este mismo helicóptero rescató a estos sobrevivientes y los transportó a Ciudad del Carmen.

La búsqueda y rescate continúo por los siguientes cinco días, con ambas actividades tanto de las embarcaciones como de los helicópteros, finalizando a las 12:00 horas del 28 de octubre debido a las malas condiciones meteorológicas.

Rescate por los helicópteros de la Marina y Armada de México

De acuerdo con las entrevistas del persona de PEMEX que estuvo involucrado en la aplicación del Plan de Respuesta a Emergencia en el centro de comando en Dos Bocas[132] el CRAME, el incidente se elevó rápidamente a un nivel 5 de emergencia, el cual implica la aplicación del Plan Externo en donde PEMEX solicita el apoyo de entidades y/o autoridades externas como la Armada y Marina de México, Protección Civil, la policía (local, estatal y/o federal), la Cruz Roja Mexicana, etc.

Debido a lo anterior, aproximadamente a las 19:39 horas del 23 de octubre, el helicóptero de la Marina, el SEMAR PM-151 arribó a la zona de rescate, sobrevolando en coordinación con los helicópteros al servicio de PEMEX. Una de las primeras tareas para este helicóptero fue tratar de rescatar usando su malacate, a un miembro de la tripulación del Morrison Tide que estaba muy mal herido. Alrededor de las 20:40 horas intentaron realizar esta maniobra pero no tuvieron éxito debido al fuerte oleaje y cancelaron la operación. Finalmente, este miembro de la tripulación fue llevado al Puerto de Dos Bocas por el Morrison Tide, donde se le brindó atención médica al igual que los otros sobrevivientes.

Alrededor de las 00:27 horas del 24 de octubre, el helicóptero de la Marina, el SEMAR PM-151 rescató a un sobreviviente (Inocente Alejandro Carillo). Como a las 00:45 horas del mismo día, reportaron que estaban tratando de rescatar otro sobreviviente, pero a las 00:55 horas informaron que mientras trataron de rescatar a ese sobreviviente, este se cayó al mar y cuando trataron de regresar a buscarlo, ya no lo encontraron. Después de reportar esta última maniobra, se dirigieron a Ciudad del Carmen para reabastecerse de combustible y reemplazar a su buzo quién se había lesionado durante dicho rescate. Más tarde, alrededor de las 15:26 horas del mismo día reportaron que habían encontrado un cadáver al este de Ciudad del Carmen.

Aproximadamente a las 09:29 horas del 24 de octubre, el helicóptero de la Armada, el AMHP-150 aterrizó en la ubicación donde la Mandarina 2 había arribado a la costa. Como a las 10:18 horas, este helicóptero despegó con dos cadáveres hacia Ciudad del Carmen (Leandro Manuel Hernández Pozo y Juan Felipe Figueroa Jiménez), dejando a los otros dos cerca de la ubicación de la Mandarina 2 (Miguel Ángel Solís Rodríguez y Guillermo Porter Rodríguez), quienes luego fueron recuperados por otro helicóptero de la Armada (el AMHT-218 o AMHT-215).

Entre las 11:00 y 12:00 horas del 24 de octubre, el helicóptero de la Armada, el AMHT-218 rescató a dos sobrevivientes (Jesús Manuel García Paxtian y Eder Ortega Flores) y recuperó tres cadáveres de la playa aproximadamente a 30 millas náuticas al oeste de Ciudad del Carmen[(125)].

Reporte de otras Plataformas localizadas cerca de la Usumacinta

En el momento del incidente, la plataforma Noble Earl Frederickson se comunicó con Control Marino reportando una condición anormal en la Usumacinta. Posteriormente, alrededor de las 11:50 horas, la plataforma Grijalva (también de PC) le comentó a Control Marino que la Usumacinta necesitaba ayuda. En la Figura 3.23 se puede observar la ubicación de estas plataformas en relación a la Usumacinta. La plataforma Grijalva se encuentra a 7.22 millas náuticas y la Earl Frederickson a 10.14 millas náuticas de la Usumacinta.

Alrededor de las 20:00 horas, las plataformas Pride Tennessee, Holkan, Sonora y Earl Frederickson que se encontraban en el campo May (en promedio unos 8 a 8.5 millas naúticas al sureste de la Usumacinta), reportaron a Control Marino que estaban viendo luces de los chalecos salvavidas cerca de ellas, como a las 21:05 horas, la plataforma Tennessee informó que estaban perdiendo de vista a los sobrevivientes.

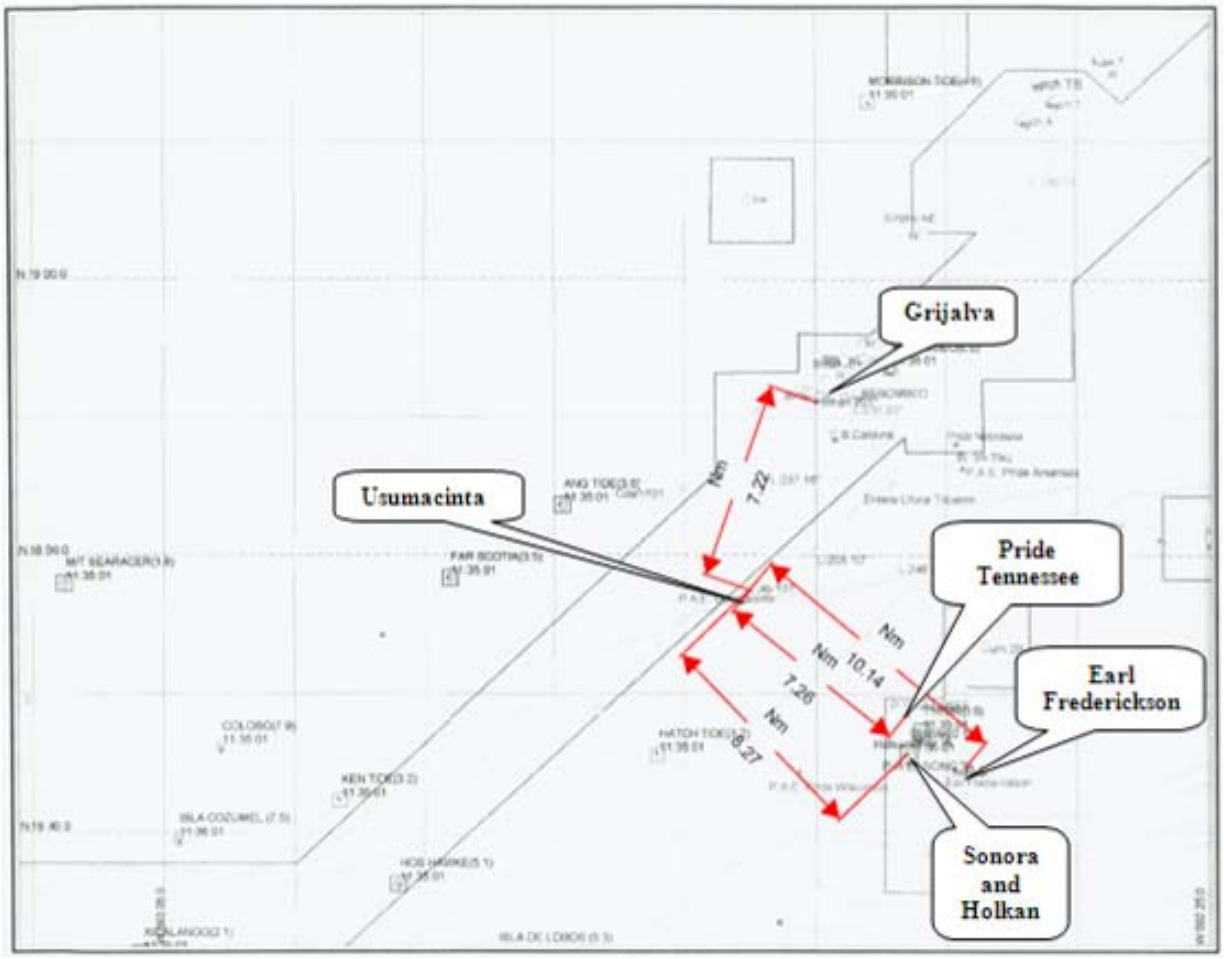


Figura 3.23. Ubicación de otras plataformas en relación a la Usumacinta

Sobrevivientes, Fallecidos y Heridos

De acuerdo con la información oficial recibida de PEMEX[38, 133, 134], de las setenta y tres personas a bordo de la Usumacinta y de los miembros de la tripulación de las embarcaciones y helicópteros que asistieron en los esfuerzos de búsqueda y rescate de este incidente, veintidós personas fallecieron, seis de PEMEX, diez de PC, cuatro de SERCOMSA y dos del Morrison Tide. Las autopsias revelaron que la principal causa de muerte fue por ahogamiento. En la recuperación de cadáveres, en un principio dos cuerpos no pudieron ser identificados (José Luis Sánchez Rodríguez – Médico de PEMEX y Francisco Abreu Villanueva - ATP de PC), debido a la severidad de sus heridas (inicialmente estas personas se habían clasificado como desaparecidas, no fue sino hasta después que se identificaron por PEMEX y familiares).

Todos los sesenta y ocho sobrevivientes, incluyendo los dos miembros de la tripulación del Morrison Tide, sufrieron heridas serias que requirieron días de descanso, restricción de trabajo y tratamiento médico y/o psicológico. La Tabla 3.1 muestra los nombres de las personas a bordo de la Usumacinta que estuvieron involucradas en este incidente, indicando cuál mandarina abordó y la embarcación o helicóptero que los rescató o recuperó (en caso de cadáver).

Tabla 3.1. Conteo de los sobrevivientes y fallecidos del incidente entre la P.A.E. Usumacinta y el KAB-101

#	Nombre	Empresa	Categoría según SAP	Categoría según función en la Usumacinta	Situación	Turno	Mandarina Asignada	Mandarina en Abandono	Posición en Mandarina	Medio de Rescate
1	ALDO ANTONIO LOPEZ LORENZO	PEMEX	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Rescatado	Desc.	1	1	N/R	Sagitario
2	ANTONIO MONTERO HERNÁNDEZ	PEMEX	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Rescatado	Desc.	1	2	3 ó 4	XA-EZM
3	EUDOCIO JÁCOME GÓMEZ	PEMEX	Cabo de Maniobras y Trabajos Generales	Cabo de Maniobras y Trabajos Generales	Rescatado	Lab.	2	2	S/I	Isla del Toro
4	FERNANDO A CERVERA RAMÍREZ	PEMEX	Ayudante de Maniobras y Operaciones	Ayte de Maniobras y Op. de Contra Incendio	Rescatado	Disp.	1	1	10	XA-GFT
5	GABRIEL GONZALEZ TORAL	PEMEX	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Rescatado	Desc.	1	1	4	Morrison Tide
6	GLORIA LAURA RAMÍREZ SOLÍS	PEMEX	Profesionista "A"	Supervisor de Contratos	Rescatado	Visita	1	1	11	Sagitario
7	JORGE GUZMÁN MARTÍNEZ	PEMEX	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Rescatado	Lab.	2	1	19	Sagitario
8	JORGE ARTUTO JIMÉNEZ RANGEL	PEMEX	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Rescatado	Desc.	1	1	17	Far Scotia
9	JOSÉ PEDRO COBOS QUIROZ	PEMEX	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Rescatado	Desc.	1	1	21	Isla del Toro
10	JUAN ANTONIO PALAFOX NAVARRETE	PEMEX	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Rescatado	Lab.	2	2	28	XA-UCF
11	LEONEL FERNÁNDEZ RIVERA	PEMEX	Ayudante de Perforación (Chango) Rotaria	Ayudante de Perforación (Chango) Rotaria	Rescatado	Lab.	2	1	38 ó 39	Sagitario
12	LUIS MEDINA TOLENTINO	PEMEX	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Ayudante de Perforación (Chango) Rotaria	Rescatado	Desc.	1	1	30	Far Scotia

#	Nombre	Empresa	Categoría según SAP	Categoría según función en la Usumacinta	Situación	Turno	Mandarina Asignada	Mandarina en Abandono	Posición en Mandarina	Medio de Rescate
13	MARTÍN ZÚÑIGA SALAZAR	PEMEX	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Segundo	Rescatado	Desc.	1	1	Abajo; N/R	Far Scotia
14	MIGUEL COBOS SALAS	PEMEX	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Rescatado	Desc.	1	1	25	Far Scotia
15	NICOLÁS FLORES LOUBET	PEMEX	Posicionador GL	Posicionador GL (en entrenamiento)	Rescatado	Visita	2	2	17	XA-UCF
16	OSCAR ROMERO ORTEGA	PEMEX	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Rescatado	Lab.	2	1	N/R	Isla del Toro
17	PASTOR GARCIA OCAÑA	PEMEX	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Cabo de Maniobras y Trabajos Generales	Rescatado	Desc.	1	1	31 ó 32	Morrison Tide
18	PEDRO ZAPATA DE LOS SANTOS	PEMEX	Perforador	Perforador	Rescatado	Lab.	2	2	15	Sagitario
19	RAFAEL DÍAZ MARTÍNEZ	PEMEX	Especialista Técnico "C" / Sup. de Contratos	Supervisor de Contratos	Rescatado	Disp.	1	1	20	Sagitario
20	SERGIO ROSADO CORTÉS	PEMEX	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Rescatado	Desc.	1	1	37 ó 38	Sagitario
21	SERGIO SOLÍS PONCE	PEMEX	Cabo de Maniobras y Trabajos Generales	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Rescatado	Lab.	2	1	18	Far Scotia
22	CARLOS BLAZ CORTAZAR	PEMEX	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Segundo	Rescatado	Lab.	2	1	Arriba; N/R	XA-UHS
23	JORGE HERRERA SEVILLA	PEMEX	Inspector Tec. de Perforación (ITP)	Inspector Tec. de Perforación (ITP)	Rescatado	Lab.	1	1	26 ó 27	XA-UHS
24	JOSE RODOLFO REYES POPO	PEMEX	Posicionador GL	Posicionador GL	Rescatado	Visita	1	1	N/R	XA-UHS
25	TEODOSIO RUEDA DE LEON REYES	PEMEX	Inspector Tec. de Perforación (ITP)	Perforador	Rescatado	Desc.	1	1	14	XA-UHS
26	ALFREDO DE LA CRUZ RUIZ	CENTRAL	Mecánico	Mecánico	Rescatado	Disp.	2	2	Timonel (5)	XA-UAE

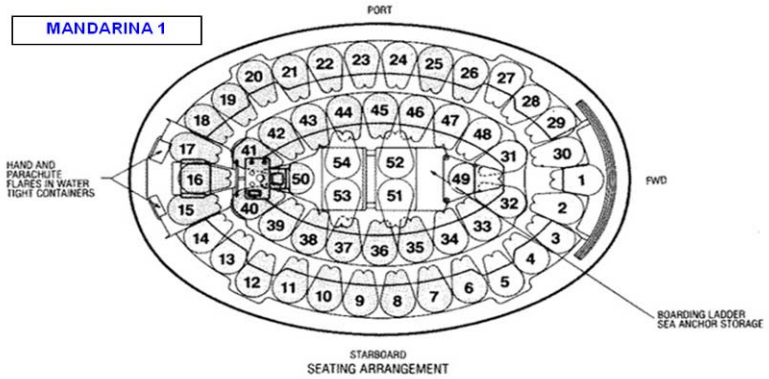
#	Nombre	Empresa	Categoría según SAP	Categoría según función en la Usumacinta	Situación	Turno	Mandarina Asignada	Mandarina en Abandono	Posición en Mandarina	Medio de Rescate
27	ALLENDE ALCUDIA SÁNCHEZ	CENTRAL	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Rescatado	Desc.	1	1	N/R	Far Scotia
28	CARLOS MARTÍNEZ REYES	CENTRAL	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Rescatado	Desc.	1	1	S/I	Far Scotia
29	DOMINGO CORONA MORENO	CENTRAL	Operador de Equipo de Control Sólido	Operador de Equipo de Control Sólido	Rescatado	Desc.	1	1	42 ó 43	Morrison Tide
30	EDER ORTEGA FLORES	CENTRAL	Ingeniero de Barco	Ingeniero de Barco	Rescatado	Disp.	1	1	21 ó 22	AMH-218
31	GILBERTO ANTONIO AGUIRRE CRUZ	CENTRAL	Gruero	Gruero	Rescatado	Desc.	1	1	24	Morrison Tide
32	GUADALUPE MOMENTHEY CRUZ	CENTRAL	Soldador	Soldador	Rescatado	Disp.	1	1	9 ó 10	Morrison Tide
33	HECTOR FRANCISCO REYES TAPIA	CENTRAL	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Rescatado	Lab.	2	2	5 ó 6	XA-UAE
34	JESUS MANUEL DOMINGUEZ PEREZ	CENTRAL	Soldador apoyo	Soldador apoyo	Rescatado	Disp.	1	1	42 ó 43	Morrison Tide
35	JOSE FRANCISCO TREJO CALDERON	CENTRAL	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Rescatado	Desc.	1	1	32	Far Scotia
36	JUAN GABRIEL RODRÍGUEZ LÓPEZ	CENTRAL	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Mecánico	Rescatado		1	1	50	Sagitario
37	JULIO ARTURO ESQUIVEL JUÁREZ	CENTRAL	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Gruero	Rescatado	Desc.	1	1	44	Far Scotia
38	JULIO CÉSAR BROCA HERNÁNDEZ	CENTRAL	Almacenista	Almacenista	Rescatado	Disp.	1	1	37 ó 38	Far Scotia
39	LEOPOLDO CÉSAR CUARENTA GARCÍA	CENTRAL	Ayudante Mecánico (a prueba)	Ayudante Mecánico (a prueba)	Rescatado	Disp.	2	2	10 ó 36	XA-UAE
40	NICOLÁS GONZÁLEZ ALVARADO	CENTRAL	Operador de Equipo de Control Sólido	Operador de Equipo de Control Sólido	Rescatado	Lab.	2	2	17	XA-UAE
41	RIGOBERTO MENDOZA SERNA	CENTRAL	Ayudante Eléctrico	Ayudante Eléctrico	Rescatado	Lab.	2	2	6	XA-UCF

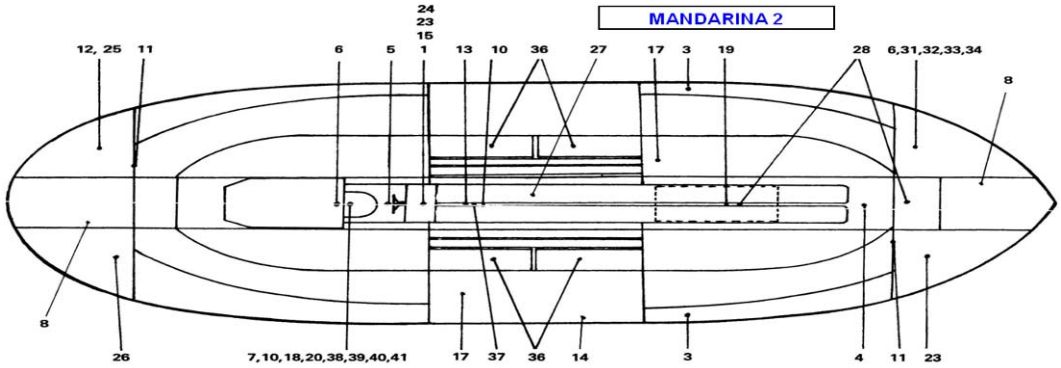
#	Nombre	Empresa	Categoría según SAP	Categoría según función en la Usumacinta	Situación	Turno	Mandarina Asignada	Mandarina en Abandono	Posición en Mandarina	Medio de Rescate
42	ROBERTO VÁZQUÉZ GARCÍA	CENTRAL	Operador de Equipo de Control Sólido	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Rescatado	Desc.	1	1	35	Morrison Tide
43	SEGIO CÓRDOBA TEJERO	CENTRAL	Eléctrico	Eléctrico	Rescatado	Disp.	1	1	Timonel (16)	Far Scotia
44	HUGO MALERVA DEL ANGEL	COMODATARIO	Mesero de día	S/I	Rescatado		2	2	S/I	XA-UAE
45	CHRISTIAN FELIPE JESUS PRIEGO	COMODATARIO	Representante proveedor	S/I	Rescatado	Disp.	1	1	S/I	XA-GFT
46	ELEZER HELSTON LEYVA	COMODATARIO	Recamarero	S/I	Rescatado		2	2	S/I	XA-UCF
47	FREDY DE LA CRUZ AREVALO	COMODATARIO	Panadero	S/I	Rescatado		2	2	S/I	XA-UAE
48	INOCENTE ALEJANDRO CARRILLO	COMODATARIO	Ayudante de Cocina	S/I	Rescatado		2	2	S/I	PM-151
49	JESUS MANUEL GARCÍA PAXTIAN	COMODATARIO	Recamarero	S/I	Rescatado		2	2	S/I	AMH-218
50	JORGE FRANCISCO MONTIEL CORNELIO	COMODATARIO	Ayudante de Cocina noche	Ayudante de Cocina día	Rescatado	Lab.	2	2	3	XA-UCF
51	MARIBEL BOLAÑOS CASTILLO	COMODATARIO	Mesera de día	S/I	Rescatado		2	2	S/I	XA-UAC
52	OSCAR DE LA CRUZ VALENCIA	COMODATARIO	Mesero de día	S/I	Rescatado		2	2	S/I	XA-UAE
53	FRANCISCO CÁMARA ACOSTA	GLOBAL	Químico	Químico	Rescatado	Desc.	1	1	N/R	Isla del Toro
54	LEANDRO MANUEL HERNÁNDEZ POZO	PEMEX	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Fallecido	Lab.	2	2	S/I	AMHP-150 - Mand 2
55	MARTÍN GONZÁLEZ MIJANGOS	PEMEX	Auxiliar Administrativo "A"	Auxiliar Administrativo "A"	Fallecido	Disp.	1	1	S/I	Sagitario
56	MIGUEL ANGEL SOLÍS RODRÍGUEZ	PEMEX	Coordinador "B" Especialidad Técnica	Superintendente	Fallecido	Disp.	1	2	S/I	AMHP - Mand 2

#	Nombre	Empresa	Categoría según SAP	Categoría según función en la Usumacinta	Situación	Turno	Mandarina Asignada	Mandarina en Abandono	Posición en Mandarina	Medio de Rescate
57	JOSE HUGO HERNÁNDEZ FLORES	PEMEX	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Ayudante de Perforación Piso Rotaria	Fallecido	Lab.	2	2	S/I	Playa
58	RICARDO BUSTAMANTE BAUSTISTA	PEMEX	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Fallecido	Lab.	2	2	S/I	Playa
59	JOSÉ LUIS SÁNCHEZ RODRÍGUEZ	PEMEX	Médico	Médico	Fallecido	Disp.	1	1	S/I	Patrulla Cantarel
60	ALLENDE ALCUDIA OLAN	CENTRAL	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Fallecido	Lab.	2	1	S/I	Sagitario
61	GUILLERMO PORTER RODRÍGUEZ	CENTRAL	Superintendente Central	Superintendente Central	Fallecido	Disp.	2	2	S/I	AMHP - Mand 2
62	JOSÉ RAMÓN GRANADILLO JIMÉNEZ	CENTRAL	Intendente de Mantenimiento	Intendente de Mantenimiento	Fallecido	Disp.	2	2	S/I	Playa
63	GUADALUPE FRÍAS OVANDO	CENTRAL	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Fallecido	Lab.	2	2	S/I	XA-VVD - Playa
64	JUAN LUIS MARTÍNEZ PALACIOS	CENTRAL	Motorista	Motorista	Fallecido	Lab.	2	2	S/I	Playa
65	CARLOS ARTURO GURRIÓN TOLEDO	CENTRAL	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Fallecido	Lab.	2	2	S/I	Playa
66	MARIO EFRÉN FLORES RODRÍGUEZ	CENTRAL	Gruero	Gruero	Fallecido	Lab.	2	1	S/I	Isla del Toro
67	JORGE ALONSO BARRANCOS DZUL	CENTRAL	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Fallecido	Lab.	2	2	S/I	Playa
68	OMAR GERARDO ANDRADE ZARATE	CENTRAL	Motorista	Motorista	Fallecido	Desc.	1	1	S/I	Playa
69	FRANCISCO ABREU VILLANUEVA	CENTRAL	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Ayudante de Trabajos de Perforación (ATP)	Fallecido	Desc.	1	1	S/I	Patrulla Cantarel
70	MARIA DEL CARMEN AGUILAR SÁNCHEZ	COMODATARIO	Cocinero	Cocinero	Fallecido	Lab.	2	2	S/I	AMHP-150 - Playa

#	Nombre	Empresa	Categoría según SAP	Categoría según función en la Usumacinta	Situación	Turno	Mandarina Asignada	Mandarina en Abandono	Posición en Mandarina	Medio de Rescate
71	AROER MAY JIMÉNEZ	COMODATARIO	Cocinero de Noche	Cocinero de Noche	Fallecido	Desc.	1	2	S/I	Playa
72	BENITO DE LOS SANTOS SANTOS	COMODATARIO	Lavandero	Lavandero	Fallecido	Lab.	2	2	S/I	Playa
73	JUAN FELIPE FIGUEROA JIMÉNEZ	COMODATARIO	Lavalozas	Lavalozas	Fallecido	Lab.	2	2	S/I	AMHP-150 - Mand 2

Man. 1	37	41
Man. 2	36	32
Total =	73	73





Actividades Subsecuentes

Muchas actividades se desarrollaron los días siguientes al incidente para controlar el pozo después de la evacuación/abandono de la Usumacinta. Mientras se utilizó la información recopilada de estos esfuerzos para validar algunas de las observaciones de los sobrevivientes, estas actividades en si no son relevantes para entender el incidente y sus causas. Por esta razón, las acciones que se tomaron para controlar la fuga o para mitigar los daños ecológicos/ambientales o para investigar la razón del incidente, no están incluidas en esta reconstrucción del incidente. Las siguientes secciones comienzan con el proceso de análisis de la información recopilada, para poder así caracterizar las causas directas y raíz, y los factores contribuyentes de cada una.

§4 Análisis: Factores Causales, Factores Contribuyentes y Escenarios de Falla

Esta sección presenta los análisis del incidente Usumacinta – KAB-101 ocurrido el 23 de octubre del 2007. Primero se explica la metodología empleada para realizar el Análisis Causa-Raíz (ACR), seguido por los resultados de los análisis de los doce factores causales enfocados en los eventos claves que al final dejaron un saldo de 22 vidas humanas perdidas: 1) la fuga inicial; 2) la continuación de la fuga; y 3) la respuesta a la emergencia, las operaciones de rescate y recuperación. La síntesis de estos análisis permite la identificación de las causas directas y causas raíz evaluadas en la Sección 5 de este Reporte. El Anexo L contiene mayor detalle sobre los análisis específicos relacionados con cada uno de los doce factores causales.

La metodología ACR

El proceso ACR (Análisis Causa-Raíz) de Battelle, ilustrado esquemáticamente en la Figura 4.1, se desarrolla mediante una secuencia en las siguientes cuatro tareas cíclicas e iterativas:

- Recopilación y análisis de información.
- Desarrollo de los posibles escenarios de falla e identificación de los posibles factores causales o contribuyentes.
- Análisis para identificar y caracterizar los factores que dieron origen a la causa directa, para luego aislar y convalidar la causa directa.
- Análisis para identificar y caracterizar los factores que dieron origen a la causa raíz, para luego aislar y convalidar la causa raíz.

El flujo de información y de los análisis correspondientes pasan por estas cuatro actividades de manera cíclica e interactiva. La Figura 4.1 indica que un análisis causa raíz se desarrolla sobre una base de datos que son evaluadas mediante una gama de análisis que emplean las herramientas ACR acostumbradas. La base de datos se desarrolla por medio de la recopilación de la documentación relevante, las observaciones de los expertos y los insumos producto de las entrevistas. Esto en conjunto con los análisis produce las líneas de investigación y de allí se avanza hacia los posibles escenarios de falla. Luego con más análisis se determinan los factores causales que, mediante mayor evaluación de los hechos que caracterizan la falla, permiten la identificación de la o las causas directas y la o las causas raíz.

El proceso de Battelle se vale de expertos en cada materia que mantienen la dirección crítica del proceso y aportan insumos prácticos para garantizar que los detalles desarrollados se mantengan enfocados en el objetivo de la investigación y a que los conocimientos de los expertos orientan el proceso hacia los datos e información que caracterizan las causas directa y raíz. De acuerdo con el proceso normalmente observado, dichos datos son alineados en el tiempo y el espacio y luego integrados para identificar las tendencias, en conjunto con otros análisis, con el fin de identificar posibles incongruencias. Así se identifican las líneas de investigación que a su vez dan origen a otros análisis para resolver las incongruencias o bien al desarrollo de datos seleccionados para caracterizar mejor los elementos de interés. Durante todo el proceso, Battelle aplica las herramientas normales de un ACR, incluyendo el análisis de las líneas de tiempo, el análisis de

Brian Lee

cambios, el proceso de eliminación, el análisis de barreras y el análisis de modos y efectos de fallas (FMEA), todo dentro del marco del árbol de omisiones y riesgos administrativos (management oversight and risk tree – MORT) según sea requerido o conveniente. Estos análisis son respaldados por los elementos científicos y tecnológicos aplicables y a sea para convalidar la credibilidad de los datos o para simular los posibles escenarios de falla compuestos por diferentes combinaciones de los factores causales o contribuyentes.

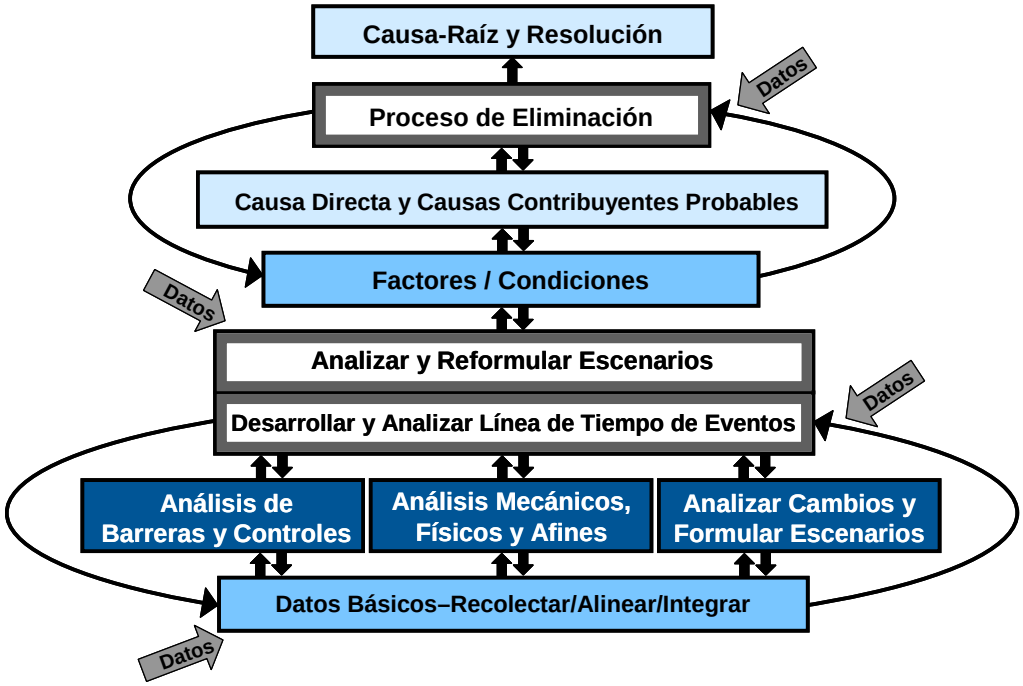


Figura 4.1. Elementos y flujo de información en un análisis de causa directa y causa raíz

El Anexo A describe detalladamente el Proceso ACR de Battelle.

Factores Causales y Contribuyentes

De acuerdo con el Proceso ACR de Battelle, durante este proyecto fueron identificados doce factores causales genéricos como posibles factores causales y/o contribuyentes del incidente ocurrido el 23 de octubre del 2007. El cuadro 4.1 presenta los doce factores causales o contribuyentes junto con una descripción concisa de cada uno. Battelle analizó los elementos críticos del incidente contra las doce categorías de factores causales genéricos para determinar las causas directas y causas raíz.

Tabla 4.1. Alcance de los factores causales y contribuyentes

Factores causales y contribuyentes	Siglas	Alcance
Plan de Desarrollo del Sitio	PDS	Analizó la capacidad de los planes de desarrollo relacionados con la plataforma fija KAB-101 y las plataformas PAE que dieron servicio a la KAB-101 y sus pozos. Evaluó como mínimo los aspectos relacionados con el soporte del suelo, los aspectos metaoceánicos, las posibles fallas estructurales o sistémicas y la supervivencia en caso de dichas fallas.
Cargas y Diseño	CyD	Analizó el papel del diseño y cargas con referencia a la estabilidad del lecho marino, la plataforma PAE y los componentes funcionales tanto de la PAE como de la plataforma fija que tengan un posible papel en este incidente.
Construcción y Diseño Final Construido	CyDFC	Este factor causal se relaciona directamente con el factor causal 'cargas y diseño'. Su alcance analizó los elementos de construcción originalmente diseñados versus la forma en que efectivamente fueron construidos respecto a la plataforma PAE, sus componentes funcionales y la plataforma fija KAB-101 (incluyendo las mandarinas y otros equipos de seguridad).
Operación o Funcionamiento	O/F	Este factor causal abarcó los aspectos operacionales de la Usumacinta, la plataforma fija, los pozos y sus respectivos sistemas de seguridad, además de su función en vista de las expectativas de diseño.
Condición/Estado y Mantenimiento	CyM	Este factor causal analizó cómo la Usumacinta, la plataforma fija, los pozos y sus respectivos sistemas de seguridad fueron mantenidos y cómo su condición influyó en su funcionalidad y/o capacidad de servicio.
Inspección, Monitoreo y Control	IMyC	Este factor causal incluye todos los procesos relacionados con la inspección, monitoreo y control de la PAE Usumacinta, la plataforma fija, los pozos y sus respectivos sistemas de seguridad.
Amenazas y Vulnerabilidades / Modos y Mecanismos	AyV / MyM	Este factor causal buscó entender los riesgos de operación y los modos y mecanismos de falla con el fin de evaluar cómo se desenvolvieron los elementos relevantes del incidente.
Administración del Cambios	AC	Este factor causal se enfocó en las múltiples facetas de los cambios que se dieron históricamente en relación con los elementos relevantes de este incidente.
Planeación, Administración y Respuesta a Emergencias	PARE	Analizó el papel de la PARE en la planeación, capacitación, respuesta y mitigación del incidente e incluye las actividades en la PAE Usumacinta y la plataforma fija KAB-101 y todo el personal a bordo de estas instalaciones. La evaluación incluyó los programas y procedimientos que estaban establecidos para responder al incidente y las actividades que efectivamente se realizaron para responder a la emergencia, con el fin de evaluar su capacidad y eficacia.
Organización y Administración	OyA	Consideró el papel de la organización y administración en relación con todos los aspectos del incidente, incluyendo los protocolos, procesos, procedimiento, etc. y la capacidad y eficacia de los sistemas de administración establecidos para implementar la organización.
Limitaciones Externas	LE	Consideró los factores y partes interesadas más allá de aquellos directamente involucrados en el incidente.

Factores causales y contribuyentes	Siglas	Alcance
Aspectos Especiales o Únicos	AEU	Evaluó los aspectos sociopolíticos relacionados con el incidente y los otros aspectos que no se clasifican entre los otros once factores genéricos evaluados por Battelle.

Cada uno de estos factores causales y/o contribuyentes conllevan a otros múltiples subfactores posibles, como son prácticas PARE inadecuadas, capacitación insuficiente, especificaciones inapropiadas, factores humanos, etc. Por su diseño, el proceso de Battelle se enfoca en los aspectos aparentes, pero al mismo tiempo busca factores inusuales o latentes que podrían ser aplicables únicamente al caso del incidente investigado.

Recopilación y Análisis de Datos

Las actividades del Proceso ACR se han realizado en forma secuencial y han generado resultados que se han utilizado para identificar las decisiones, eventos u observaciones destacables que sirven para discriminar entre los varios posibles escenarios de falla, según se explica en el Anexo M. El Anexo H describe las diversas líneas de investigación analizadas como parte del proceso, junto con los otros aspectos del proceso que fueron aplicados para definir las causas directas y causas raíz.

La base de datos se ha construido de manera cíclica y continua con observaciones y entrevistas hechas con las primeras personas en responder a la emergencia y con otras personas con conocimientos relevantes. Este esfuerzo continuó con entrevistas de los sobrevivientes mediante un cuestionario extenso elaborado para obtener respuestas a interrogantes críticas y resolver inconsistencias específicas. El Anexo I contiene detalles sobre este cuestionario y las diferentes variantes utilizadas con ciertos entrevistados de 'alta relevancia'. El Anexo J presenta los resultados de estas entrevistas, incluyendo entrevistas con 43 de los sobrevivientes y otras entrevistas con otras personas involucradas, incluyendo personal de AILT, UOLT, Control Marino, Seguridad de PC, la Unidad de Perforación de PEMEX, el Superintendente de Enlace Litoral, SIPAC-RMSO, Vallen, SERCOMSA, los capitanes de los buques de rescate, tripulantes de los helicópteros y de las otras plataformas de perforación cercanas.

La información obtenida mediante las entrevistas de los sobrevivientes complementa la gran cantidad de datos obtenidos hasta la fecha mediante las entrevistas a los primeros en responder a la emergencia y las entrevistas con personal de PEMEX y contratistas (véase el Anexo J). Estos datos sirvieron para nutrir el análisis de cada uno de los factores causales genéricos con el fin de modificar su carácter genérico al incorporarlos al marco del incidente objeto de la investigación. El Anexo K describe estas solicitudes de datos y la información proporcionada por PEMEX.

Fuga Inicial

Como se mencionó en la descripción del incidente, la fuga inicial ocurrió cuando una repisa auxiliar montada en la viga del cantiléver al lado estribor de la plataforma autoelevable (PAE) de perforación Usumacinta impactó/golpeó el árbol de producción (árbol de válvulas) del Pozo 121 y ocasionó la falla estructural y funcional de dicho equipo. La repisa auxiliar impactó el árbol de producción del Pozo 121 cuando la Usumacinta fue desplazada de su posición original por la fuerza de la tormenta. Como se explicará más adelante, este movimiento ocurrió cuando las

Brian Lewis

cargas generadas por el Frente Frío 4 causaron el balanceo, desplazamiento lateral y asentamiento en combinación con la respuesta única entre el soporte del lecho marino y la plataforma de perforación asociada a una condición de "embarcación semi liviana" (semi-lightship)[77] de la Usumacinta sobre los suelos suaves alrededor de la plataforma fija KAB-101. La Figura 4.2 presenta la línea de tiempo de los eventos que dieron lugar a la fuga inicial y la Figura 4.3 señala el punto de origen de la fuga.

De la descripción del incidente se desprende que las líneas de investigación evaluadas referentes a la fuga inicial se enfocaron en las amenazas debido a las condiciones meteorológicas intensas y las vulnerabilidades relacionadas con la estabilidad y capacidad de soporte del lecho marino, incluyendo las cargas presentes en la Usumacinta. Las líneas de investigación relacionadas con la fuga que fueron investigadas y posteriormente descartadas (o que quedan pendientes porque aún faltan datos) se discuten de manera concisa en este texto. El Anexo L ofrece mayor detalle respecto a cada factor causal. La Figura 4.4 resume las principales líneas de investigación y resalta los factores causales o contribuyentes (en las casillas blancas) que dieron lugar a la fuga inicial, de acuerdo con lo determinado por este análisis causa raíz (ACR). Esta Figura también contiene información sobre las líneas de investigación que fueron evaluadas durante el ACR y posteriormente descartadas (las casillas de sombreado oscuro) o que quedan pendiente (las casillas de sombreado claro).

En última instancia, este Análisis Causa-Raíz tomó como base los análisis de los doce factores causales para contestar la pregunta: ¿Qué fue lo que causó que Usumacinta se desplazara e impactara el árbol de producción del Pozo 121? A continuación se analizan los factores causales y contribuyentes que dieron lugar a la fuga inicial, clasificándolos en tres categorías principales: 1) la extensión del cantiléver antes de la tormenta; 2) el movimiento de la Usumacinta (incluyendo los aspectos metaoceánicos, las condiciones de soporte del lecho marino y las cargas presentes sobre la plataforma de perforación; y 3) las acciones tomadas cuando la tripulación primero supo que la Usumacinta se había desplazado. Luego se ofrecen mayores análisis realizados para determinar el punto de origen de la fuga y la supuesta vía de desplazamiento de la Usumacinta con base en las observaciones oculares y la evidencia indicial producto de las entrevistas de los sobrevivientes y rescatistas.

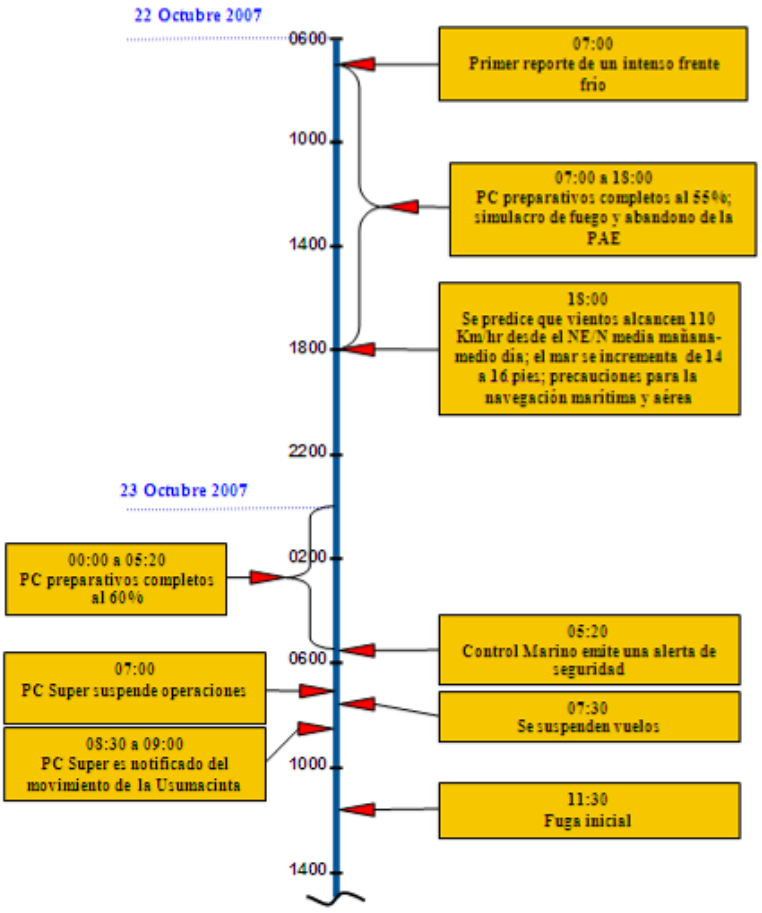


Figure 4.2. Línea de tiempo de los eventos que dieron lugar a la fuga inicial

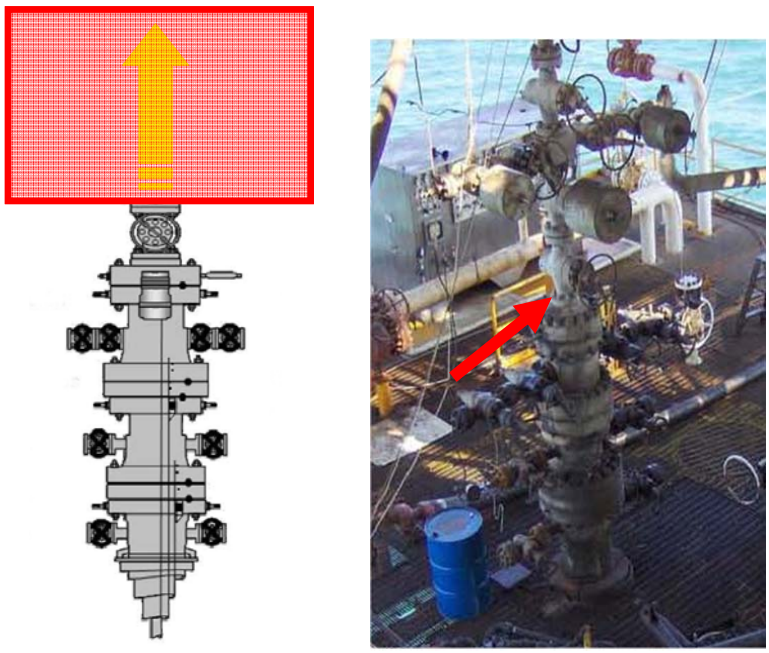


Figura 4.3. Punto de origen de la fuga inicial

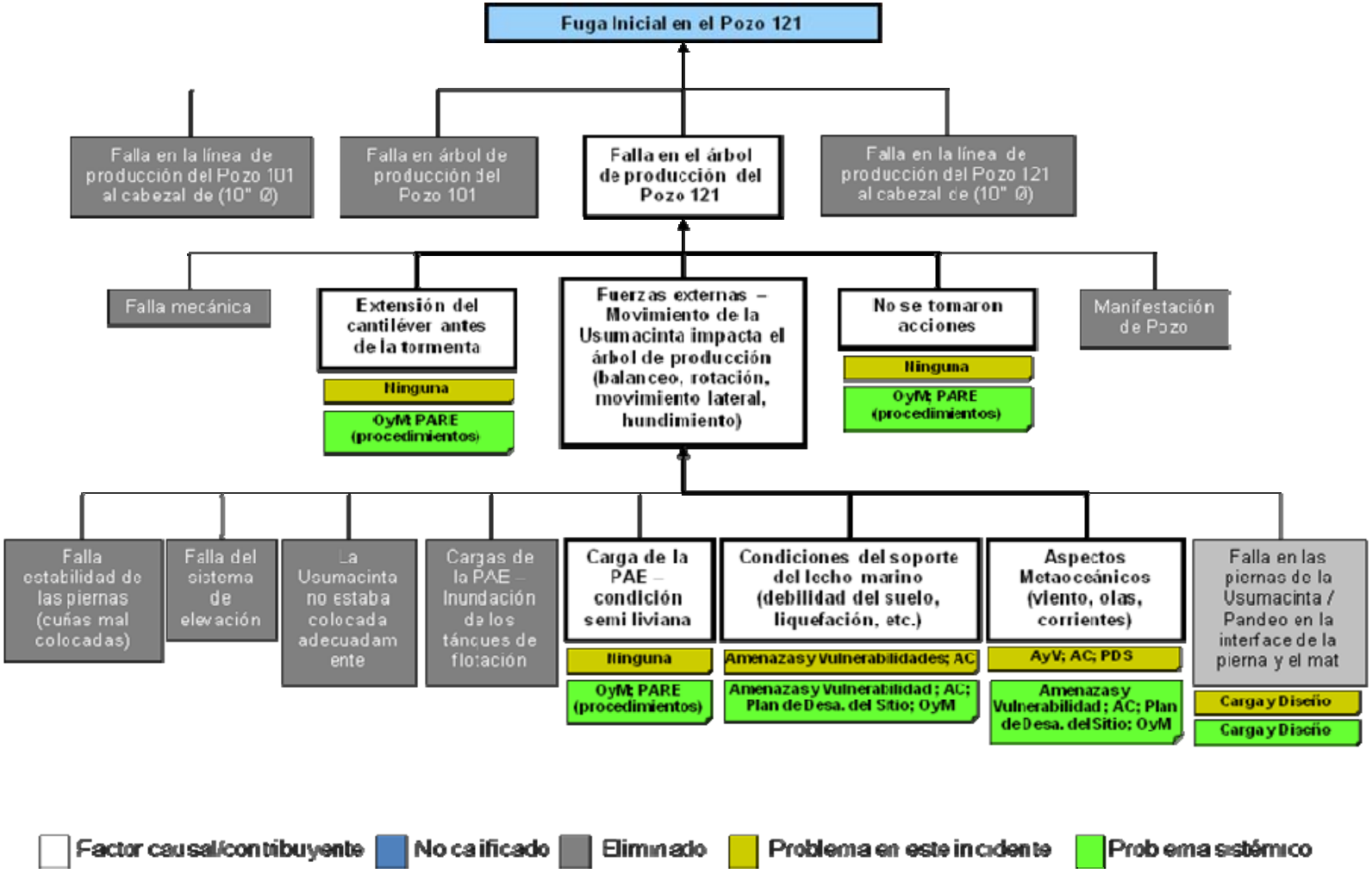


Figura 4.4. Escenario para la fuga inicial en el Pozo 121

Determinando el Punto de Origen de la Fuga

Descartando el cabezal de producción y el ducto de 10 pulgadas

Durante las primeras etapas del incidente los superintendentes y los demás tripulantes no sabían con certeza de dónde provenía la fuga. A las 11:36 horas el Superintendente de PEMEX solicitó por radio a Enlace Litoral el cierre remoto de los pozos de la plataforma fija KAB-101. A las 11:40 horas el personal de Enlace Litoral cerró la válvula del ducto de 10 pulgadas del KAB-101 – Enlace Litoral en un intento de represurizar la línea hacia la plataforma fija para activar las válvulas de seguridad y así lograr el cierre automático. Enlace Litoral confirmó el cierre de la válvula, más la fuga en la plataforma fija no paró. Finalmente, más de una hora después de iniciarse la fuga (~12:43 horas), el personal de la Usumacinta confirmó a Control Marino que la fuga no provenía del Ducto de 10" KAB-101 – Enlace Litoral.[126]

Confusión entre el Pozo 101 y el Pozo 121

Durante el incidente mismo y en los meses posteriores ha habido bastante controversia y confusión respecto a si la fuga inicial y la continuación de la fuga se dieron en el Pozo 101 ó en el Pozo 121. La gran mayoría de la evidencia indica que tanto la fuga inicial como la fuga que obligó al abandono de la Usumacinta provenían del Pozo 121. La evidencia más contundente de esto lo aporta el modelo tridimensional de la ABS (véase el Anexo N) y las observaciones directas de los empleados de PEMEX[129-131] que bajaron hasta la plataforma fija KAB-101 en un intento de contener la fuga inicial. Ellos pudieron observar directamente que el árbol de producción del Pozo 121 había sido cizallado justo encima del cabezal de producción por la repisa auxiliar montada al lado estribor del cantiléver. La parte superior del árbol de producción que resultó dañada terminó colgando del ducto descendente y la fuga emanaba de la abertura en dirección vertical. Otra fuga dirigida hacia abajo (flujo inverso) salía de la rotura en el ducto hacia Enlace.

Estos mismos empleados indican que había una estructura (véase la Figura 3.3) en la viga del cantiléver (en adelante la "repisa auxiliar") que fue el componente que había impactado el Pozo 121 y que se desplazaba hacia el Pozo 101. Viendo eso, los tripulantes de PEMEX que estaban en la plataforma fija tomaron acciones para cerrar el Pozo 101 antes de que fuera alcanzado por el cantiléver. Uno de los trabajadores desconectó la tubería y le quitó la válvula de aguja al Pozo 101, además de cerrar la válvula maestra. Aparte de lo reportado por el personal que respondió a la fuga, el técnico de PEMEX Jorge Herrera pudo observar la condición de los dos pozos y en dos entrevistas ha confirmado que, al momento de la fuga inicial, el Pozo 101 estaba intacto y libre de fugas y que el Pozo 121 tenía una fuga claramente visible.[101] (Durante las entrevistas individuales con el técnico y los dos ATPs, se les enseñaron fotografías y dibujos esquemáticos de la plataforma fija y se les pidió que señalaran al pozo de donde venía la fuga. En todos los casos ellos confirmaron que fue el Pozo 121.) Cuando se dio la continuación de la fuga, Jorge Herrera regresó al punto de observación sobre la plataforma fija KAB-101 y pudo observar que la continuación de la fuga de hecho provenía del Pozo 121.

Si bien son convincentes los datos que respaldan la conclusión de que la fuga inicial y la continuación de la fuga tuvieron su origen en el Pozo 121, es importante reconocer y tratar de reconciliar la confusión al respecto. En primer lugar, el Pozo 101 terminó sufriendo daños cuando continuaron los movimientos de rotación, asentamiento y/o inclinación de la plataforma

Brian Lee

de perforación. Sin embargo, dichos daños ocurrieron después de haberse tomado la decisión de abandonar la PAE, por lo que no influyen en la determinación de las causas del incidente. No se pudo determinar con precisión la hora en que el Pozo 101 fue dañado, pero sucedió durante el período después de la evacuación de la PAE y el día siguiente cuando se hicieron las primeras observaciones de la plataforma fija KAB-101 desde helicóptero. Los observadores se dieron cuenta que el árbol de producción del Pozo 101 también estaba dañado pero sin indicios de ninguna fuga ya que se había logrado cerrar ese pozo a la altura de la válvula de tormenta el día anterior. Por su lado el Capitán de la Far Scotia reportó a las 1730 horas que la Usumacinta mostraba una inclinación notable hacia babor, el día 23 de octubre del 2007. Con base en esta observación directa, es posible que la Usumacinta haya llegado a su posición final para las 1730 horas, lo que significaría que el Pozo 101 hubiera sido dañado por el cantiléver antes de esa hora.

Existen otras dos posibles fuentes de confusión. La primera es un simple error de comunicación que se debe al hecho de que tanto la plataforma fija como uno de sus pozos se denominan con el número 101. Aparentemente algunos de los reportes iniciales sobre la situación confundieron a la plataforma fija KAB-101 con el Pozo 101, una confusión que ha persistido con la circulación de los relatos del incidente tanto dentro como fuera de PEMEX. La explicación más sofisticada de la confusión se basa en suposiciones referentes a la cercanía del cantiléver a los pozos al momento del posicionamiento original de la PAE Usumacinta. Algunas personas han sugerido que el balanceo severo de la PAE en su posición original podría haber causado que la viga del cantiléver más cercano al Pozo 101 impactara a ese pozo primero. Esta investigación ha demostrado por medio de la modelación que la naturaleza del movimiento y asentamiento de la Usumacinta puso la viga del cantiléver más cerca del Pozo 121 en posición para impactarlo primero, desencadenando así una serie de eventos que concuerdan totalmente con el testimonio de los testigos. (Véase la sección 'Movimiento de la Usumacinta' en este texto y el Anexo N para mayor detalle.) Asimismo, la observación directa no ha presentó indicio alguno de que la viga del cantiléver haya impactado al lado del Pozo 101 ni ninguna otra evidencia que indicara que el Pozo 101 fuera impactado primero. También cabe mencionar que, si bien no existe consenso respecto al punto de origen de la primera fuga, la mayoría de los analistas que conocen el caso afirman que la segunda fuga (la continuación de la fuga) se produjo por el mal funcionamiento de la válvula SSSV del Pozo 121.

Extensión del Cantiléver antes de la Tormenta

La línea de tiempo del incidente indica que a las 10:00 horas del 21 de octubre del 2007 el cantiléver de la plataforma de perforación había sido desplegado y posicionado sobre la plataforma fija KAB-101 para poder accesar a los pozos. El manual de operaciones[54] de la Usumacinta da instrucciones sobre cómo preparar la PAE para una tormenta mediante el reacomodo de las cargas variables. Sin embargo, las instrucciones no indican cuándo ni si el cantiléver debería ser retraído ante una tormenta inminente. PEMEX y la empresa Perforadora Central (PC) han establecido procedimientos con instrucciones detalladas sobre cómo asegurar las plataformas de perforación ante la amenaza de un huracán,[40, 135] pero en caso de una tormenta no tropical las decisiones se dejan al criterio del superintendente de la plataforma. El aseguramiento de una plataforma de perforación antes de una tormenta no es una tarea sencilla, por lo cual no se trata de una decisión que se toma a la ligera. Desgraciadamente, nunca se sabrá lo que estaban pensando los superintendentes de PC y PEMEX al momento del incidente. Lo que sí se sabe es que otras plataformas de perforación (la Pride Colorado, la Pride Carolina y la Grijalva) que estaban trabajando en la Sonda de Campeche el mismo día no tomaron medidas

Brian Lee

para retraer su cantiléver ante la inminente tormenta, lo cual sugiere que el Frente Frío 4 no era visto como un evento extraordinario.(136)

Además, la retracción del cantiléver tarda varias horas con los gatos hidráulicos instalados en la cubierta principal de una plataforma de perforación. Cuando primero se sintió el embiste de la tormenta en la madrugada del 23 de octubre, probablemente ya era tarde como para intentar la retracción del cantiléver porque el personal a cargo de la operación hubiera quedado expuesto a riesgos significativos. La retracción del cantiléver requiere la presencia de cuatro operarios en la cubierta principal durante toda la operación. Los sobrevivientes entrevistados(137) afirman que cuando el personal vio que el cantiléver se estaba acercando al árbol de producción del Pozo 121, las condiciones meteorológicas eran tan severas que la retracción del cantiléver hubiera expuesto a los operarios al peligro.[11] Por lo tanto, se supone que no se hizo ningún intento de retraer el cantiléver durante el incidente del 23 de octubre.

Hallazgos. No existe suficiente evidencia para cuestionar las decisiones tomadas durante el incidente, pero la evidencia disponible sí sugiere que si los dirigentes hubieran contado con las herramientas necesarias para tomar las decisiones correctas durante situaciones anómalas (criterios y modelos de riesgo), se hubiera incrementado la probabilidad de minimizar los riesgos relacionados con este evento. Hubo suficiente información disponible sobre la intensidad de la inminente tormenta como para justificar cualquier preocupación al respecto. Sin embargo, los pronósticos no fueron consistentes y en algunos casos las advertencias sobre el peligro eran muy generales.(139, 140) Queda claro que el hecho de contar con información más confiable sobre la naturaleza de los fenómenos climatológicos y las amenazas que representan sería de gran utilidad para PEMEX y ayudaría a los encargados de planeación a entender mejor los riesgos relacionados con dichos eventos.

Movimiento de la Usumacinta

La capacidad de una plataforma autoelevable de perforación como la Usumacinta en perspectiva de las condiciones en que operará se determina con base en las cargas de diseño de la plataforma y el esfuerzo cortante de los suelos que lo soportan. Cuando las cargas impuestas por una tormenta superan las condiciones de diseño y/o los suelos son muy débiles, la plataforma puede desplazarse en sentido lateral, asentarse o inclinarse. La Usumacinta experimentó las tres modalidades de movimiento el 23 de octubre del 2007 (algunas después del abandono de la plataforma). Las fotografías de la Usumacinta tomadas antes y después del incidente muestran el alcance del desplazamiento (véanse las Figuras 4.5 y 4.6).

[11] Alfredo de la Cruz Ruiz, Mecánico de Central, reportó en entrevista que el cantiléver no pudo ser retraído debido a las condiciones meteorológicas. Nicolás González Alvarado, Ayudante de Central, reportó que ya no era posible mover el cantiléver, que las grúas estaban recostadas y que por razones de seguridad no podían por los vientos; ya no quedaba tiempo.

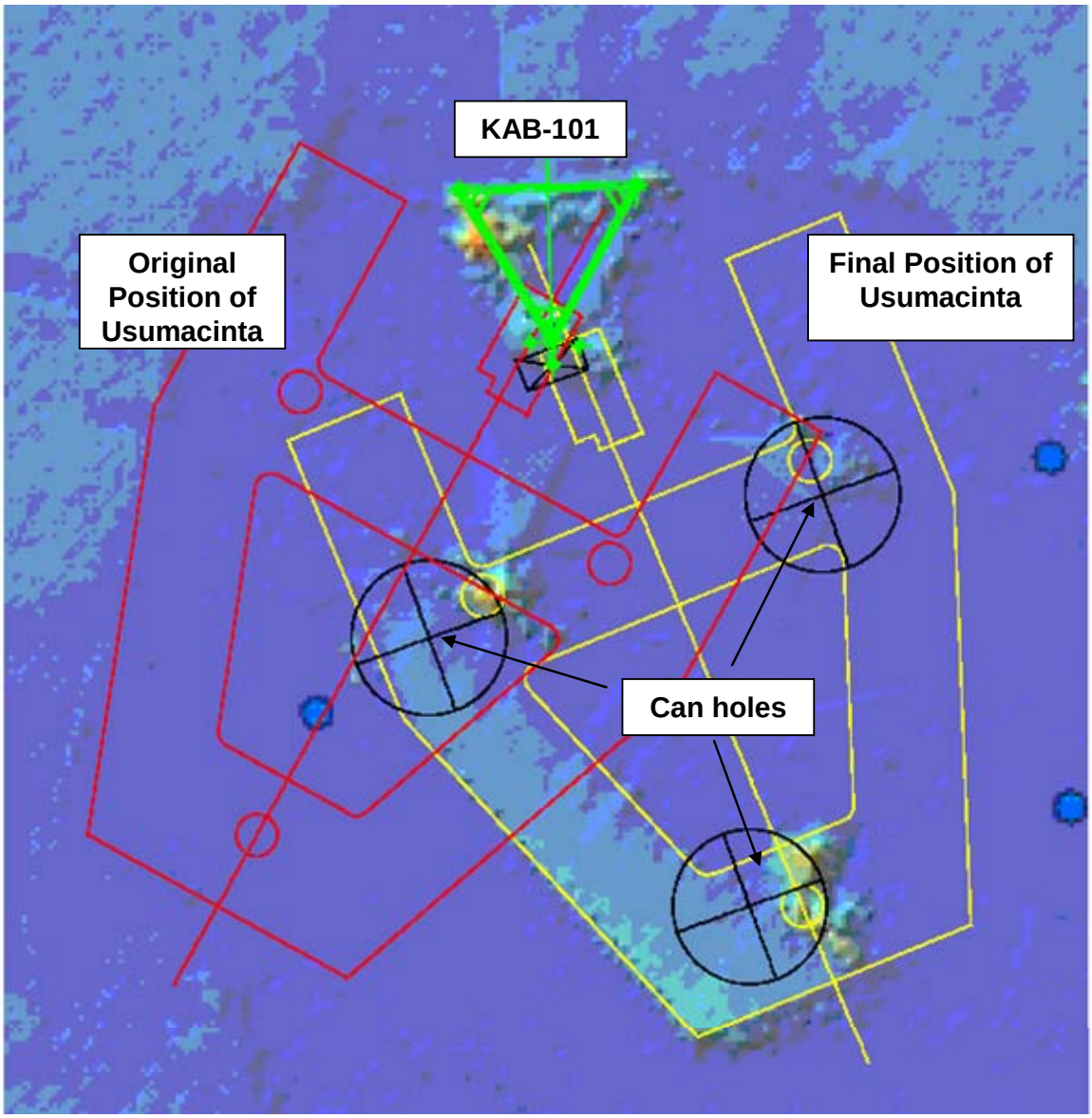


Figure 4.5. Posición de la Usumacinta ántes y después del incidente

En la Figura 4.6 (fotografía tomada el 24 de octubre del 2007) se nota claramente que el pasamanos de la plataforma fija al lado estribor del cantiléver permanece intacto. Antes del incidente el lado estribor de la viga del cantiléver estaba del lado por fuera del pasamanos. Esto indica que la plataforma de perforación primero se desplazó y giró lateralmente antes de asentarse verticalmente e inclinarse hacia el noreste y en menor grado hasta el noroeste.

El testimonio[129-131] de los tripulantes que respondieron a la fuga indica que la Usumacinta se había asentado notablemente para las 1330 horas, pero que aún estaba a 2.5-3.0 metros sobre la cubierta de la plataforma fija. Ellos reportan que mientras intentaban controlar la fuga la Usumacinta seguía meciéndose y acercándose al árbol de producción del Pozo 101 que aún se encontraba intacto.

Figura 4.6. Vista de la Usumacinta y la plataforma fija KAB-101 después del incidente

En febrero del 2008 la empresa Sea Engineering, Inc., (SEI) obtuvo datos batimétricos sobre cinco líneas de corte que coinciden con la ubicación del mat (zapata) de la Usumacinta con el fin de analizar la pendiente del mat sobre el lecho marino y así determinar el grado de inclinación. La Figura 4.7 indica las líneas de corte de las cuales se obtuvieron los datos, sobrepuestas a los datos obtenidos con un multihaz en el área del mat. Las cuatro líneas (P1-P4) están orientadas aproximadamente en sentido suroeste-noreste, con numeración secuencial de sur a norte. La quinta línea (P5) está orientada en sentido perpendicular a las demás. La orientación de las líneas se ubicó con base en la orientación del mat sobre el lecho marino en febrero del 2008.

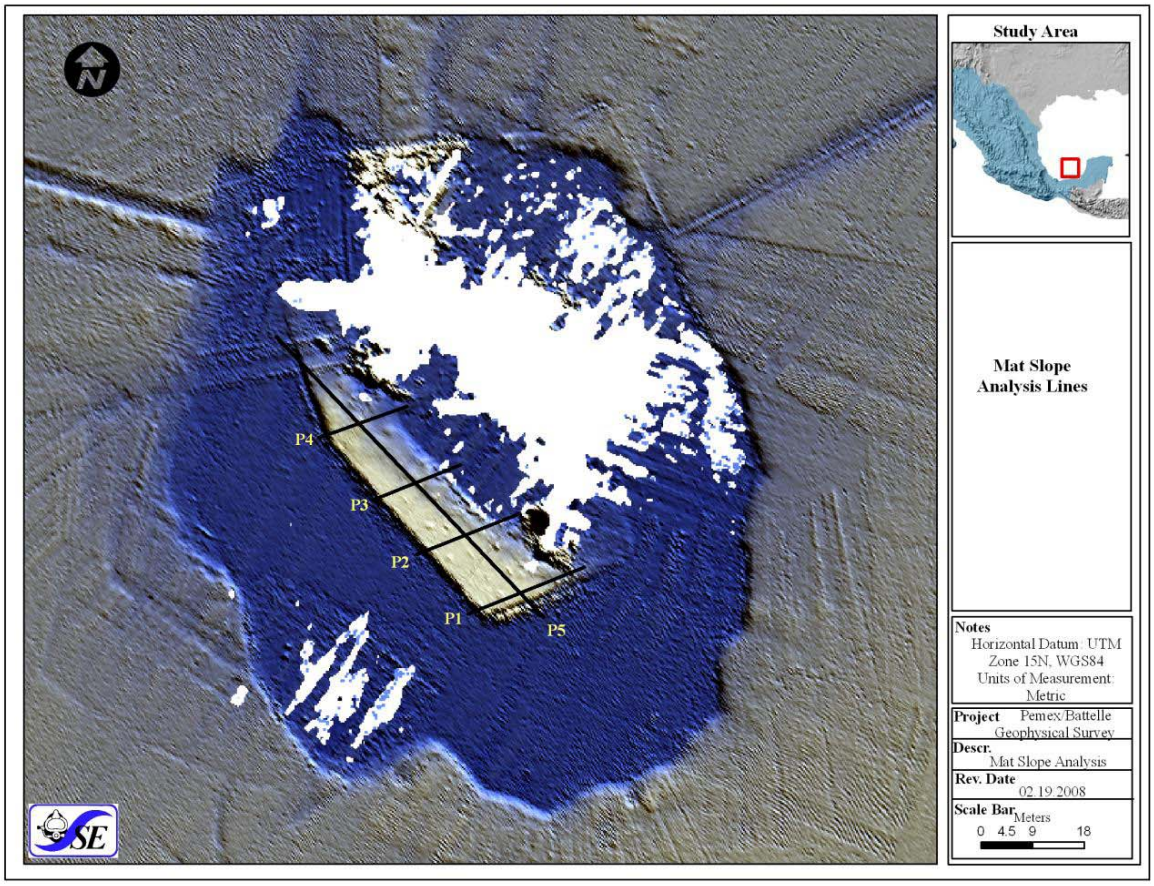


Figura 4.7. Líneas de perfil b atimétrico en el área del Mat

El análisis de pendiente indica que el mat tenía una inclinación de 6º-7º hacia el noreste (alineado con las Líneas P1-P4) y hacia el noroeste (alineado con la Línea P5). El Anexo N contiene mayor información referente a este análisis. Asimismo, el testimonio del capitán del Morrison Tide indica que él no percibió ninguna inclinación de la plataforma de perforación entre las 1500 y 1530 horas cuando respondieron al llamado de emergencia.(141) Sin embargo, alrededor de las 1730 horas el capitán del Far Scotia reportó que la Usumacinta mostraba una inclinación notable de 5°-10°.(142)

Con base en las entrevistas con los sobrevivientes y rescatistas, la evidencia visual y el análisis posterior del incidente, se infiere que el movimiento de la Usumacinta se dio de la manera descrita a continuación:

1. Empieza alrededor de las 0900 horas del 23 de octubre del 2007 con el desplazamiento y rotación laterales con poco desplazamiento vertical y ninguna inclinación.

2. Para las 1130 horas (cuando se dio la primera fuga) habían comenzado la rotación y asentamiento significativos, bajándo el cantiléver hasta unos 2.5-3.0 metros sobre la cubierta de la plataforma fija KAB-101. La plataforma autoelevable de perforación todavía estaba rotando, de acuerdo con lo observado por el personal de PEMEX que estaba en la plataforma fija tratando de controlar la fuga. Sin embargo, dichas

observaciones podrían deberse también a pequeños incrementos de la inclinación y/o el asentamiento proa-popa o alguna combinación.

3. Finalizan el desplazamiento lateral y la rotación mientras que continúa el asentamiento vertical causado por el colapso inicial de los suelos no consolidados en los orificios cilíndricos de penetración alrededor de las 1130 horas, lo cual impide mayor desplazamiento lateral y rotación de la plataforma autoelevable de perforación.

4. Se incrementa el asentamiento debido al colapso del mat sobre los orificios cilíndricos de penetración, esto posiblemente causado por la licuefacción del suelo ya que no hubo indicios de otros mecanismos de falla del suelo y el área alrededor del mat quedó plano con relleno alrededor del mat.

5. Después del abandono de la Usumacinta ocurre un mayor asentamiento vertical junto con la inclinación y el asentamiento proa-popa, según se aprecia en las fotografías tomadas el 24 de octubre.

Modelación de Escenarios Factibles para el Movimiento de la Usumacinta

Para facilitar el análisis de los escenarios factibles para el movimiento de la Usumacinta, la empresa ABS Consulting elaboró un modelo basado en las características tridimensionales de la Usumacinta y la plataforma fija KAB-101. El modelo refleja la respuesta de cuerpo rígido para cada estructura con base en sus características cuantificables de diseño y construcción en las áreas que se consideran críticas respecto a las secuencias de eventos inferidas justo antes de y durante el incidente. Debido a que no incorpora la respuesta elástica o inelástica ni otros aspectos no lineales que se desarrollan en circunstancias como las que aparecen en las fotografías tomadas después del incidente, este modelo no ofrece precisión a esa escala. Sin embargo, la precisión no es esencial en un modelo creado para visualizar la secuencia de los eventos.

Para efectos de elaborar el modelo, ABS tomó en cuenta las condiciones físicas reales al momento del incidente (de acuerdo con los datos disponibles), el testimonio de los testigos, los análisis posteriores (análisis de pendiente, fotografías, etc.) y nuestro mejor entendimiento de las posibles interacciones físicas entre las dos estructuras. Para modelar la ubicación de las estructuras críticas con la mayor precisión posible, se hizo referencia a varios documentos claves que son evaluados detalladamente a continuación.

Ubicación del Piso tipo Rejilla y la Repisa Auxiliar

La versión en inglés del manual de operaciones[(54)] contiene un plano de la cubierta principal que indica que la viga del cantiléver al lado estribor tiene una repisa auxiliar adjunta (señalada con círculo en la Figura 4.8). Esta cubierta es de construcción maciza, pero es probable que el piso tipo rejilla fuera diseñado principalmente para soportar el tránsito de personas. Hay acceso a la cubierta desde la parte anterior. Los dibujos de la versión en inglés del manual de operaciones muestran que la rejilla abarca la repisa auxiliar y sigue hacia popa. Se supone que estos dibujos representan la condición de la plataforma de perforación cuando fue adquirida por Perforadora Central.

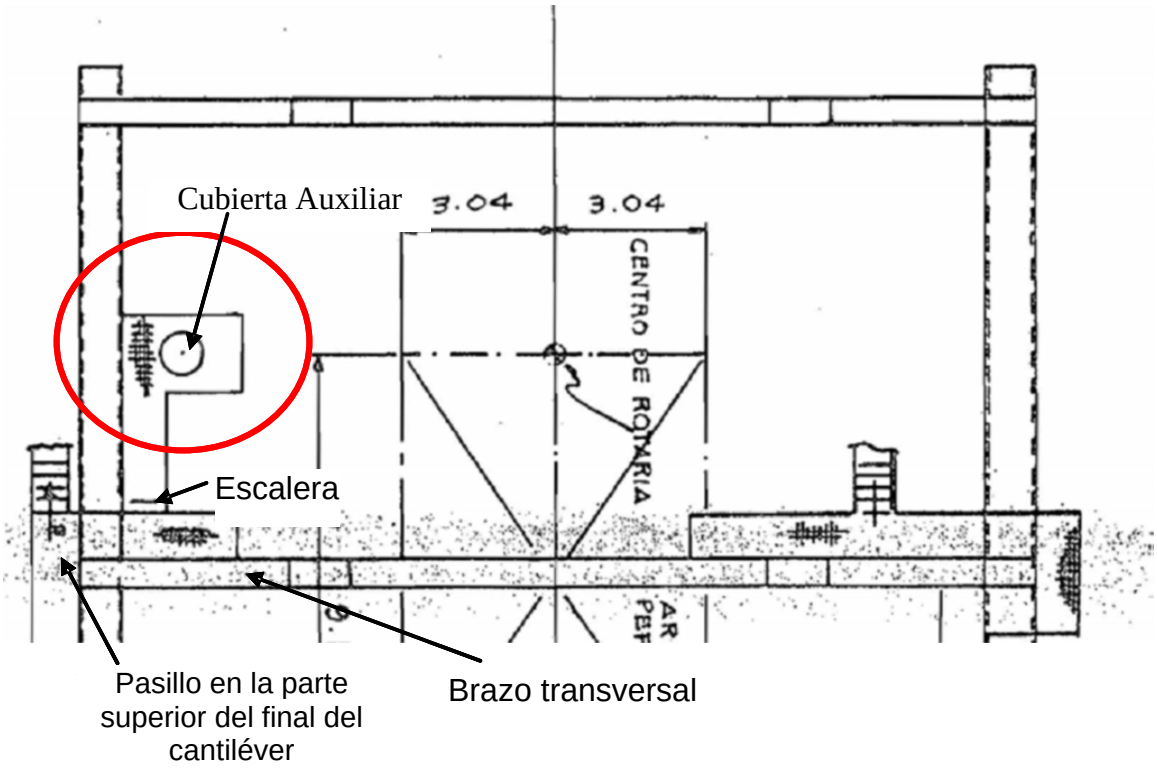


Figura 4.8. Dibujo esquemático del cantiléver indicando la ubicación de la repisa auxiliar

Posición Original de la Plataforma de Perforación

El Reporte de Geomarex[99] describe la posición original de la Usumacinta antes del incidente, indicando que las coordenadas del 'nodo de referencia' eran UTM 530,830.87E; 2,079,988.23N, con orientación de 209.1° con referencia al norte verdadero. Se indica que el nodo de referencia está a 6.4 metros a popa de la popa de la PAE (se supone sobre la línea central). Las coordenadas del Pozo 101 son UTM 530,832E; 2,079,996N. La distancia entre el lecho marino y el fondo del casco de la PAE es de aproximadamente 41 metros.

Durante la visita a la Usumacinta el 31 de enero del 2008, se midió la distancia entre las dos vigas del cantiléver y el fondo del recinto de alojamiento. La viga del cantiléver al lado babor estaba a 15.85 metros y la del lado estribor estaba a 16.46 metros. Para efectos de referencia se utilizó la medición correspondiente a la viga del lado babor porque, aunque se encontraba doblada, no estaba tan dañada como la viga al lado estribor. En vista de lo anterior, si se coloca el nodo de referencia sobre el Pozo 101, el eje de perforación con el cantiléver extendido 15.85 metros hacia popa queda casi exactamente sobre el Pozo 103. Esto concuerda con lo afirmado por los sobrevivientes y con el contenido de los reportes SIOP[77]. En su posición original contiguo a la plataforma fija KAB-101, la Usumacinta se encontraba a nivel y sin ninguna inclinación ni asiento proa-popa significativa. La Figura 4.9 presenta un dibujo esquemático de la posición original de la Usumacinta y la Figura 4.10 la muestra en formato tridimensional.

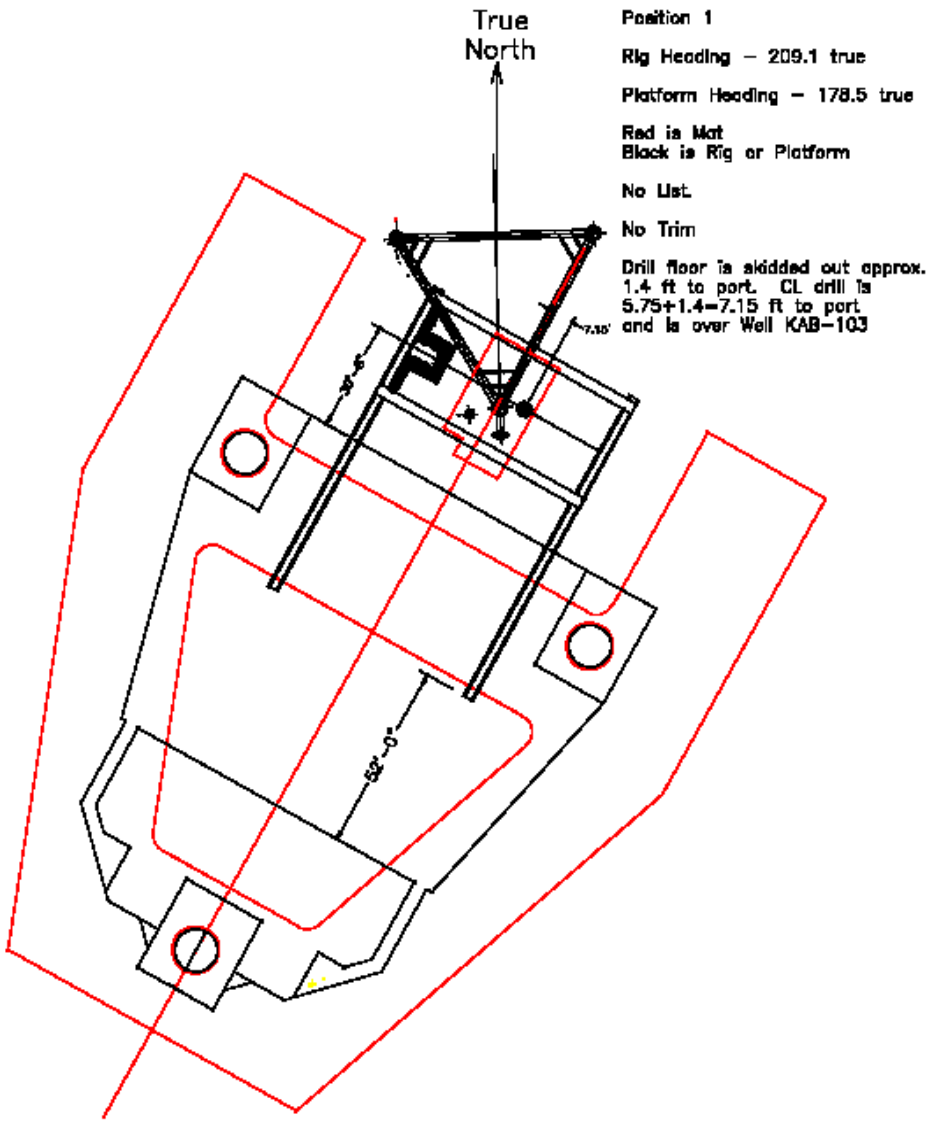


Figura 4.9. Dibujo Esquemático Indicando la posición original de la Usumacinta

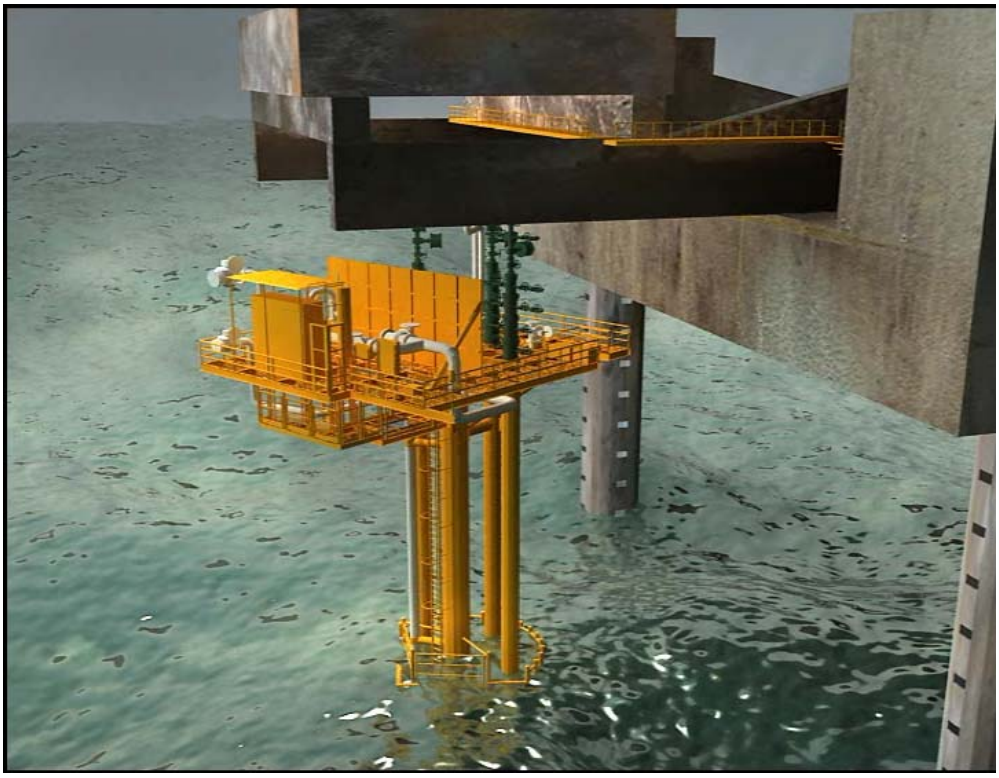


Figura 4.10. Representación tridimensional de la posición original de la Usumacinta

Primer Contacto con el Pozo 121

Durante la tormenta la Usumacinta se balanceó, giró y se asentó verticalmente hasta impactar y dañar al Pozo 121. Al girar la PAE en el modelo se nota que la repisa auxiliar entra en contacto primero con el Pozo 121 al alcanzar una orientación de 194° y que el perfil anterior de la repisa auxiliar es donde se da el primer contacto con el Pozo 121. En ese momento la viga del cantiléver está a 2-3 metros sobre la cubierta de la plataforma fija KAB-101 de acuerdo con los testigos[129-131] y la plataforma PAE muestra aproximadamente 1º de inclinación lateral y 1º de asiento proa-popa. Al seguir girando la plataforma PAE se nota que el perfil anterior de la repisa auxiliar pasó por el lado posterior del pozo con movimiento cortante, imponiendo cada vez mayor presión hasta provocar la falla del árbol de producción. La Figura 4.11 muestra un dibujo esquemático de la posición de la Usumacinta al momento del primer contacto con el Pozo 121 y la Figura 4.10 la muestra en formato tridimensional desde dos perspectivas.

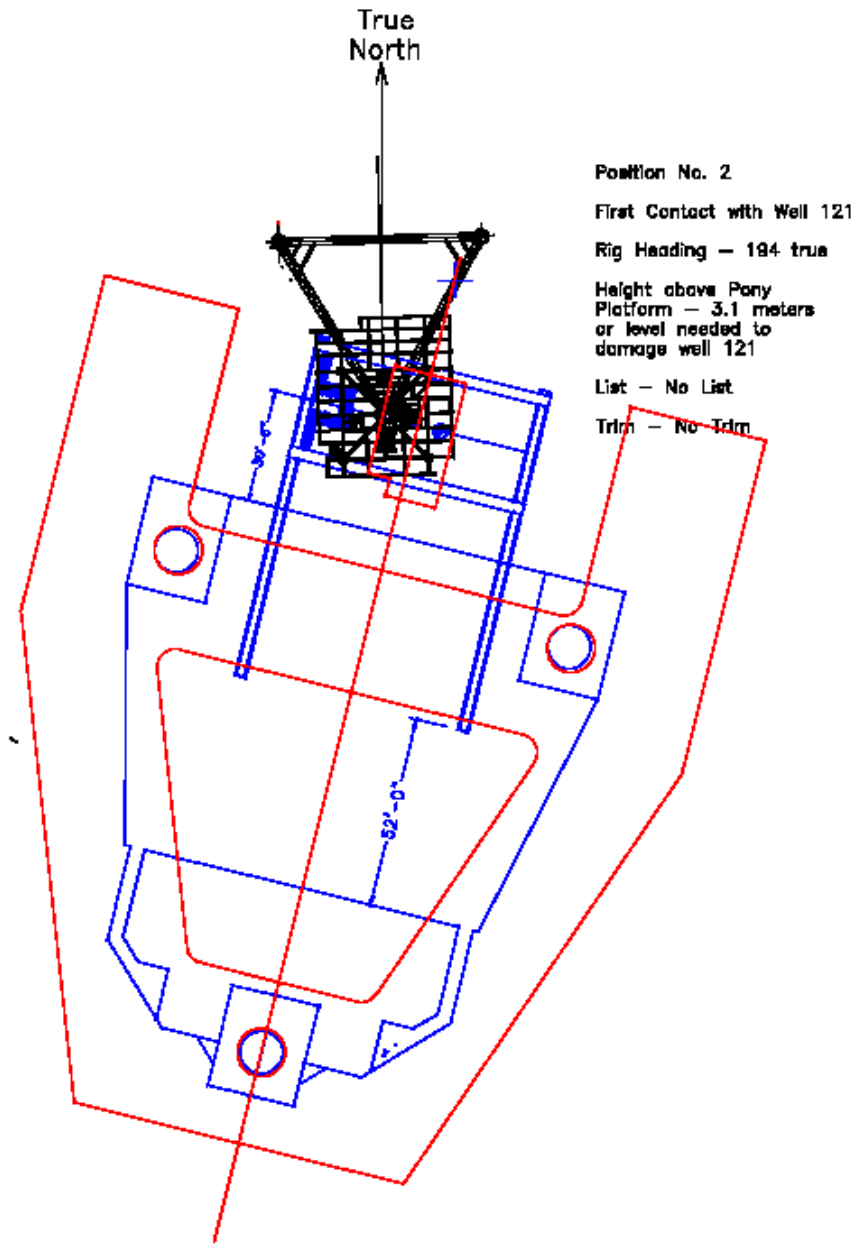


Figura 4.11. Dibujo esquemático indicando la posición de la Usumacinta al momento del primer contact con el Pozo 121

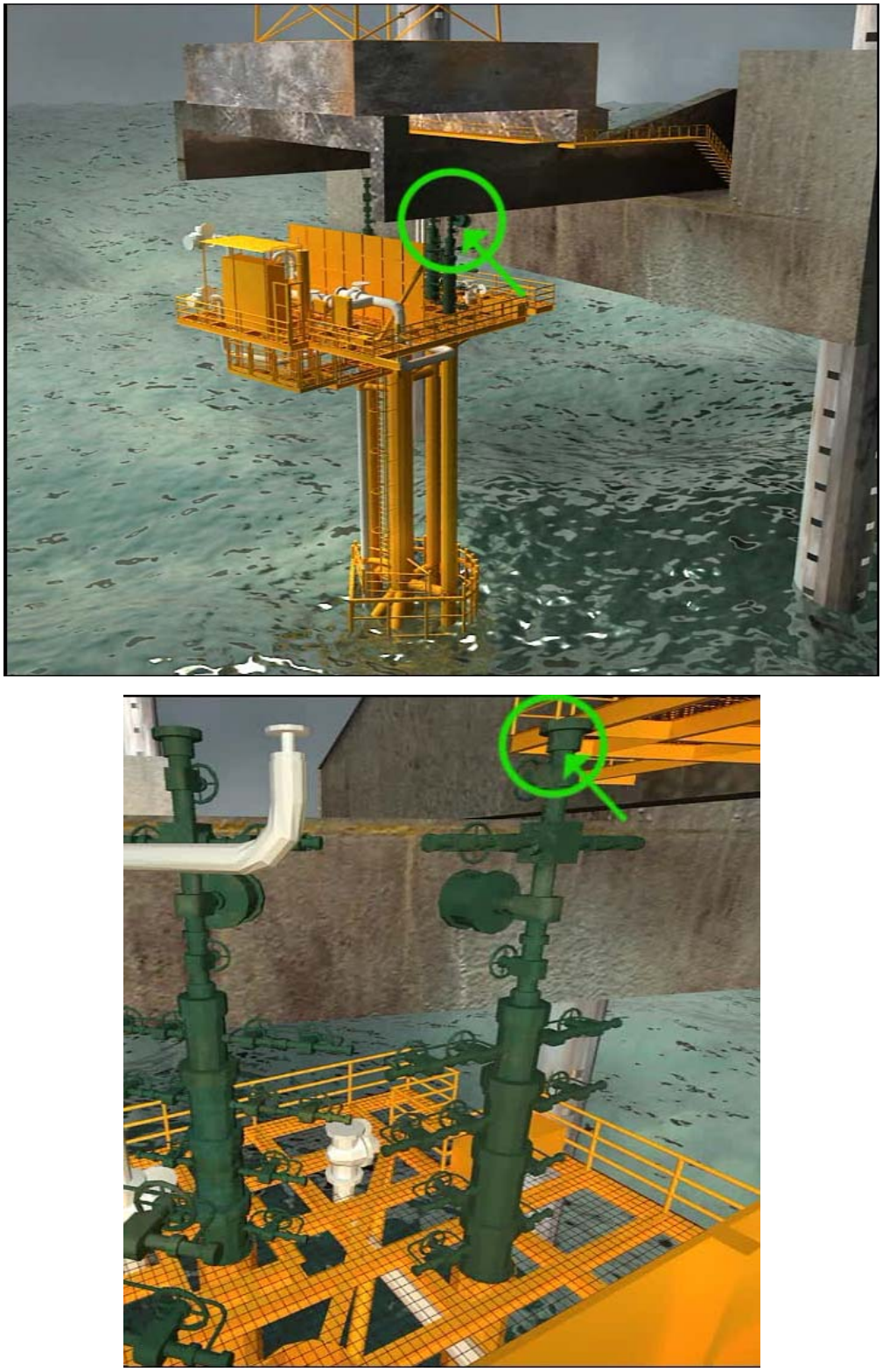


Figura 4.12. Representación tridimensional del primer contacto de la Usumacinta con el Pozo 121

Contacto con el Pozo 101

Después del contacto con el Pozo 121, la plataforma de perforación siguió con su movimiento de balanceo, rotación, desplazamiento lateral y asentamiento, impactando al Pozo 101 en el proceso. El contacto con el Pozo 101 ocurrió después de haberse tomado la decisión de abandonar la Usumacinta. Con base en el análisis sustentado en la modelación se infiere que la repisa auxiliar tuvo contacto con el Pozo 101 cuando la plataforma PAE estaba orientada a 181º y que el fondo de la viga del cantiléver tocó el perfil superior del muro contraincendio (a unos tres metros sobre la cubierta de la plataforma fija). En ese momento la Usimacinta muestra aproximadamente 1º de inclinación lateral y 1º de asiento proa-popa. La Figura 4.13 muestra un dibujo esquemático de la posición de la Usumacinta al momento del primer contacto con el Pozo 101 y la Figura 4.14 la muestra en formato tridimensional.

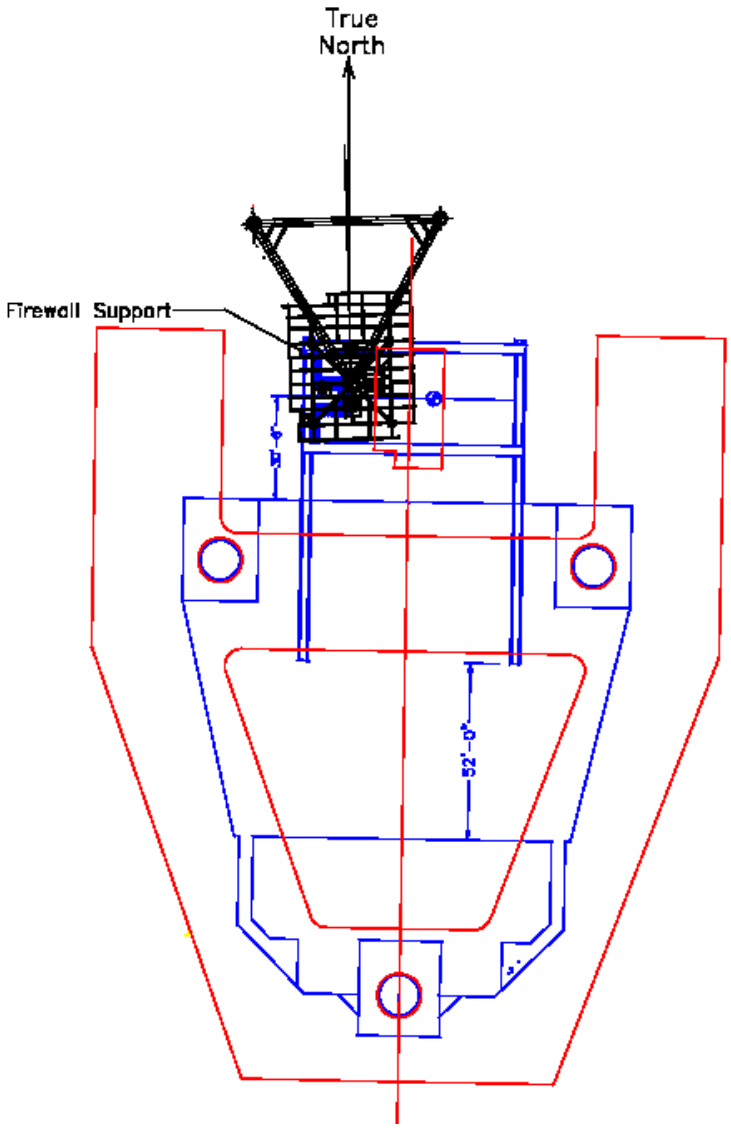


Figura 4.13. Dibujo esquemático indicando la posición de la Usumacinta al momento del primer contacto con el Pozo 101

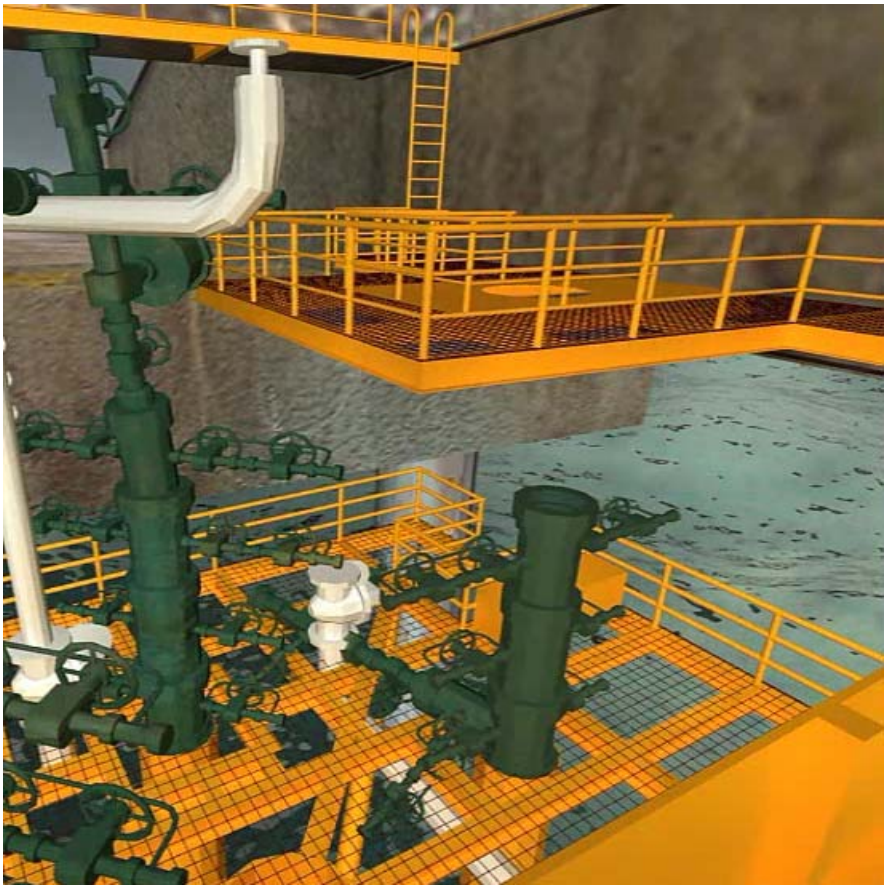


Figura 4.14. Representación tridimensional del primer contacto de la Usumacinta con el Pozo 121

Posición Final de la Usumacinta

Después de su contacto con el Pozo 101, se calcula que la Usumacinta dejó de girar al quedar restringida por los orificios cilíndricos de penetración. Luego se asentó más y se incrementó su grado de inclinación y asentamiento proa-popa. Como se mencionó antes, por inferencia se supone que esto se produjo por un proceso similar a la licuefacción del suelo dentro de y contiguo a los orificios, siguiendo hasta que el extremo del cantiléver quedó ligeramente por debajo del piso tipo rejilla en la cubierta de la plataforma fija KAB-101. Cualquier otro mecanismo hubiera deformado las características del lecho marino de manera muy distinta a lo que se observó poco tiempo después del incidente, siendo demasiado corto ese intervalo para permitir el relleno o movimiento de suelos a escala significativa.

Aparentemente el lado interior del patín inferior del cantiléver desplazó al Pozo 121 unos 45 cm según se venía bajando, además de ocasionar una rotación significativa del conductor y otros encamisados. Lo anterior se nota por la variación direccional de los flujos e incendios a chorro que emanan de las válvulas laterales que aparentemente fallaron durante los eventos. De acuerdo con las fotografías y los análisis batimétricos, la posición final de la Usumacinta quedó con orientación de 158° e inclinación de 5.6° a babor y asentamiento hacia popa de 3.1°. Antes de llegar a dicha posición final la repisa auxiliar fue desprendida de la viga del cantiléver cuando ésta bajó hasta su posición final al costado oeste del Pozo 121. Al bajar el cantiléver arrancó las

válvulas laterales de lo que quedaba del árbol de producción del Pozo 121. La Figura 4.15 presenta un dibujo esquemática de la posición final de la Usumacinta y la Figura 4.16 la muestra en formato tridimensional.

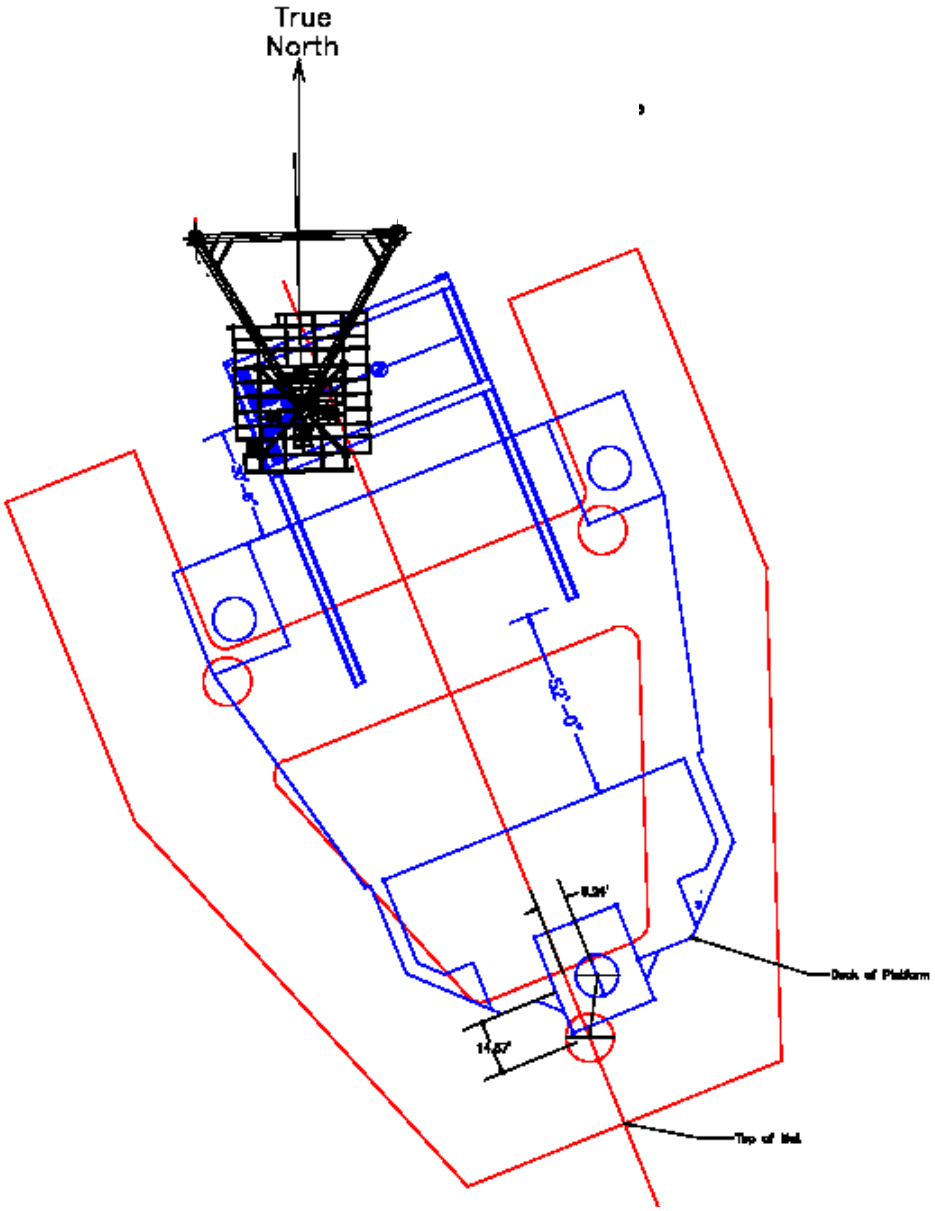


Figura 4.15. Dibujo esquemático de la posición final de la Usumacinta

Figure 4.16. Representación tridimensional de la posición final de la Usumacinta

Aspectos Metaoceánicos: Vientos, Oleaje y Corrientes

La evidencia deja claro que los aspectos metaoceánicos generados durante el Frente Frío 4 fueron intensos y contribuyeron al movimiento de la Usumacinta. A continuación se describen con detalle los aspectos importantes de este Análisis Causa-Raíz en relación con la severidad de la tormenta en el área de la plataforma fija, incluyendo las condiciones marinas y las cargas que generan, además de la indiferencia histórica referente a las tormentas no tropicales.

Severidad de la Tormenta en la Plataforma Fija KAB-101: Estimación de las Condiciones Meteorológicas Históricas

La estimación[50,51] de las condiciones meteorológicas mar adentro durante la tormenta de octubre del 2007 en la Sonda de Campeche fue elaborada por dos empresas meteorológicas que se especializan en el Golfo de México: Wilkens Weather Technologies y Oceanweather, Inc. Las técnicas empleadas para generar las estimaciones de condiciones meteorológicas históricas (hindcast) incluyen el análisis estadístico y modelación numérica de los datos capturados por instrumentos de medición instalados en boyas, naves y estaciones meteorológicas. Todas las técnicas empleadas por estas empresas han sido aprobadas por expertos en la materia y aceptadas como estándares por la industria. La diferencia más notable entre las dos estimaciones históricas tiene que ver con la resolución temporal. Oceanweather, Inc., calcula las condiciones históricas cada 30 minutos mientras que Wilkens Weather Technologies lo hace cada tres horas. El Anexo N contiene las proyecciones temporales de las condiciones meteorológicas estimadas para el área de la Usumacinta.

Los Tablas 4.2 y 4.3 presentan las condiciones máximas respecto a los vientos, el oleaje y las corrientes estimadas por ambas empresas. La altura del oleaje significativo (el tercio más alto de todas las olas) iba de 6.71 a 7.60 metros, con la altura máxima del oleaje entre 10.97 y 12.42 metros. La estimación elaborada por Oceanweather, Inc., tiende a atribuir cifras mayores con respecto tanto a la velocidad del viento como a la altura del oleaje porque la mayor resolución temporal de su estudio capta mejor las condiciones pico del evento. El Anexo N contiene una serie de gráficas elaboradas por Oceanweather, Inc., que representan los vientos máximos y las condiciones marinas máximas estimadas para el evento de octubre en todo el Golfo de México.

Tabla 4.2. Estimación de las condiciones máximas en el area de la Usumacinta el 23 de octubre del 2007 (Fuente: Wilkens Weather Technologies)

Pronóstico reprospectito de Wilkens Weather	
Altura máxima de una ola importante (pies)	22
Altura máxima de una ola importante (m)	6.71
Altura máxima de la ola (pies)	36
Altura máxima de la ola (m)	10.97
Viento máximo sostenido (kts)	46
Ráfagas de viento máximas (kts)	69

Tabla 4.3. Estimación de las condiciones máximas en el area de la Usumacinta el 23 de Octubre del 2007 (Fuente: Oceanweather, Inc.)

OceanWeather	
Altura máxima de una ola importante (pies)	24.93
Altura máxima de una ola importante (m)	7.60
Altura máxima de la ola (pies)	40.80
Altura máxima de la ola (m)	12.42
Viento sostenido máximo (m/s)	21.51
Viento sostenido máximo (kts)	41.43
Ráfagas de viento máximas (ms)	62.5941
Corriente máxima (ms)	0.494

El parámetro más útil de la intensidad de una tormenta es la comparación con los valores estadísticos de las tormentas de un año, 50 años y 100 años. Estas estimaciones resultan del análisis de todos los datos disponibles en la región para determinar los intervalos de recurrencia de un año, 50 años y 100 años para ciertas condiciones de los vientos y el oleaje. El Tabla 4.4 presenta las condiciones de un año, 50 años y 100 años tomando en cuenta todos los meses del año y todos los tipos de tormentas. Ambas estimaciones de las condiciones meteorológicas para el evento objeto de esta investigación son muy similares a los valores para una tormenta de un año, tomando en cuenta todo tipo de tormenta (p.ej., huracanes y frentes fríos). Luego el Tabla

4.5 se enfoca sólo en las tormentas no tropicales (p.ej., frentes fríos) de 50 años y 100 años. El evento de marras se acerca a un evento de 50 años cuando sólo se consideran los frentes fríos.

Tabla 4.4. Estimación de las condiciones máximas de las tormentas de un año, 50 años y 100 años (incluyendo eventos tropicales y no tropicales) en el area de la Usumacinta (Fuente: Wilkens Weather Technologies)

	1 Año	50 Años	100 Años
Ráfagas Máximas (Nudos)	63.0	111.0	123.0
Altura Ola Significativa (m)	7.0	9.8	10.4
Altura Ola Máxima (m)	11.9	16.8	18.0
Corriientes de Viento conducidas Máxima (nudos)	0.9	1.8	2.1

Tabla 4.5. Estimación de las condiciones máximas de las tormentas de 50 años y 100 años en el mes de octubre (sólo tormentas no tropicales) en el área de la Usumacinta (Fuente: Wilkens Weather Technologies)

	50 Años	100 Años
Ráfagas Máximas (Nudos)	74.0	84.0
Altura Ola Significativa (m)	7.0	8.5
Altura Ola Máxima (m)	11.9	14.5
Corriientes de Viento conducidas Máxima (nudos)	1.0	1.2

Aunque esta comparación directa da una idea de la magnitud, es importante notar que los valores presentados en el Tabla 4.5 incluyen todas las tormentas tropicales (p.ej., huracán) y no tropicales (p.ej., frente frío). El evento de octubre del 2007 fue un frente frío no tropical. Con el fin de obtener una comparación más directa a los eventos no tropicales, Oceanweather, Inc., elaboró un resumen estimado de las condiciones meteorológicas históricas para todas las tormentas no tropicales entre 1958 y 2000. El evento de octubre del 2007 generó el segundo oleaje más alto y la más alta velocidad de vientos registrados para eventos no tropicales (véase la Figura 4.17). Si bien se trata de un frente frío de intensidad extraordinaria, sólo representa un evento de un año cuando se toman en cuenta las tormentas tropicales.

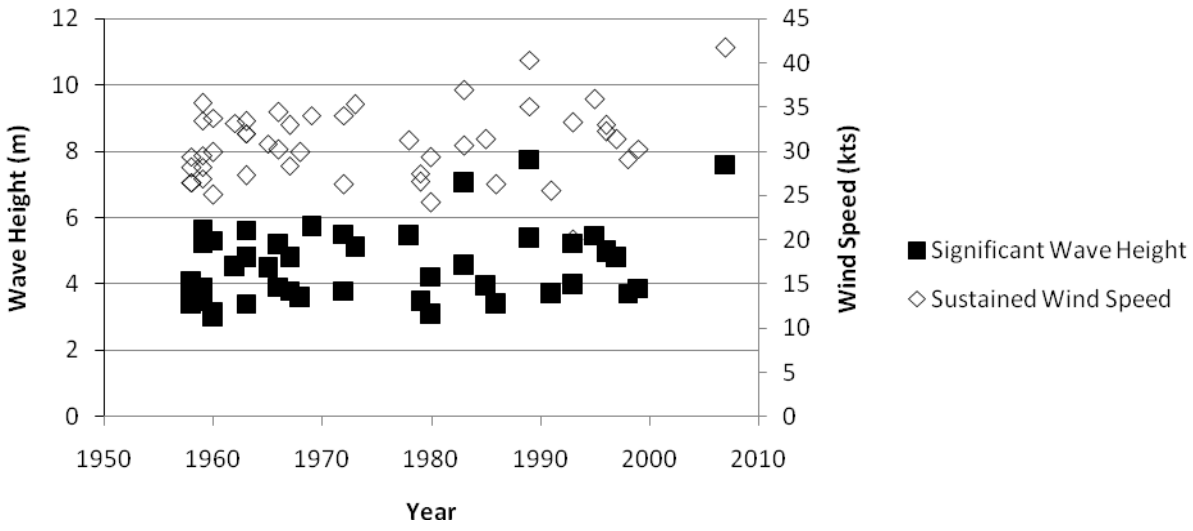


Figura 4.17. Condiciones máximas de vientos y oleaje en el area de la Usumacinta durante todos los eventos tropicales entre 1958 y 2000 (se incluye el evento de octubre del 2007 para efectos de comparación)

Por el momento, basta hacer notar que fueron reportados fuertes vientos y oleaje antes de y durante el incidente, de acuerdo con los datos proporcionados por PEMEX,[36,38] los cuales indican claramente que los aspectos metaoceánicos representan un factor contribuyente para este incidente.

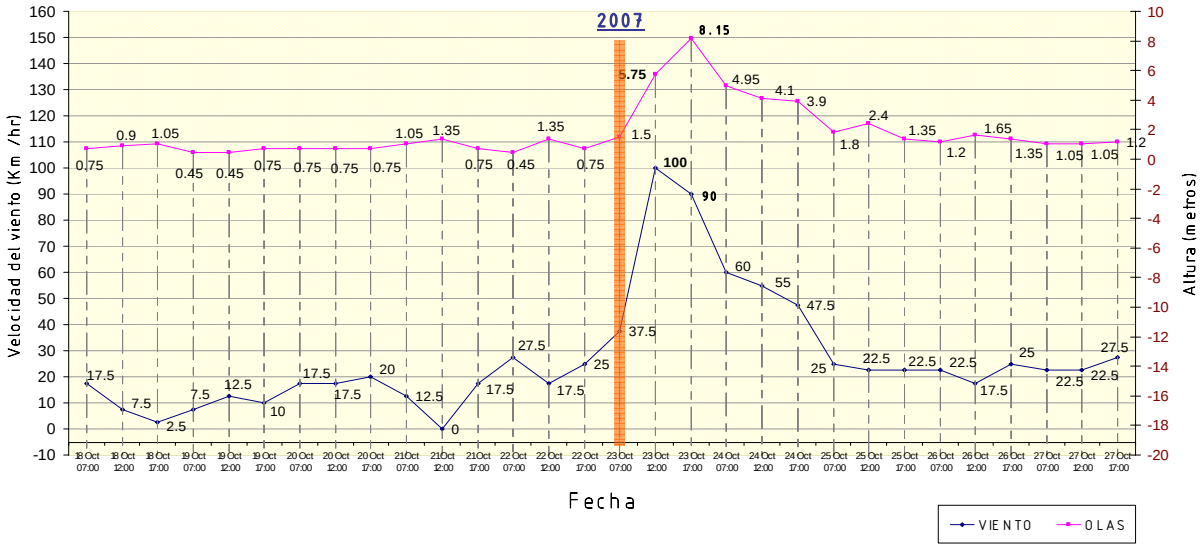


Figura 4.18. Historial de vientos y oleaje antes de y durante el incidente

Hallazgos. Las amenazas presentadas por los aspectos metaoceánicos el 23 de octubre fueron un factor causal de este incidente. Las estimaciones históricas dejan claro que el Frente Frío 4 fue una tormenta no tropical intensa. Aunque la Usumacinta no se encontraba dentro de la zona oficialmente designada como tormenta severa, siempre experimentó una tormenta muy intensa con las condiciones marinas correspondientes. Sin embargo, al evaluar el evento desde la perspectiva de todos los meses del año, el Frente Frío 4 representa un evento de un año

(incluyendo tormentas tropicales y no tropicales). Por lo tanto, se deben establecer procedimientos, planes de contingencia y criterios de decisión para las operaciones mar adentro durante los eventos meteorológicos. Asimismo, estas amenazas se deben tomar en cuenta durante la elaboración de los planes para el desarrollo de los campos petroleros. Si bien es cierto que PEMEX y PC cuentan con amplios procedimientos y planes de contingencia para los huracanes, no existen procedimientos ni planes correspondientes para las tormentas no tropicales.

Condiciones Marinas y las Cargas Correspondientes

Aunque las condiciones meteorológicas del 23 de octubre del 2007 fueron intensas, había otras plataformas de perforación trabajando en la misma área que no sufrieron el movimiento extremo que experimentó la Usumacinta. La Figura 4.19 indica la ubicación de la Usumacinta, Grijalva, Pride Colorado, Pride Carolina, Pride Tennessee y Sonora para el 23 de octubre del 2007. De todas las plataformas de perforación que sintieron el embiste del Frente Frío 4, la Usumacinta fue la única que acababa de llegar a su posición, por lo que no había recibido ninguna de sus cargas variables. Es decir, estaba en condición de embarcación semi liviana (near-lightship). Las demás plataformas de perforación tenían bastante tiempo trabajando en la misma área, así que ya llevaban sus cargas variables.

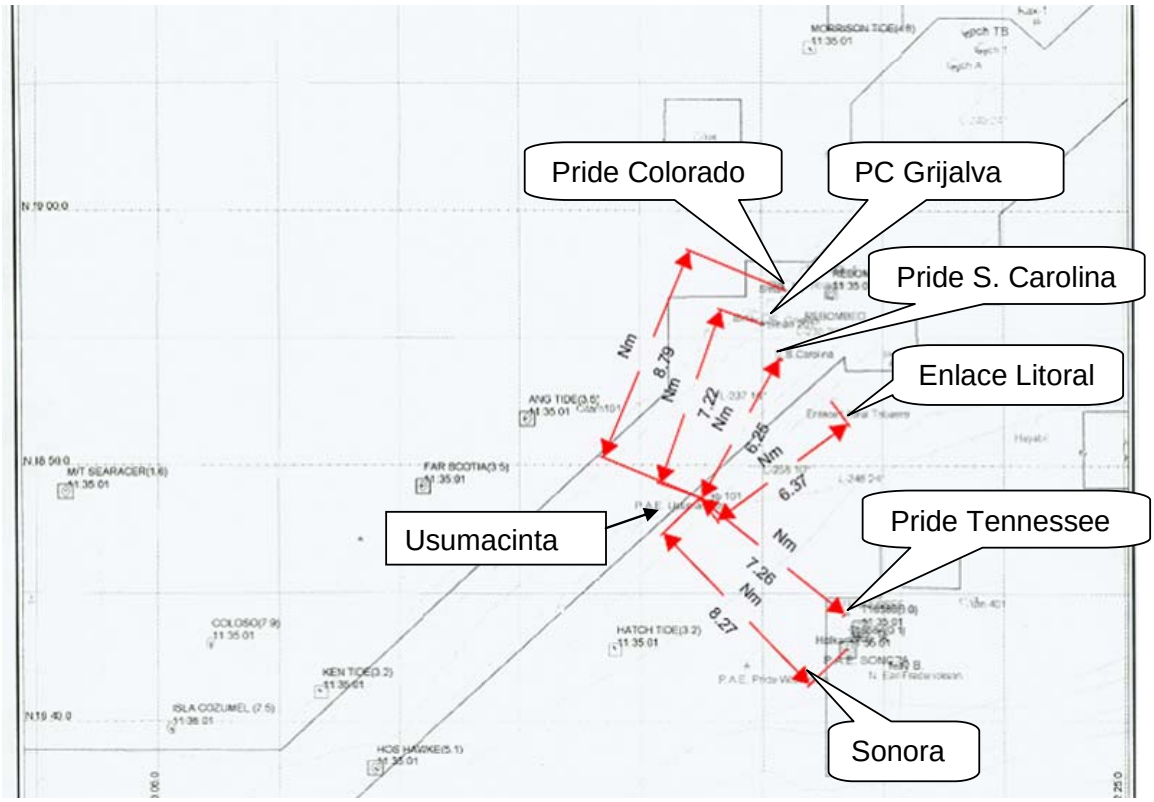


Figure 4.19. Ubicación de las otras plataformas de perforación en relación con la Usumacinta al momento del Frente Frío 4

El manual de operaciones[54] de la Usumacinta indica las limitaciones referentes a las condiciones de operación. Dicho documento especifica las cargas máximas en gancho como una función de las cargas ambientales y otras condiciones, con las correspondientes fuerzas de los

vientos y el oleaje determinadas de conformidad con los procedimientos de cálculo aprobados por la ABS. El diseño de la Usumacinta tomó en cuenta tres condiciones: traslado (retracción del cantiléver y elevación del mat; retiro, remolcamiento y acercamiento); posicionamiento in situ (incluyendo descenso del mat y extensión del cantiléver); y la carga y operación in situ. Sin embargo, no queda claro si los análisis de soporte y estabilidad del lecho marino reflejan las condiciones de embarcación semi liviana (lightship) que pueden existir durante el tránsito pero especialmente entre la extensión del cantiléver y la recepción de la carga variable.

Los cálculos posteriores(145) indicaron que, si bien las condiciones metaoceánicas que afectaron a la Usumacinta durante la tormenta de octubre fueron intensas, faltó mucho para que superaran las condiciones máximas contempladas en el diseño de la plataforma PAE.[12] La Usumacinta está diseñada para operar en una gama de condiciones respecto a la profundidad del agua y las condiciones del oleaje, a saber: profundidad máxima de 61 metros (dependiendo de la época del año); vientos máximos de 182 km/hr; y olas de 18-19 metros de altura (dependiendo de la profundidad del agua). El Frente Frío 4 no generó condiciones cercanas a ninguno de estos valores máximos.

Los cálculos también indican que hasta los suelos muy débiles pueden soportar el peso de la Usumacinta sin que sufra el asentamiento o desplazamiento notable. La resistencia al corte requerida para evitar el desplazamiento lateral en las condiciones de tormenta generadas por el Frente Frío 4 fueron calculados en unos 68 psf (libras sobre pies cuadrados)(145). Esta cifra se considera un requerimiento muy bajo, comparable con los niveles de resistencia al corte vistos en los suelos más débiles del Golfo de México septentrional (los cuales normalmente no son inferiores a los 50 psf). Se permite suponer que la Usumacinta tendría suficiente resistencia con penetración de 1.5 metros para resistir las cargas impuestas por la tormenta, incluyendo las cargas impuestas al mat por el oleaje.[13] Por lo tanto, se concluye que otras condiciones, como los orificios cilíndricos de penetración de perforación existentes y la condición de embarcación semi liviana de la Usumacinta, en combinación con las cargas impuestas por la tormenta causaron el desplazamiento lateral, asentamiento e inclinación de la Usumacinta.

Hallazgos. Las cargas impuestas por la tormenta constituyeron un factor causal del incidente, pero sólo en combinación con la falla de la capacidad de soporte del lecho marino debajo del mat y con la condición de embarcación semi liviana de la Usumacinta. Si bien la Usumacinta fue diseñada para operar en aguas de hasta 61 metros de profundidad y resistir vientos de hasta 182 km/hr y olas de hasta 19 metros de altura (en aguas de 30 metros de profundidad), las cargas generadas por el Frente Frío 4 en combinación con su condición de embarcación semi liviana de la plataforma PAE y la falla de la capacidad de soporte del lecho marino provocaron el

---

[12] El área del mat es de 2021 m^2; fuerza por oleaje de 605 kips; fuerza por vientos de 109 kips; fuerza por oleaje sobre el mat de 770 kips (suponiendo incrustación de 1.50 mt y protrusión de 1.50 mt sobre el lecho marino); y fuerza lateral total (incluyendo las cargas sobre el mat) de 1484 kips. Con base en esta información, se calcula que se requiere 68.2 psf de resistencia para evitar el desplazamiento lateral, inlcuyendo las cargas por oleaje sobre el mat.

[13] Las cargas horizontales contra el mat por el oleaje pueden ser muy grandes por la diferencia en presión que actúo sobre los costados del mat cerca del lecho marino con el paso de una ola. También existe la fuerza de arrastre, pero ésta tiende a ser menor que el componente inercia de la fuerza. Asimismo, existe un momento volcador aplicado al lecho marino por el paso de una ola, pero generalmente la presencia del mat no afecta mucho a ese elemento.

Brian Lee

desplazamiento de la PAE desde su posición original. La capacidad para el servicio de la Usumacinta queda clara pese a dichos límites, en vista del hecho de que varias plataformas de perforación de diseño similar soportaron la tormenta sin 'fallas' como lo han hecho en anteriores múltiples ocasiones.[p.ej. 2-10, 21-23] Si bien es cierto que algunas plataformas experimentaron problemas y dos quedaron ligeramente inclinadas, ninguna otra 'falló' ni sufrió daños que impidieran la reanudación inmediata de operaciones después del paso del Frente Frío 4.[136]

Tormentas Tropicales versus Tormentas No Tropicales

Existen abundantes indicios que señalan que el desarrollo del Frente Frío 4 estaba siendo monitoreado por varias entidades, incluyendo la U.S. Weather Bureau, la CONAGUA y el servicio meteorológico de PEMEX. Durante el transcurso de un año pasan muchos frentes fríos por el Golfo de México y la práctica generalizada en la industria ha sido de tratarlos como eventos de menor riesgo. Esta práctica se basa en la experiencia y en la percepción de que los huracanes representan un riesgo muy mayor que los otros tipos de tormentas en el Golfo de México. El riesgo que representa los huracanes es ampliamente reconocido, más aún no se ha logrado elaborar un proceso de modelación precisa para pronosticar el desarrollo, fuerza y ruta de los huracanes. Además, los patrones climatológicos cambiantes han cambiado la percepción de las amenazas reconocidas como los huracanes pero también de los eventos históricamente subestimados como son los frentes fríos. Este hecho es especialmente relevante porque cada vez se presta mayor atención al Golfo de México y su importancia económica regional.

Se ha incrementado el volumen de actividades de exploración y producción en todo el Golfo debido al enfoque cada vez mayor en la explotación de las reservas en aguas profundas. Los pronósticos meteorológicos precisos son cada vez más importantes para la industria petrolera mar adentro para poder calcular mejor los riesgos que enfrentan las operaciones que son de importancia primordial para la infraestructura energética. Sin embargo, los patrones climatológicos cambiantes están obligando a la industria mar adentro a entender cómo responder mejor a dichos riesgos. Aún en el caso del riesgo ya reconocido respecto a los huracanes, la actitud de la industria se está cambiando referente a cómo se prepara ante tales eventos. Como ejemplo de esto, la MMS recientemente adoptó una serie de recomendaciones nuevas del API sobre el diseño de las plataformas existentes y futuras, las cuales entraron en vigencia el 15 de mayo del 2008. Los diseños de las plataformas ahora deben cumplir con el nuevo criterio para tormentas de 100 años, que incluye un espacio libre (air gap) mayor. Varias empresas perforadoras contratistas ya engrosaron los cabos de amarre desde 8 puntos hasta 12 ó 16 puntos. Las empresas operadoras con estructuras que no cumplan con los nuevos lineamientos de la MMS debían presentar planes de mitigación a más tardar para el 1ro de junio del 2008. Dichos planes podrían incluir acciones que van desde la eliminación de equipos de alto riesgo hasta la elevación de las plataformas de perforación para satisfacer los nuevos requerimientos referentes al espacio libre.[146]

En la actualidad se están estudiando los fenómenos climatológicos históricamente subestimados en el Golfo con el fin de entender mejor las amenazas potenciales. La seguridad de las operaciones es una preocupación compartida y si bien los paros de producción prolongadas son costosos, son preferibles en lugar de la pérdida de vidas humanas o los daños a la infraestructura. Se espera que los sistemas de observación oceanográfica actualmente en etapa de investigación y desarrollo disminuyan la incertidumbre de los pronósticos e incrementen el valor de los datos meteorológicos y oceanográficos en todo el Golfo.[147]

Brian Lee

El incidente desafortunado que afectó a la Usumacinta el 23 de octubre del 2007 destaca de manera dramática la amenaza que representan los eventos meteorológicos que históricamente han sido subestimados. Ofrece poco consuelo el hecho de que una tormenta no tropical de la magnitud del Frente Frío 4 ocurre sólo una vez cada 50 años. Cuando se habla de las tormentas tropicales, el área donde se encuentra la Usumacinta experimentará condiciones meteorológicas similares aproximadamente una vez al año. Asimismo, ante la posibe variación de los patrones climatológicos en el Golfo se disminuiría el valor de la experiencia previa con tales eventos meteorológicos.

Los tripulantes de otras plataformas de perforación que experimentaron la misma tormenta afirmaron en las entrevistas que estaban esperando condiciones de menor intensidad. Si bien es cierto que de verdad estaban esperando algo menos intenso, el hecho es que los pronósticos disponibles advirtieron sobre un evento meteorológico intenso.[140]

Como se mencionó antes, existen prácticas establecidas en toda región del mundo referente a los huracanes porque se reconoce ampliamente que las instalaciones de EyP mar adentro pueden sufrir daños significativos por tormentas de esa intensidad, incluyendo el desplazamiento de las plataformas de perforación[p.ej., 37,45]. Los códigos y lineamientos regulatorios que se refieren a los eventos meteorológicos severos se limitan específicamente a los huracanes. Por ejemplo, las versiones actualizadas de códigos publicadas en el 2007 indican específicamente que no se aplican a tormentas como los frentes fríos. El resultado fue lo mismo cuando se revisó la literatura correspondiente. En cambio, por lo general no existen prácticas bien definidas para casos de tormentas de menor severidad, normalmente porque los vientos y las condiciones marinas correspondientes son mucho menos intensos. Por lo tanto, las decisiones sobre qué hacer con el personal y con la plataforma ante los pronósticos meteorológicos (salvo los que advierten de huracanes) se basan en la experiencia del Superintendente.

Sin la existencia de lineamientos claros en los códigos y reglamentos o en la literatura sobre los impactos de tormentas como los frentes fríos, se puede suponer que no habrá mayor cambio en las acciones de las otras empresas de exploración y producción mar adentro y sus contratistas que operan las plataformas de perforación. Lo anterior quedó confirmado cuando fueron entrevistados los representantes de algunos contratistas sobre las lecciones aprendidas ya que sus respuestas indicaron que tales aspectos no eran objeto de preocupación antes de este incidente.

Hallazgos. Como se mencionó antes, el Frente Frío 4 representa una tormenta no tropical de 50 años, pero cada año ocurre una tormenta de la misma magnitud en el área donde sucedió el incidente de la Usumacinta. Un huracán se considera un evento que pone en peligro vidas humanas y PEMEX ha establecido procedimientos de respuesta a emergencias[40,135] para lidiar con los huracanes. Sin embargo, no existe ningún procedimiento parecido para lidiar con los frentes fríos. Sería más prudente evaluar el riesgo de un evento meteorológico con base en información más precisa en lugar de sólo poner etiquetas como 'frente frío' o 'huracán'.

Condiciones del Lecho Marino Alrededor de la Plataforma Fija KAB-101

Si bien es cierto que las condiciones meteorológicas eran muy intensas el 23 de octubre del 2007, su magnitud no era tan extraordinaria como para señalarlas como el único factor causal que haya provocado el movimiento de la plataforma PAE Usumacinta. Había otras plataformas en el área que soportaron el embiste de la tormenta sin sufrir incidentes significativos. De ahí la pregunta: ¿Por qué los efectos del Frente Frío 4 fueron tan severos para la Usumacinta? La explicación que más concuerda con los hechos es que el movimiento fue producto de las condiciones

meteorológicas intensas y otros problemas como la falla de la capacidad de soporte del lecho marino y la condición de 'embarcación semi liviana' de la Usumacinta. Esta subsección del reporte analiza los problemas descubiertos por el análisis de la capacidad de soporte del lecho marino alrededor de la plataforma fija.

Cambios en la Capacidad de Soporte del Lecho Marino Alrededor de la KAB-101

En los años desde la instalación de la plataforma fija KAB-101, varias unidades móviles de perforación mar adentro (MODUs) han llegado al mismo sitio para dar mantenimiento a los pozos existentes y perforar nuevos pozos para aumentar la producción. La primera fue la Sonat 87, una PAE-IL que llegó para perforar un pozo exploratorio. Las terminaciones (spud cans) de las piernas de la Sonat 87[69,70] miden unos 15 metros de ancho y pueden crear impresiones llamadas 'orificios cilíndricos de penetración' en el lecho marino cuando la plataforma se retira del lugar. Estos orificios pueden debilitar la capacidad de soporte del lecho marino y, dadas las condiciones necesarias, pueden causar el asentamiento de las plataformas que lleguen posteriormente al sitio.

La presencia posterior de las plataformas con mat Pride Nebraska y Pride Texas para trabajos de mantenimiento también alteró las condiciones del lecho marino alrededor de la plataforma fija. La Pride Nebraska tiene el mat idéntico a la Usumacinta, mientras que la Pride Texas tiene el mat de mayor tamaño (véase la Figura 4.19). Las alteraciones que la presencia de una plataforma con mat puede ocasionar al lecho marino incluyen cierto asentamiento para desarrollar una capacidad de soporte adecuada, la consolidación (desecación), distorsión, deformación elástica, plastodeformación o la deformación viscosa del suelo a largo plazo.[4]

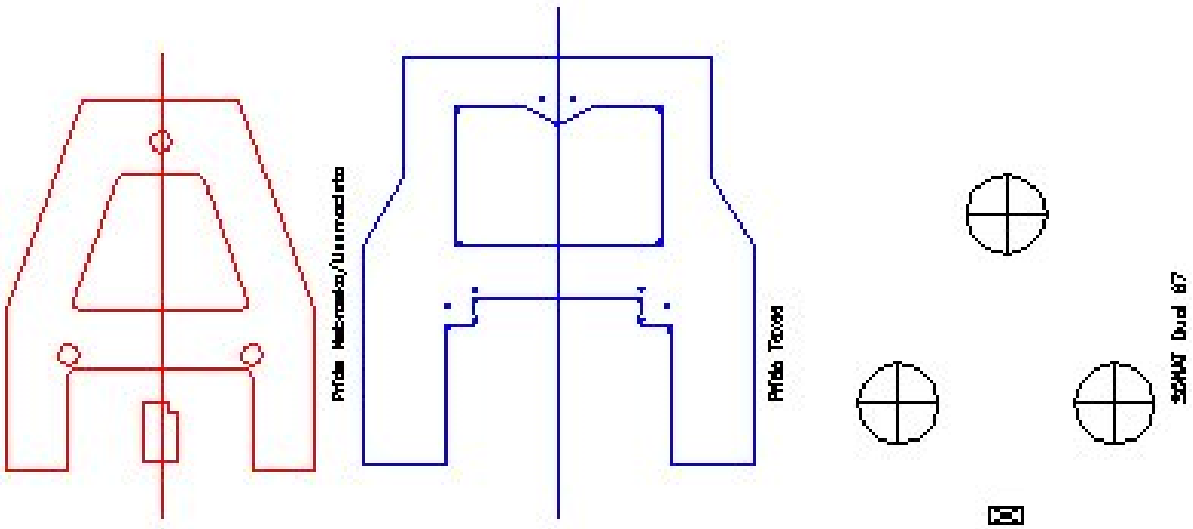


Figura 4.20. Dimensiones relativas de las plataformas de perforación previamente ubicadas contiguo a la plataforma fija KAB-101

Como se explicó en la Sección 2, existe una preocupación razonable respecto a los orificios cilíndricos de penetración, huellas de mat y otras alteraciones del lecho marino que pueden afectar su capacidad de soporte. Tales alteraciones ocurren en los campos de EyP mar adentro en toda región del mundo, más sus efectos potenciales tienden a ser subestimados en la literatura.

Por lo tanto, las políticas y procedimientos de PEMEX deben tomar en cuenta estos riesgos para garantizar la seguridad de su personal y del medio ambiente.

Orificios Cilíndricos de Pentración

La plataforma PAE-IL Sonat 87 perforó un pozo exploratorio en el campo de producción KAB en 1994. En la Sección 2 se explicó que las piernas de la Sonat 87 dejan orificios cilíndricos de penetración de más de 15 metros de profundidad[14] y de igual diámetro. Si bien es cierto que los orificios se llenan de sedimento con el tiempo, la literatura indica que el sitio queda mucho más débil que el lecho marino original(6),probablemente porque partes del fondo estan hechos de suelo no consolidado. Por lo tanto, los orificios cilíndricos de penetración pueden debilitar la capacidad de soporte del lecho marino y dadas las condiciones necesarias, pueden causar el hundimiento de una plataforma.

De acuerdo con lo reportado por la empresa Geoscience Earth & Marine Services, Inc.®(GEMS)[15], las huellas que dejan las plataformas autoelevables con mat en los suelos arcillosos pueden medir más de diez metros de ancho y profundidad y quedar rodeadas de arcilla muy alterada.(Stewart, 2001) Sería útil contar con los resultados del estudio batimétrico realizado antes del posicionamiento de la PAE (o antes de su desplazamiento y rotación) para poder determinar si había depresiones en el lecho marino en el lugar de las huellas. Es posible que las depresiones significativas por las huellas anteriores (en su caso) hayan sido rellenadas por el suelo empujado por el desplazamiento de la Usumacinta, dando la apariencia de un lecho marino plano.

En vista de la posición final de Usumacinta después del incidente (véase la Figura 4.5), se hace evidente que la Usumacinta de hecho giró y se desplazó lateralmente hasta quedar sobre los orificios cilíndricos de penetración existentes y luego se hundió varios metros. Lo anterior implica que se puede suponer un proceso de asentamiento compuesto por dos etapas. Primero se da un asentamiento inicial ocasionado por el colapso de los orificios cilíndricos de penetración debajo del mat de la Usumacinta. Se calcula que este colapso podría causar el asentamiento vertical de 3-4 metros, dependiendo de los supuestos referentes a la resistencia de los orificios y su diámetro efectivo producto del lavado a chorro. El asentamiento de una plataforma (y la inclinación lateral y en sentido proa-popa) puede ocurrir cuando se sobrepasa la capacidad de soporte del suelo. Este fenómeno no necesariamente tiene que ser repentino porque los suelos no son de naturaleza quebradiza.

Después del asentamiento inicial el mat de la plataforma queda anclado contra una mayor rotación o desplazamiento lateral. Por ser los orificios cilíndricos de penetración del mismo tamaño y estar simétricamente ubicados debajo del mat, lo más probable es que esta modalidad

---

[14] El análisis de las fotografías tomadas cuando la *Sonat 87* estaba trabajando en el sitio donde la KAB-101 fue instalada indican que sus piernas penetraron el lecho marino hasta una profundidad de unos 16 metros. Esta cifra fue calculada con base en la longitud de las piernas según el diseño de la plataforma, la sección de las piernas expuesta sobre la superficie del mar, la profundidad nominal del agua y la altura de los cuadros de vigas con nodos que se utilizan para construir las piernas.

[15] Borrador: Escenario de Falla del Soporte de la plataforma PAE-MC (Anexo al Reporte de Datos Geotécnicos: "PEMEX/Batelle Vibrocores Bay of Campeche, Offshore Mexico, Addendum 01. GEMS Reporte No. 0308-1465, 30 de mayo del 2008

de colapso deje a la plataforma en posición más o menos vertical. Un proceso de asentamiento como el descrito aquí probablemente fue responsable en gran parte del desplazamiento vertical antes de las 1130 horas del 23 de octubre del 2007. El colapso de los orificios cilíndricos de penetración pudo haberse dado tan rápidamente como para poderse sentir, de acuerdo con lo que reportaron algunas personas (como el Superintendente de PEMEX) respecto a lo que percibienron antes de abandonar la Usumacinta.

Hallazgos. La administración de los cambios en las condiciones del lecho marino relacionados con los orificios cilíndricos de penetración fue un factor causal de este incidente. Como se explicó en la Sección 2, a pesar de no ser algo inusual, la alteración del lecho marino causada por los orificios cilíndricos de penetración dejados por la Sonat 87 no fue tomada en cuenta antes de posicionar la Usumacinta. Los orificios dejados por la Sonat 87 parecen ser de suficientemente anchos y profundos como para causar el asentamiento de la Usumacinta. En el futuro se deben tomar medidas para documentar y administrar los cambios en las condiciones del lecho marino y tomar las precauciones del caso cuando el nivel de riesgo lo amerite. El riesgo podría ser especialmente alto donde el lecho marino haya sido alterado por la presencia de otras plataformas de perforación ya sea por la huella que deja el mat de una plataforma tipo MC o por los orificios cilíndricos de penetración que dejan las piernas de una plataforma tipo IL.

Huellas de Mats

Como se mencionó en la Sección 2, desde finales del 2004 hasta el 2007 la Pride Nebraska abrió el Pozo 101 y completó su perforación. Posteriormente la Pride Texas fue posicionada contigua a la plataforma fija KAB-101 para estimular el Pozo 101, perforar y completar el Pozo 121 y comenzar la perforación del Pozo 103. Al momento del incidente la Usumacinta estaba contratada para completar el Pozo 103.

Para entender mejor los cambios en el lecho marino alrededor de la plataforma fija debido a la presencia previa de otras plataformas con mat, SEI realizó un levantamiento geofísico con un equipo multihaz de alta resolución y sonar de escaneo lateral sobre un área de 0.5 km^2 alrededor de la Usumacinta, además de un levantamiento por escaneo por sectores en el área inmediata alrededor de la Plataforma. Los levantamientos se llevaron a cabo entre el 1ro y 5 de febrero del 2008.

SEI detectó que, por lo general, el sitio se caracteriza por la batimetría de relieve muy bajo, de profundidad variable entre 24 y 26 metros. Se da una variación de la batimetría en el área inmediata alrededor del mat en forma de una depresión de aproximadamente un metro debajo del nivel del área circundante. Todos los datos producto de los levantamientos con multihaz, sonar de escaneo lateral y sonar de escaneo por sectores verifican que el mat de la plataforma PAE se ha desplazado tanto lateral como verticalmente desde su posición original en octubre del 2007. Los datos del levantamiento por sonar de escaneo lateral sugieren que existen áreas de alta y baja reflectividad que indican una variación en el carácter de los sedimentos superficiales.[148]

Se obtuvieron datos batimétricos a lo largo de 27 líneas de corte paralelas (véase la Figura 4.21) orientadas oeste-este sobre toda la huella de la Usumacinta. El análisis ocular de las líneas de corte no detectan ninguna expresión superficial de las huellas dejadas por las plataformas anteriores. Las huellas anteriores pueden estar presentes debajo del mat de la Usumacinta o quizás fueron cubiertas por el movimiento de la Usumacinta y por ende no son visibles en el levantamiento superficial.[148] El reporte entregado por MatthewsDaniel en octubre del 2007[29]

Brian Lee

menciona una huella longitudinal dejada por una plataforma de perforación que anteriormente había trabajado en el sitio.[16]

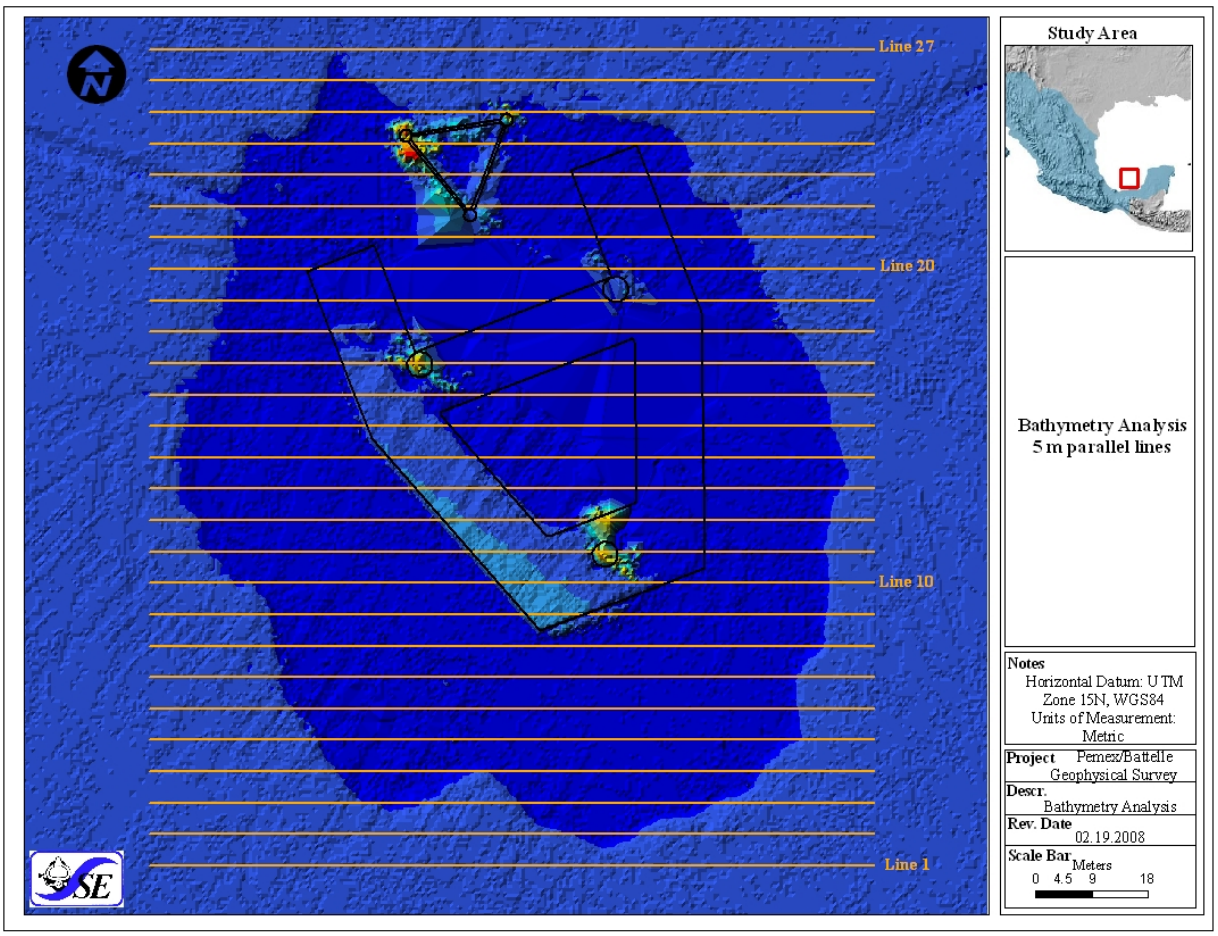


Figura 4.21. Líneas de perfil batimétrico en el area del mat

La depresión mostrada en la Figura 4.21 abarca un área dos o tres veces mayor que el área cubierta por el mat de la Usumacinta y aproximadamente un metro más profunda que el lecho marino natural. De acuerdo con GEMS, se cree que esta depresión fue creada cuando la Usumacinta primero se posó en el sitio y también por las huellas de las otras plataformas con mat que han trabajado en el sitio en años recientes. Podría resultar difícil determinar cuál plataforma haya creado una u otra depresión o depresiones, aunque con futuros levantamientos batimétricos se podrían determinar los efectos del perfil de la depresión sobre la estabilidad. El concepto del 'flujo transversal de sedimentos' puede considerarse distinto con respecto al lecho marino sin alteración alrededor de la depresión en comparación con el suelo dentro de la depresión, el cual se considera alterado. Asimismo, podría ser difícil comparar los cortes o huellas longitudinales

[16] Oceanografía, Referencia Geofísica y Reporte de Posicionamiento. Reporte de Matthews Daniel, octubre del 2007. Indica la ubicación del Ducto de 10", las coordenadas de la plataforma fija KAB-101, la profundidad del agua y la hella de la PAE que antes estuvo en este sitio.

dejadas en el suelo por el movimiento del mat durante el traslado y posicionamiento de una plataforma con los movimientos del mat de la Usumacinta.

De acuerdo con el reporte entregado por GEMS, los levantamientos geofísicos del lecho marino con batimetría y líneas de corte muestran un fondo relativamente plano en el área inmediato alrededor del mat. Existen varias razones que podrían explicar esto:

1. Si la base del mat penetró poco o nada, entonces los montículos de suelo marino o los rasgos en forma de huellas longitudinales o zanjas que produce el desplazamiento de un mat podrían ser insignificativos.
2. Si durante la rotación y desplazamiento del mat se da un movimiento oscilante o cíclico (es decir, un movimiento en el plano vertical y horizontal ambos), el suelo del lecho marino puede quedar efectivamente lavado o expulsado, máxime si el movimiento succiona agua debajo del mat.
3. Si los suelos del lecho marino en este sitio han estado significativamente deformados por la presencia histórica de otras plataformas, se puede suponer que los suelos tendrían mayor tendencia a fluir en vez de amontonarse. Luego la movimiento cíclico de un mat que se desplaza en condiciones de una tormenta tendería a debilitar aun más la resistencia del suelo acumulado. El movimiento cíclico del mat en condiciones de tormenta podría ser más intenso que los movimientos del mat durante las maniobras de posicionamiento, por lo que se puede esperar una respuesta distinta de los suelos en los dos casos.

Hallazgos. Las huellas dejadas por las plataformas anteriores no representan un factor causal ni contribuyente de este incidente. Los análisis no señalan ninguna impresión específica dejada en el lecho marino por las plataformas que históricamente han realizado trabajos en la plataforma fija KAB-101. Los levantamientos del lecho marino muestran que el área donde se posó la Usumacinta es básicamente plana. Parece que la Pride Nebraska, con su mat del mismo tamaño que el mat de la Usumacinta, inició la consolidación de los suelos cerca de la plataforma fija. Luego la Pride Texas consolidó con su huella más grande un área mayor del lecho marino contigua a la plataforma fija donde posteriormente se posó la Usumacinta.

Resistencia del Suelo a las Cargas Impuestas por Tormentas

Al quedar sujeto a cargas horizontales, la base del mat (y por ende la plataforma entera) se desplazará en sentido horizontal cuando la resistencia lateral ofrecida por los suelos resulta insuficiente. Por lo tanto, el desempeño de la base soportada de una plataforma de perforación tipo PAE-MC depende de la magnitud de las cargas impuestas por tormentas sobre la estructura y la resistencia de los suelos que soportan el mat. Los suelos deben tener suficiente resistencia para garantizar un factor de seguridad adecuado contra la volcadura y el desplazamiento lateral. Por lo general se requiere un factor de seguridad de 1.5 como mínimo para proteger contra ambas modalidades de falla del soporte al mat.

Según la empresa ABS Consulting, una plataforma autoelevable de la Clase Bethlehem (como la Usumacinta) en plena operación y totalmente cargada impone al lecho marino una presión de aproximadamente 500 psf, requiriendo así un nivel de resistencia del suelo de poco menos de 100 psf para soportarla. Ese nivel es comparable al máximo esfuerzo cortante impuesto al suelo en las condiciones de huracán contempladas por el diseño de la plataforma, sin contar las fuerzas del oleaje impuestas al mat[(149)]. De lo anterior se desprende que, al sobrepasar las condiciones máximas de diseño en un área caracterizada por los suelos débiles, se vuelve posible el

Brian Lee

desplazamiento lateral de una plataforma de perforación. El esfuerzo máximo impuesto al suelo al momento de la volcadura (calculado por un suelo plenamente elástico) es de aproximadamente la misma magnitud que la presión estática de soporte del fondo. De nuevo, si bien se podría esperar que una PAE Bethlehem posada sobre suelo débil se incline ligeramente durante una tormenta severa, a menos que la resistencia del suelo casi no se incremente con la profundidad o la tormenta supere significativamente los parámetros de diseño, no se podría suponer el asentamiento vertical mayor a un metro salvo donde existieran otras condiciones que afectaran la capacidad de soporte (como los orificios cilíndricos de penetración).[149]

Por lo general, las plataformas autoelevables de perforación con soporte por mat han acumulado un historial operacional relativamente exitoso tanto en el Golfo de México como en otras regiones del mundo. Sin embargo, por varias razones no son idóneas para las condiciones en que normalmente operan (p.ej., lecho marino muy suave), en vista del hecho de que la mayoría de esas plataformas (incluyendo las PAE Bethlehem) no se pueden precargar. De ahí que no se pueden imponer a los suelos debajo del mat los niveles de carga que se esperan de una tormenta. Desde luego esto no representa ningún problema en áreas caracterizadas por suelos resistentes, pero sí puede ser un problema ante suelos muy suaves. No obstante lo anterior, las unidades PAE-MC tienden a funcionar relativamente bien sobre todos los suelos menos los más suaves y aunque se han visto casos de plataformas que se han desplazado y asentado al lecho marino, no se trata de un fenómeno común[149].

Para caracterizar mejor las condiciones de los suelos alrededor de la plataforma fija KAB-101, la empresa SEI realizó una serie de análisis geotécnicos de los sedimentos. En febrero del 2008 fueron recolectados once corazones de muestra de suelo en puntos cercanos al mat de la Usumacinta. El programa de análisis geotécnico fue diseñado para determinar la resistencia, clasificación y propiedades físicas de los suelos del lecho marino con el fin de cuantificar mejor las condiciones de los suelos en el área alrededor del mat y en última instancia, su capacidad para soportar el peso de esta plataforma de perforación. La Figura 4.22 señala los puntos de muestreo y el Anexo N contiene mayor detalle sobre los análisis de los suelos.

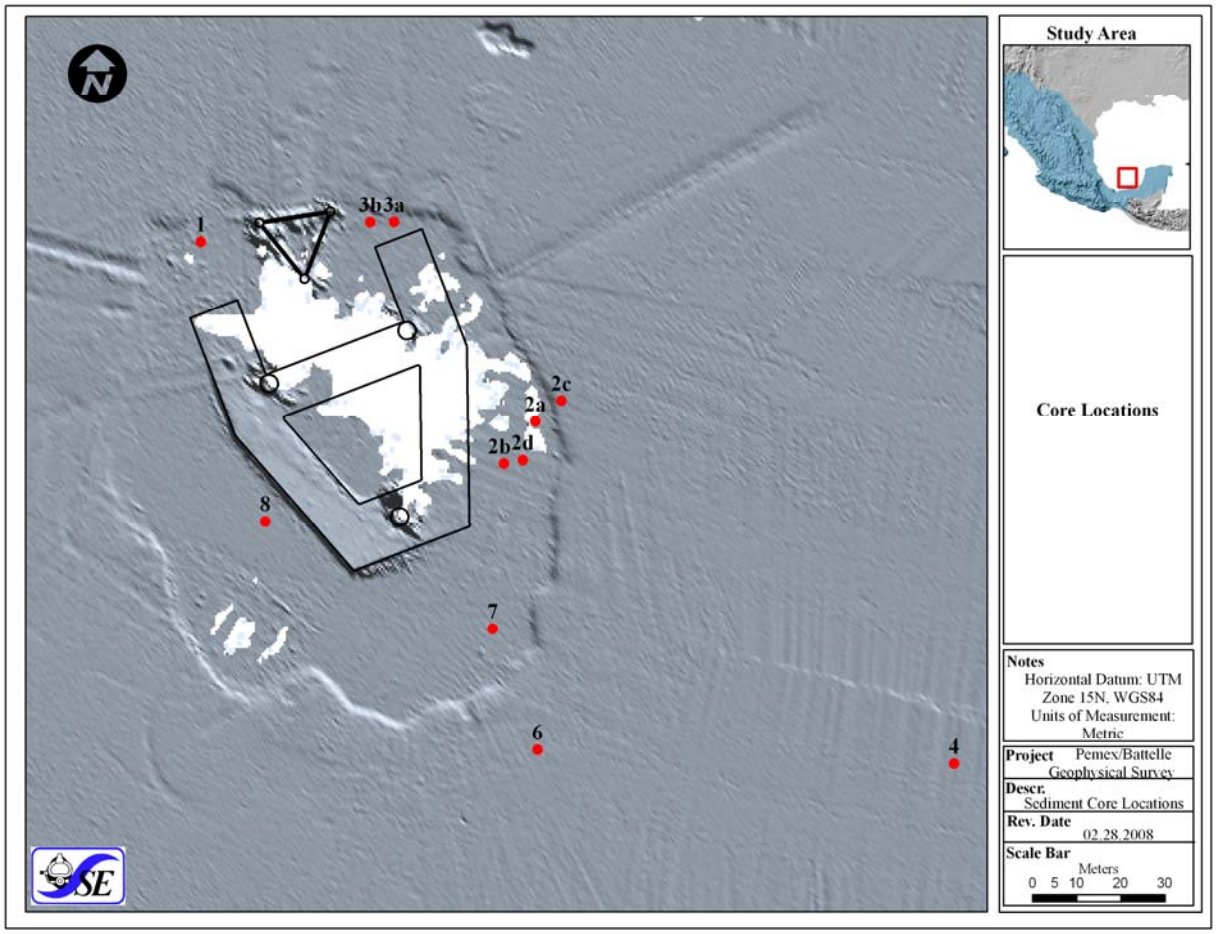


Figura 4.22. Puntos donde se obtuvieron los corazones de muestra del lecho marino

Los resultados de los análisis de los suelos indican que generalmente consisten de arcillas altamente limosas que tienden a consolidarse a partir de ~1.50 metros de profundidad. Las arcillas contienen muchas inclusiones, bolsas de limo y algunos de los núcleos muestran estratos delgados de limo arenoso. El cuadro de plasticidad indica que las muestras consisten principalmente de arcillas de plasticidad mediana a baja.

Las Muestras UC6, UC7 y UC8 (las que se obtuvieron a mayor distancia del mat) muestran una corteza de ~1.5 metros de grosor con una resistencia máxima al corte (sin drenar) del orden de 180 psf. A partir de esa corteza la resistencia se incrementa de unos 80 psf a 1.5 mt hasta unos 120 psf a 3.6 mt de profundidad. Las demás muestras también contienen una corteza de mayor resistencia en el primer estrato de 1.5 mt de grosor, pero la resistencia es variable y posiblemente alterada debido a la presencia de la plataforma de perforación y el desplazamiento de la arcilla más suave desde debajo del mat.

La resistencia total contra el desplazamiento lateral es generalmente una función de la fricción superficial unitaria de la base total del mat, más cualquier resistencia pasiva adicional del suelo contra las bordes para evitar socavación y la porción vertical del mat que ha penetrado al lecho marino. Habiendo una penetración de 1.5 metros al lecho marino, la resistencia pasiva del suelo

representa un componente importante del factor de seguridad total contra el desplazamiento lateral[150].

La presencia de los mat de las plataformas anteriores habrá expulsado el suelo altamente débil que generalmente se encuentra en el lecho marino. Las plataformas anteriores habrán alterado el suelo y deformado parcialmente el suelo contiguo al mat de Usumacinta. Por estar ligeramente sobreconsolidados los suelos del estrato superior de 1.5 metros de grosor, la correspondiente fricción superficial unitaria debajo de la base del mat será menor que la resistencia del suelo al corte. Dependiendo del grado de la alteración causada durante el posicionamiento del mat, la fricción superficial unitaria disponible debajo de la base del mat para resistir al desplazamiento lateral puede estar del orden de 30-35 psf. Por lo tanto, las resistencia total del suelo sobre el área total de la base del mat (~2335 m^2) sería de unos 750-875 kips[150]**.**

Hallazgos. Se determinó que la resistencia del suelo contra las cargas impuestas por tormentas era insuficiente para resistir al desplazamiento lateral de la Usumacinta. La experiencia indica que las cargas horizontales impuestas por una PAE-MC típica son del orden de 900 kips, por lo que los suelos no proporcionarán un factor de seguridad de 1.5 contra el desplazamiento lateral sin desarrollar un fuerte componente de resistencia pasiva del suelo contra los bordes y los costados del mat[150]. En vista del nivel de resistencia detectado en el estrato superior del suelo, se calcula que la penetración del mat fue de menos de 30 cm. Por lo tanto, el componente de la resistencia pasiva del suelo podría no haber sido suficiente para desarrollar el factor de seguridad requerido, permitiendo así el desplazamiento lateral[150].

Existen varios factores relacionados con los suelos que podrían haber contribuido a la inclinación, desplazamiento lateral y rotación de la plataforma PAE sobre el lecho marino desde su posición original. La presencia anterior de otras plataformas y la resistencia mayor del lecho marino permitieron sólo una penetración mínima (30 cm o menos) al mat de la Usumacinta. Luego la deformación del suelo debajo del mat durante el posicionamiento original redujo la fricción superficial unitaria hasta valores del orden de 30-35 psf. Por último, la acción de las cargas cíclicas debajo del mat posteriormente redujo aun más el área superficial del mat en contacto con el suelo, permitiendo así el desplazamiento y rotación del mat[150].

Susceptibilidad del Suelo a la Licuefacción

Las concentraciones de sólidos suspendidos descargados en la Sonda de Campeche provienen de la Cuenca del Río Usumacinta. El Río Usumacinta de Guatemala y México drena una de las más extensas áreas de bosque lluvioso tropical de la región. El Río Usumacinta se bifurca y se descarga a la Sonda de Campeche por medio de tres cauces menores. Dos de los cauces se descargan a menos de 30 kilómetros de la plataforma fija KAB-101 y el tercero se descarga en la Laguna de Términos.

En vista de que la carga de sedimento depositada en la Sonda por el Río Usumacinta no ha sido bien caracterizada, se utilizaron imágenes satelitales[151] para investigar los patrones generales referente a la carga de sedimento. Las imágenes LandSat (véase la Figura 4.23) muestran la ubicación aproximada de la plataforma fija KAB-101 sobrepuesta a una imagen satelital tomada en noviembre de 1980. En esta Figura se nota una pluma larga que se extiende mar adentro desde el cauce occidental, además de una persistente desde el litoral que proviene de la Laguna de Términos. La plataforma fija se encuentra dentro de esta pluma de turbidez. El Anexo N contiene más imágenes satelitales que muestran las plumas de sedimento en la región.

Estas imágenes sugieren que el sedimento aluvial podría representar una fuente significativa de sólidos suspendidos que serían depositados en el lecho de sedimentos a lo largo del año. La longitud extensa de las plumas también sugiere que se trata de materia finamente granulada que puede permanecer suspendida hasta llegar a distancias considerables mar adentro. Los sedimentos limosos finos encontrados durante los estudios geotécnicos mar adentro respaldan esta hipótesis. Por lo tanto, las imágenes y demás datos sugieren la posibilidad de encontrar sedimentos de baja densidad recién depositados en toda la región.

Figura 4.23. Imagen landsat tomada el 17 de noviembre de 1980

La evidencia obtenida de los corazones de muestra de suelo indica la presencia de sedimentos de baja densidad y muy baja resistencia en el estrato superficial en casi toda el área abarcada por el estudio. Estos resultados son característicos de una región altamente rica en depósitos o de un proceso activo de reacomodo de los sedimentos superficiales o bien alguna combinación de los dos. Sin embargo, las diferencias composicionales entre los estratos cercanos a la superficie del lecho marino no reflejan la sedimentación de materia orgánica ni de constituyentes arcillosos o arenosos que sugeriría la influencia de sedimentos aluviales.[17]

De acuerdo con lo reportado por GEMS[15], es difícil de estimar el potencial de licuefacción de los suelos dentro de los orificios cilíndricos de penetración y la resistencia de los suelos sin contar

[17] Correo electrónico de Craig Jones (Sea Engineering, Inc.) del 28 de febrero.

con información sobre dichos suelos. Es posible que el contenido arenoso y limoso dentro de los orificios sea mayor que en los suelos circundantes, porque los corazones de muestra de suelo más cercanos a la huella (Puntos UC2 y UC3) consisten principalmente de limo a partir de los tres metros de profundidad. El lavado a chorro tiende a redistribuir las proporciones de arena a limo y por ende podría dejar un mayor contenido arenoso y limoso, lo cual es más susceptible a la licuefacción que los suelos arcillosos.

GEMS también indica que el concepto de que la licuefacción de los suelos dentro de los orificios haya causado el asentamiento vertical localizado y el asentamiento diferencial (inclinación), si bien es posible, se considera menos probable como etapa final de la falla de la capacidad de soporte. Esta afirmación se debe a factores como: (a) el área total del mat comparada con las áreas de los orificios; (b) aún si los suelos dentro de los orificios son de constitución distinta a los suelos circundantes (que son principalmente arcillosos), básicamente pueden mantenerse confinados en sentido lateral a dichos suelos arcillosos; y (c) la penetración del mat entre un estrato granular como el que se encuentra a tres metros de profundidad podría tener mayor probabilidad de licuefacción, máxime si todo el perfil del mat se posa sobre el mismo estrato.

Como se mencionó antes, se supone que el asentamiento de la Usumacinta se dio en dos etapas: 1) la primera etapa se produjo por el colapso de los orificios cilíndricos de penetración, permitiendo el asentamiento vertical de la plataforma de perforación del orden de 3-4 metros; y 2) la segunda etapa se produjo por la licuefacción una vez que el mat había penetrado hasta el estrato granular ubicado a unos tres metros de profundidad.

Hallazgos. Se determinó que los suelos alrededor del mat de la Usumacinta son susceptibles a la licuefacción si se dan las condiciones necesarias. Dentro de este contexto, cabe tomar en cuenta que la Usumacinta acababa de llegar al sitio de la plataforma fija KAB-101, cuyo historial incluye la presencia de otras plataformas, además de la existencia de orificios cilíndricos de penetración dejados por una PAE-IL, aunado a un lecho marino débil por los suelos presentes alrededor de la plataforma fija que, dadas las condiciones necesarias, podrían fallar mediante la licuefacción.

Después del asentamiento vertical inicial, las propiedades del lecho marino sugieren una respuesta licuefactoria subsiguiente que permitiría un mayor grado de asentamiento. Si esta segunda etapa de asentamiento ocurre en forma dispareja debido a la acción de los vientos, oleaje y corrientes, se podría causar la inclinación observada más tarde durante el incidente. No hubo inclinación aparente de la Usumacinta antes de la evacuación (según lo afirmado en entrevista por el Capitán del Morrison Tide[141] de acuerdo con sus observaciones al llegar al sitio), pero sí fue vista por el personal del Far Scotia[142] a las 1730 horas. De lo anterior se concluye que algún proceso similar a la licuefacción ocurrió durante horas de la tarde.

Cargas de la Plataforma de Perforación (sin contar las cargas metaoceánicas)

Ciertos aspectos del diseño de la Usumacinta y su condición de embarcación semi livianaal momento del incidente hicieron que la Plataforma estuviera susceptible a los efectos de las cargas impuestas por la tormenta y vulnerable ante los problemas correspondientes con la capacidad de soporte del lecho marino. Esta subsección del Reporte analiza los problemas detectados durante el análisis de las cargas de la Usumacinta al momento del incidente.

Brian Lee

Condición de 'Embarcación semi liviana'

Los registros indican que la Usumacinta estaba en posición para accesar a los pozos de la plataforma fija KAB-101 el 21 de octubre y que para la madrugada del 23 de octubre se habían completado en un 60% los preparativos necesarios para iniciar la perforación. Para el 21 de octubre la plataforma de perforación había sido elevada hasta dejar un espacio libre[18] de 17.4 metros, con una distancia de 9.45 metros entre el eje de la plataforma fija y el casco de la Usumacinta. Se habían recibido a bordo algunos materiales, pero aún no se había cargado ni tubería ni agua de perforación u otros suministros pesados que hubieran aumentado la carga variable de manera apreciable.[19] Esta situación se conoce como condición de 'embarcación semi liviana' (near-lightship) y es normal cuando se traslada una plataforma de perforación. La condición de embarcación semi liviana puede volver a una plataforma susceptible a las cargas ambientales y a los problemas con la capacidad de soporte del lecho marino.

El manual de operaciones(54) establece y explica las limitaciones del caso referente a las condiciones de operación y el colchón de aire para la Usumacinta, pero no queda claro si los análisis sobre la capacidad de soporte y estabilidad del lecho marino reflejan la condición de embarcación semi livianaque puede darse durante el traslado de la plataforma PAE y especialmente durante el período entre la extensión del cantiléver y la recepción de la carga variable.

Hallazgos. Este estudio analizó los aspectos del diseño de la Usumacinta en condición de embarcación semi livianadurante el período de transición después del traslado y antes de que se reciba una cantidad significativa de materiales y éstas sean acomodadas para lograr el equilibrio óptimo de la carga variable. Esta circunstancia puede dejar a la plataforma susceptible a los efectos de las cargas impuestas por tormentas y susceptible a los problemas con la capacidad de soporte del lecho marino. Sin embargo, debido a las demoras y problemas afines que surgieron en el transcurso del proyecto, no ha sido posible determinar fehacientemente la carga y balance de la Usumacinta ni antes de la extensión del cantiléver ni durante el intervalo posterior. Esta situación impide la evaluación de la posible influencia de dichos factores en este incidente.

Mientras se determina la carga y balance de la plataforma de perforación, PEMEX podría considerar procesos y/o procedimientos alternativos para ajustar las cargas de las plataformas con mat inmediatamente después de su posicionamiento en el sitio donde se van a realizar trabajos de perforación. Podría ser posible identificar aspectos paralelos entre la operación histórica de las plataformas autoelevables de piernas independientes (PAE-IL) y los

---

[18] Este espacio libre vertical *(air gap)* es de 17.4 metros, mayor que el espacio mínimo necesario para el servicio seguro en el GdM, de acuerdo con los lineamientos internacionales y también mayor que los requerimientos normales de las aseguradoras basados en la frecuencia de tormentas severas.

[19] Esta afirmación carece de soporte fehaciente porque las bitácoras que documentarían todos estos aspectos aparentemente o nunca existieron o no fueron puestos a la disposición del equipo investigador. Tampoco fue posible medir ni cuantificar estos aspectos de otra manera en forma independiente porque el acceso a la cubierta y al casco de la *Usumacinta* fue restringido por la PGR/MP hasta mucho después de que la empresa PC había iniciado la restauración de la plataforma PAE. El personal de la Unidad Operativa Litoral Tabasco (UOLT), en entrevistas hechas el jueves 13 de marzo de 2008, reportaron que si tenían requerimientos (el Superintendente ya tenía 14 días y el martes 23 le tocaba bajar) de algunos materiales; en muelle ya tenían algo de material. La *Usumacinta* no estaba recibiendo material porque no se había entregado.

Brian Lee

procedimientos observados para cargar las plataformas con mat. Históricamente las PAE-IL fueron elevadas hasta la altura de trabajo antes de recibir cargas significativas. Esta práctica ocasionó múltiples incidentes debido a la 'penetración rápida' (punch-through) del lecho marino por una o más de las piernas independientes. Se entiende que con la experiencia este proceso ha sido modificado de manera tal que ahora se acostumbra precargar las PAE-IL y elevarlas en incrementos menores para mitigar los riesgos de la 'penetración rápida'. Se requiere mayor investigación sobre las prácticas observadas para cargar las plataformas con el fin de confirmar la viabilidad de esta recomendación.

Centro de Gravedad de la Plataforma de Perforación

En condiciones normales, la bitácora del estado de la plataforma de perforación (p.ej., combustible, aceite, agua, cemento, etc.) se actualiza a diario. El personal de la plataforma necesita saber el estado de ésta para asegurarse de que las operaciones se realicen dentro de los límites establecidos en el manual de operaciones(54) Si estuvieran disponibles, dichas bitácoras ofrecerían la manera más conveniente y precisa de determinar la condición de la plataforma de perforación. Sin embargo, dicha información no estaba disponible al momento de redacción del presente Reporte.

Hallazgos. Sin tener acceso a las bitácoras de la Usumacinta para tener datos efectivos sobre la carga y balance de la plataforma de perforación al momento del incidente, este posible factor contribuyente probablemente se quedará sin analizar.

Período entre la detección del movimiento de la Usumacinta y la detección de la fuga

De acuerdo con el archivo de referencia creado con base en las grabaciones de Control Marino(124), la primera comunicación vía VHF entre la Usumacinta y Enlace Litoral y/o Control Marino sobre el movimiento de la plataforma de perforación fue a las 1125 horas del 23 de octubre. En esa comunicación el Superintendente de PEMEX solicitó el cierre de los Pozos 101 y 121 debido a la preocupación por el mal tiempo que había ocasionado el movimiento excesivo de la Usumacinta. Se volvió a comunicar a las 1130 horas para dar aviso de la fuga.

La evidencia indicial obtenida en las entrevistas con los sobrevivientes[20] indica que alrededor de las 0900 horas el ATP de Central, Nicolás González Alvarado, se dió cuenta que la Usumacinta

[20] Nicolás González Alvarado (ATP de Central) afirma que había percibido que la PAE se estaba desplazando sobre el fondo y que notificó al Superintendente de Central entre las 0930 y las 1000 horas. Ellos verificaron que la PAE se había asentado y desplazado y que la distancia que la PAE se había subido o bajado era de unos 10 metros. Cuando se fue a ver por segunda vez alrededor de las 1100 horas, él vió que el cantiléver estaba a 30-40 cm del árbol (no menciona cuál). También menciona que ya no era posible mover el cantiléver, que las grúas estaban recostadas y que por razones de seguridad no podían por las condiciones meteorológicas.

Carlos Blas Cortazar (Ayudante de Perforación de PEMEX), cuando se le preguntó si hubo alguna advertencia previa al impacto, indicó que sí hubo de la oficina del Superintendente de PEMEX alrededor de las 1000 horas. El y varios compañeros observaron que la PAE se había desplazado (hacia estribor) y que había una manguera meciendo en el aire y que podría impactar el pozo debido al mal tiempo. No se hizo nada pero, a su criterio ya no había tiempo y las condiciones no permitían la retracción del cantiléver.

Juan Gabriel Rodríguez López (Asistente al Mecánico de Central) dice que la PAE no se asentó pero que sí sintió el impacto contra el árbol de producción. Afirma que la PAE sí se desplazó y que por ahí de las 0900 horas el Ayudante Nicolás le dijo que la Plataforma se estaba desplazando.

Brian Lee

se había 'hundido y patinado' (casi dos horas y media antes de la fuga) e indica que la plataforma de perforación se había asentado significativamente (unos diez metros). Aunque había notado el asentamiento de la PAE, en ese momento la viga del cantiléver aún mantenía una distancia vertical de varios metros sobre el árbol de producción[21]. Muchos de los otros sobrevivientes reportaron en sus entrevistas que a esa hora de la mañana aún no habían notado ningún desplazamiento ni rotación de la Usumacinta.

Según transcurría este intervalo de más de dos horas, los vientos y las condiciones marinas empeoraron de tal manera que el desplazamiento y rotación de la Usumacinta se volvieron evidentes poco antes de la fuga inicial. Los tripulantes reconocieron que era probable que hubiera contacto entre la Usumacinta y la plataforma fija KAB-101, aunque nadie percibió ninguna inclinación de la PAE hacia el noreste. Según empeoraba la falla de la capacidad de soporte del lecho marino (asentamiento, rotación y desplazamiento), ocurrió el contacto entre la repisa auxiliar montada en la viga del cantiléver al lado estribor y el árbol de producción del Pozo 121. Esta falla del árbol de producción significaba que el control del pozo sólo se podía lograr por medio de la válvula SSSV (válvula de tormenta).

Hallazgos. Desde una perspectiva a nivel mundial, no sorprende el hecho de que no se tomaron acciones significativas para preparar a la Usumacinta para recibir el Frente Frío 4. Se puede decir lo mismo para todas las plataformas de perforación que estaban operando en la zona al momento del incidente. Estas plataformas no cuentan con dispositivos para detectar el asentamiento vertical o el desplazamiento lateral. Tampoco se requiere que se realicen rondas de inspección antes, durante y después de una tormenta. En este caso, a pesar de que el movimiento de la Usumacinta fue percibido horas antes de la fuga inicial, no hubo ningún recurso aparente. Sin embargo, si los encargados hubieran contado con las herramientas para manejar esta situación de manera más proactiva (criterios de decisión y modelos de riesgo), se hubiera incrementado la probabilidad de minimizar los riesgos relacionados con este evento.

Líneas de Investigación Descartadas y Sin Analizar

Líneas de Investigación Descartadas: Movimiento de la Plataforma de Perforación

Falla o Pandeo de una Pierna de la Usumacinta en la Interfase Mat-Pierna (Sin Analizar)

El acceso al mat estuvo impedido durante meses, de manera que cuando por fin se permitió el acceso ya habían pasado más de treinta frentes fríos y el área alrededor del mat estaba llena de material proveniente del lecho marino, por lo que fue imposible determinar la condición física

[21] Teodosio Rueda de León Reyes (Perforador de PEMEX driller) dice que la *Usumacinta* se asentó 1.0-1.5 metros y que cuando estaba en la plataforma fija KAB-101 vió que la viga del cantiléver no había tocado la cubierta de la KAB-101 y que él pudo pasar por debajo de la viga sin agacharse.

Martín Zúñiga Salazar y Carlos Blas Cortazar (ATPs de PEMEX) también mencionan que cuando estaban en la cubierta de la KAB-101 no tuvieron que agacharse para pasar por debajo de la viga del cantiléver porque estaba a una altura de 2.5-3.0 metros.

Brian Lee

del mat.[22] Por lo tanto, esta línea de investigación permanece sin analizar. La Sección 6 ofrece mayor comentario al respecto.

Cargas de la Plataforma: Inundación de los Tanques de Flotación Permanentes

La estructura del mat de la Usumacinta está dividida en diez compartimientos herméticos. En condiciones normales seis de los compartimientos permanecen totalmente inundados y los otros cuatro 'tanques de flotación permanentes' permanecen vacíos. El propósito de este diseño es de mantener al mat en estado de flotación neutral. Cuando alguno de los tanques de flotación permanente se inunda o queda a menos del 100% flotante, el peso neto del mat aumenta, con la correspondiente variación del centro de gravedad del mat. Ante un cambio en las cargas y equilibrio de la PAE causado por la inundación de uno o más tanques de flotación permanente, es concebible la probabilidad de una falla del soporte del lecho marino. Se realizaron pruebas para determinar si la condición de los tanques de flotación permanente podría haber contribuido a la falla del soporte del lecho marino.(138)

El 10 de abril del 2008 personal de ABS, PC, MatthewsDaniel y Battelle abordaron la Usumacinta con el fin de inspeccionar la condición de los tanques de flotación permanente del mat. Durante las pruebas se inyectó aire a los tanques de flotación permanente para comprobar la ausencia de agua. La Figura 4.24 muestra la disposición de los tanques.

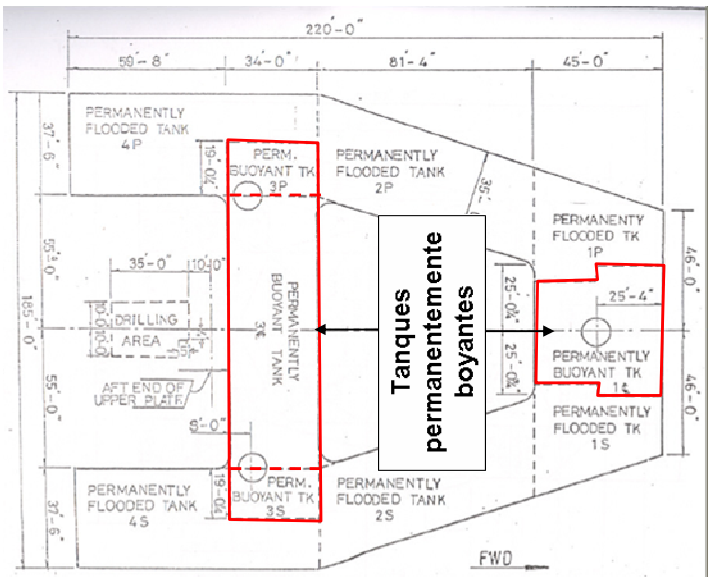


Figure 4.24. Tanques de flotación permanente del mat de la Usumacinta

[22] Por recomendación de los buzos contratados por PEMEX/PEP, se tomó la decisión de no tratar de limpiar el mat y las interfases entre el mat y las piernas con el fin de inspeccionar su condición física y determinar su capacidad para el servicio. Como se puede ver en el Anexo C, la profundidad del sedimento sobre el mat y la fuerza de las corrientes primaverales sobre el lecho marino hacen que sea prácticamente imposible eliminar el sedimento y mantener limpia siquiera una parte pequeña de la superficie superior del mat. Asimismo, como se menciona en el Anexo C, ellos afirmaron que las corrientes en esta época impiden la ubicación de puntos críticos en la cubierta y medir la profundidad en dichos puntos, por lo que resulta imposible evaluar ni en términos aproximados la condición y capacidad para el servicio.

Los resultados de las pruebas comprobaron que los cuatro tanques estaban intactos sin la presencia de agua. Por lo tanto, los tanques de flotación permanente fueron descartados como factor causal de este incidente. El Anexo C contiene mayor detalle sobre el procedimiento observado para realizar las pruebas.

Falla de Estabilidad en las Piernas (cuñas mal colocadas)

Durante las visitas a la Usumacinta después del incidente se pudo confirmar que las cuñas estaban debidamente puestas antes del incidente.

Falla del Sistema de Gatos Hidráulicos

La evidencia visible y la inspección de la Usumacinta después del incidente no señalaron ninguna falla con el sistema de gatos hidráulicos, por lo que ese componente fue descartado como factor causal del incidente.

Usumacinta Mal Posicionada

El día 1ro de septiembre del 2007, antes de la llegada de la Usumacinta, se realizó un levantamiento del lecho marino(153) que detectó huellas longitudinales dejadas por otra PAE al lado SSW de la plataforma fija KAB-101, además de evidenciar la ubicación del Ducto de 10" (Línea 258) al lado NE de la plataforma fija. Dicho reporte no identificó ningún otro obstáculo. Como se describió en la Sección 2, surgirieron dificultades al posicionar la Usumacinta de acuerdo con las coordenadas proporcionadas por PEMEX.[23] Al final, el personal de PC verificó (y informó a PEMEX) que la distancia entre la plataforma fija estaba correcta y procedió a concluir el posicionamiento de la plataforma de perforación, según se nota en los Reportes SIOP. Por las razones expuestas, el posicionamiento de la Usumacinta fue descartado como factor causal.

Líneas de Investigación Descartadas: Falla del Pozo 121

Falla Mecánica

El árbol de producción del Pozo 121 no ha sido entregado para efectos de los respectivos análisis de materiales. Sin embargo, ha quedado ampliamente documentado en las entrevistas con los sobrevivientes y en las actividades de control del pozo que el árbol de producción falló debido al impacto recibido de la viga del cantiléver de la Usumacinta. Aun si el árbol de producción tuviera algún problema mecánico, hubiera sido secundario a la causa principal de la fuga. Por lo tanto, la falla mecánica fue descartada como factor causal de la falla del Pozo 121.

[23] Anon/Perforadora Central, "Reportes SIOP Mes de Octobre" con reportes diarios del 1ro al 23 de octubre (Fuente Citada No. 2); GEOMAREX Posicionamiento de la P.A.E Central *Usumacinta*, 20 de Octubre del 2007. De acuerdo con los datos obtenidos durante este posicionamiento con apoyo en el equipo MesoTech, la posición y dimensiones de la estructura KAB-101 varían con respecto a la base de datos autorizada de PEMEX. Para efectos de continuar el posicionamiento se usaron dos referencias de la probable posición y dimensiones de tal estructura. Es recomendable que se verifiquen tanto como las coordenadas y dimensiones de la plataforma fija KAB-101.

Manifestación del Pozo

El Pozo 121 no salió de control debido a una manifestación. En última instancia, la fuga inicial fue causada por el impacto que dañó al árbol de producción. Luego como se explica más adelante, la continuación de la fuga fue causada por el mal funcionamiento de la válvula SSSV.

Resumen

La condición de embarcación semi livianade la Usumacinta en combinación con la interacción entre los suelos no consolidados, los orificios cilíndricos de penetración dejados por una plataforma anterior y las condiciones meteorológicas extremas provocaron el desplazamiento extremo, rotación, asentamiento e inclinación de la plataforma de perforación y finalmente la colisión con el árbol de producción del Pozo 121. Ahora que se reconoce la tendencia de esta plataforma de perforación a desestabilizarse en las condiciones descritas, PEMEX tiene la oportunidad de entender este fenómeno y desarrollar procedimientos diseñados para mitigar el riesgo que representa esta combinación de condiciones.

Aspectos metaoceánicos. El Golfo de México es su propio ecosistema, lo cual se aplica también al clima. Una mejor comprensión de las condiciones básicas relacionadas con los eventos meteorológicos como medio para entender mejor los riesgos puede ser un valioso aporte hacia el desarrollo de procedimientos operativos seguros ya sea que se trate de un huracán o un frente frío. La meta es llegar a entender los fenómenos climatológicos y maximizar las condiciones seguras para las operaciones.

Este incidente y la fuga inicial se dieron como resultado de factores (como el desplazamiento, asentamiento y balanceo) ya conocidos y entendidos con referencia a los huracanes pero subestimados a nivel mundial en relación con los frentes fríos, cuya fuerza potencial y por ende su importancia también son subestimados.

Ubicación de las plataformas de perforación. Podría ser necesaria una mejor comprensión de los riesgos relacionados con la ubicación de las plataformas de perforación. Los levantamientos superficiales del lecho marino se pueden quedar obsoletos, especialmente en áreas afectadas por actividades de construcción o perforación o por el desplazamiento de sedimentos. Como regla general, la mayoría de los estudios de levantamiento quedan desactualizados al cabo de seis meses, por lo que se requiere un estudio nuevo.[24]

El riesgo podría ser especialmente alto donde el lecho marino haya sido alterado por la presencia de otras plataformas de perforación ya sea por la huella que deja el mat de una plataforma tipo MC o por los orificios cilíndricos de penetración que dejan las piernas de una plataforma tipo IL. Es importante entender que las mejores prácticas de la industria están en constante evolución según mejora nuestra comprensión de tales condiciones y los riesgos correspondientes. Puede que las prácticas aceptadas hace veinte años ya no se consideren aceptables hoy en día. Un ejemplo es la obtención de corazones de muestra de suelo en ciertos sitios seleccionados por su historial que podría señalar riesgos significativos. Ig ual como se hizo un muestreo alrededor de la Usumacinta para entender mejor cómo reaccionaron los suelos durante la tormenta, podría ser

[24] Datos Sobre el Lecho marino y el Lecho Marino Requeridos para la Aprobación de las Unidades Móviles Costa Afuera (MOU), Noble Denton Inernational Ltd, No. 0016/NDI, diciembre del 2007.

Brian Lee

conveniente que PEMEX incorpore el muestreo de corazones de muestra de suelo al proceso observado por la Empresa para trasladar las plataformas de perforación en las zonas de mayor riesgo en el Golfo.

Carga y balance de la plataforma de perforación. La condición de embarcación semi livianade la Usumacinta podría haberla dejado susceptible a los efectos de los vientos, condiciones marinas y problemas relacionados con la capacidad de soporte del lecho marino, contribuyendo así a la fuga inicial. Por el momento quedan sin analizar los aspectos relacionados con el centro de gravedad de la Usumacinta al momento del incidente. Debido a las demoras y problemas afines no ha sido posible determinar los pesos y el equilibrio de la plataforma PAE ni antes de la extensión del cantiléver ni durante el intervalo posterior, lo que impide la evaluación de la posible influencia de dichos factores en este incidente.

Mientras se determinen la carga y balance de la plataforma de perforación, PEMEX podría considerar procesos y/o procedimientos alternativos para ajustar las cargas de las plataformas con mat inmediatamente después de su posicionamiento en el sitio donde se van a realizar trabajos de perforación. Podría ser posible identificar aspectos paralelos entre la operación histórica de las plataformas autoelevables de piernas independientes (PAE-IL) y los procedimientos observados para cargar las plataformas con mat (PAE-MC).

Criterios de decisión. Desde una perspectiva a nivel mundial, no sorprende el hecho de que no se tomaron acciones significativas para preparar a la Usumacinta para soportar el Frente Frío 4. Se puede decir lo mismo para todas las plataformas de perforación que estaban operando en la zona al momento del incidente. Sin embargo, si los encargados hubieran contado con las herramientas para manejar esta situación de manera más proactiva (criterios de decisión y modelos de riesgo), se hubiera incrementado la probabilidad de minimizar los riesgos relacionados con este evento.

Al momento de este accidente, PEMEX observaba la práctica de dejar al criterio del Superintendente de cada plataforma de perforación las decisiones sobre cómo responder a los eventos meteorológicos no tropicales. Esta práctica es comprensible y similar a la autoridad que tradicionalmente se otorga al capitán de un barco por ser la máxima autoridad en mar abierto. Ahora bien, mientras que el capitán de un barco tendrá acceso a información en qué soportar sus decisiones, la situación con las plataformas mar adentro es distinta. En este caso objeto de nuestra investigación, cuando el Superintendente se dio cuenta de la emergencia hubo comunicación casi inmediata entre la Usumacinta y Control Marino. Sin embargo, es difícil imaginarse otras circunstancias donde el Superintendente hubiera visto dentro de su autoridad la declaración de una emergencia antes de la manifestación de la fuga inicial. Existe evidencia de que el movimiento de la plataforma de perforación y el acercamiento del cantiléver a los pozos habían sido vistos y reportados. Si de hecho fueron reportados, aparentemente no se tomó ninguna acción al respecto porque las noticias no fueron creídas o porque el Superintendente creyó que no tenía ninguna opción realista. Todo lo anterior justifica la revisión de los procedimientos vigentes, a fin de tomar en cuenta y analizar el riesgo relacionado con los eventos meteorológicos, sin importar la época del año en que ocurren, con el fin de establecer criterios para tomar decisiones ante tales eventos.

Administración de cambios (AC). Los cambios en la condiciones del lecho marino, meteorológicas, del pozo y los procesos no fueron sistemáticamente revisados para garantizar el debido margen de seguridad.

Brian Lee

Continuación de laFuga

Control de la Fuga Inicial

La naturaleza de la fuga inicial fue descrita en la Sección 3, donde se documentaron las acciones principales que se tomaron para controlar la fuga, acciones que aparentemente fueron exitosas durante un corto tiempo. Sin embargo para efectos de entender la segunda fuga (la continuación de la fuga inicial), es conveniente recalcar ciertos elementos de las acciones tomadas para controlar la fuga inicial.

Según ha quedado documentado con el testimonio de los sobrevivientes (véase el resumen en el Anexo J) y las comunicaciones con Control Marino, la fuga inicial en la plataforma fija KAB-101 surgió del Pozo 121 alrededor de las 1135 horas. Durante las siguientes dos horas se discutieron planes para controlarla. Los sobrevivientes mencionan que varios de los supervisores técnicos de PEMEX se reunieron con el Superintendente de PEMEX para elaborar estrategias para controlar la fuga[126]. Alrededor de las 1330 horas un grupo de cuatro personas se bajaron a la plataforma fija con el propósito de implementar la estrategia desarrollada por el Superintendente y otros. Cuando llegaron a la plataforma fija vieron que el árbol de producción del Pozo 121 estaba dañado pero que los demás pozos estaban intactos. Los dos ATPs de PEMEX afirmaron en su testimonio que cuando descendieron a la plataforma fija, el árbol del Pozo 121 estaba quebrado justo encima del cabezal de producción, de donde salía una fuga de producto en sentido vertical. La ubicación de la fuga indica que la fuga vertical salía del cabezal de producción del Pozo 121. La Figura 4.25a señala el punto de origen y la dirección de esta fuga y la Figura 4.25b muestra cómo se veía la fuga el día 25 de octubre.

Con base en las entrevistas con los sobrevivientes y los documentos DFC de la Usumacinta, se ha confirmado que había una repisa auxiliar montada en la viga del cantiléver y que fue esta pieza que impactó el árbol de producción del Pozo 121 y siguió avanzando posteriormente hacia el Pozo 101. Los tripulantes reportan que mientras trabajaban para controlar la fuga la viga del cantiléver estaba ligeramente inclinada hacia abajo y se mecía lateralmente entre 1.0-1.5 metros a una altura de 2.5-3.0 metros.

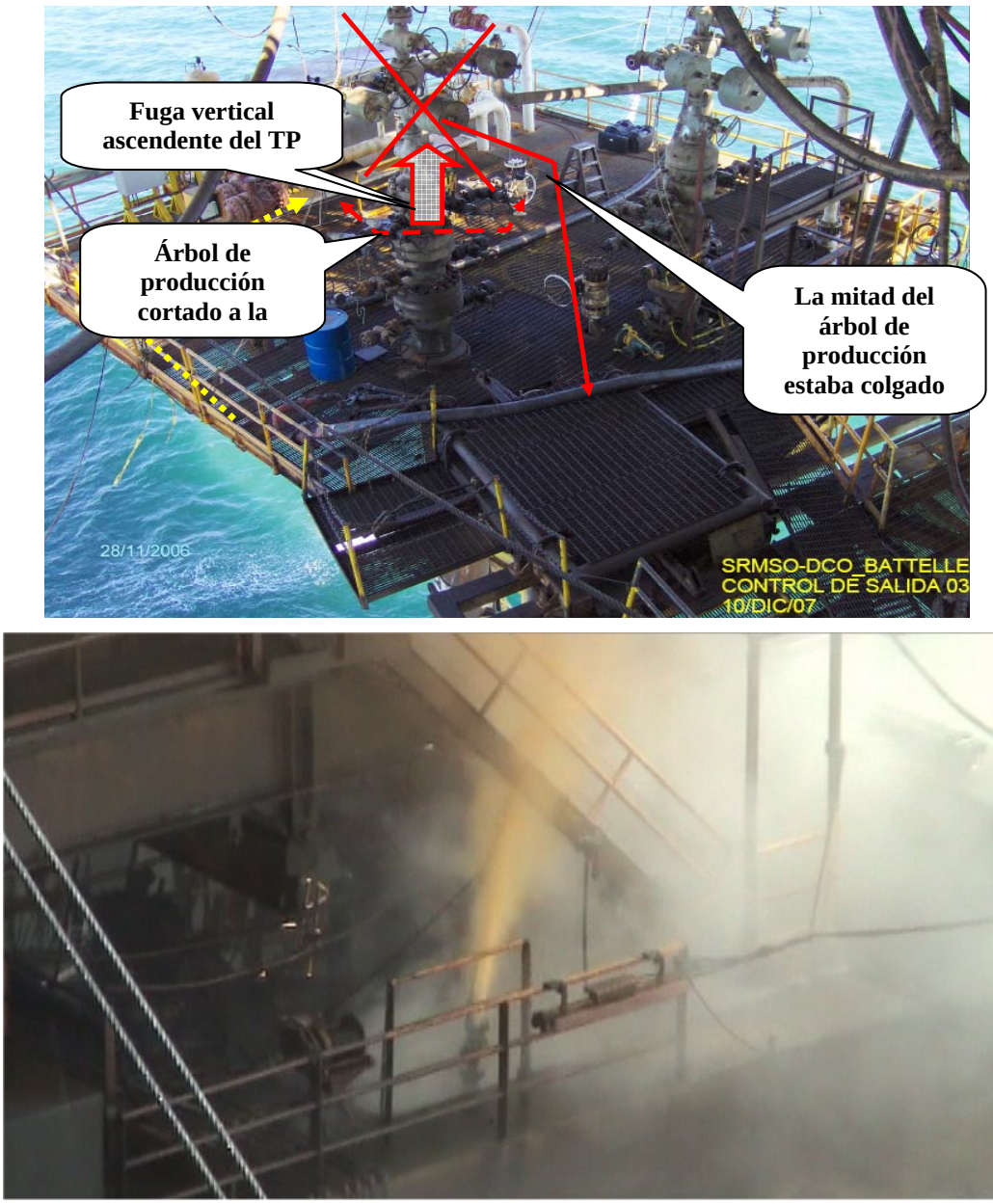


Figura 4.25. (a) Punto de origen y dirección de las fugas; (b) Fotografía de la fuga tomada el 25 de octubre del 2007

Los dos empleados de PEMEX que bajaron a la plataforma fija KAB-101 intentaron controlar la fuga siguiendo la estrategia[126] indicada por el Superintendente y su equipo de técnicos. Sin embargo, como se mencionó en la Sección 3, los testimonios se contradicen respecto a cómo la válvula efectivamente fue cerrada. Un testigo indica que se pudo accesar al tablero de controles a pesar de la fuga y los daños sufridos por los equipos del pozo y que la tripulación pudo primero activar el botón de paro en el tablero y después cortar la línea de acero inoxidable de ¼" como medida adicional. En cambio, los otros tripulantes indican que primero cortaron la línea de acero

inoxidable en la conexión con el cabezal de producción y luego activaron el botón de paro en el tablero de controles[25]. Se tomaron estas acciones en ambos pozos (en el Pozo 121 para parar la fuga y en el Pozo 101 como medida de precaución).

Hallazgos. Los hallazgos críticos de esta etapa del análisis son que: 1) la activación de la válvula SSSV del Pozo 121 fue vista como el único medio práctico disponible para controlar la fuga; y 2) nada de lo que los tripulantes hicieron en sus intentos para controlar la fuga tiene relación obvia con la posterior continuación de la fuga. De hecho, los tripulantes aparentemente actuaron de manera profesional y dispuestos a arriesgar su seguridad personal para tomar las acciones descritas.

Continuación de la Fuga

La continuación de la fuga del Pozo 121 ocurrió aproximadamente una hora después del esfuerzo aparentemente exitoso para parar la fuga inicial y cerrar los Pozos 101 y 121. Existe consenso unánime en el sentido de que la continuación de la fuga surgió del Pozo 121. Esto fue confirmado por las observaciones de los mismos tripulantes que habían cerrado ambos pozos a nivel de la válvula de tormenta, por las primeras personas que llegaron a la Usumacinta dos días después del incidente y por la evidencia fotográfica tomada el 24 de octubre. El modelo elaborado por ABS también confirma que la única secuencia de eventos posible fue el contacto del cantiléver con el Pozo 121 primero y después con el Pozo 101 (véase el Anexo N).

La Figura 4.26 ofrece una representación gráfica de las posibles causas de la fuga descontrolada en el Pozo 121. Este flujograma señala tres posibles causas, de las cuales dos pueden ser descartadas. Si bien es cierto que el árbol de producción falló, esto fue por el impacto que recibió de la repisa auxiliar montada al lado adentro de la viga del cantiléver al lado estribor. Después las válvulas laterales fueron cercenadas cuando la viga del cantiléver y la repisa auxiliar bajaron al nivel de la cubierta de la plataforma fija después de la evacuación de la plataforma de perforación.

Como posibles fuentes de la fuga se ha sugerido la falla de algún componente interno del pozo que haya permitido comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción. Algunos han sugerido una vía de fuga alrededor del colgador del tubo de producción. Esa alternativa se puede descartar en vista del hecho de que la fuga fue un chorro vertical fuerte cuyo caudal sólo podía haber provenido del tubo de producción. Otras personas han sugerido una vía de fuga creada por una falla del tubo de producción arriba de la válvula SSSV. Aunque sea posible, los datos proporcionados por AILT no indican un historial de problemas de esa índole. Además, la tubería de producción está hecha de acero resistente a la corrosión precisamente para evitar tales problemas (véase el Anexo L). Lo anterior, junto con el hecho de que el pozo tenía poco más de un año en producción, permite descartar dicha vía de fuga.

[25] El hecho de cortar la línea de presión es una medida de emergencia, por lo que algunos se han preguntado porqué sería necesario presionar también el botón de la Consola Baker.

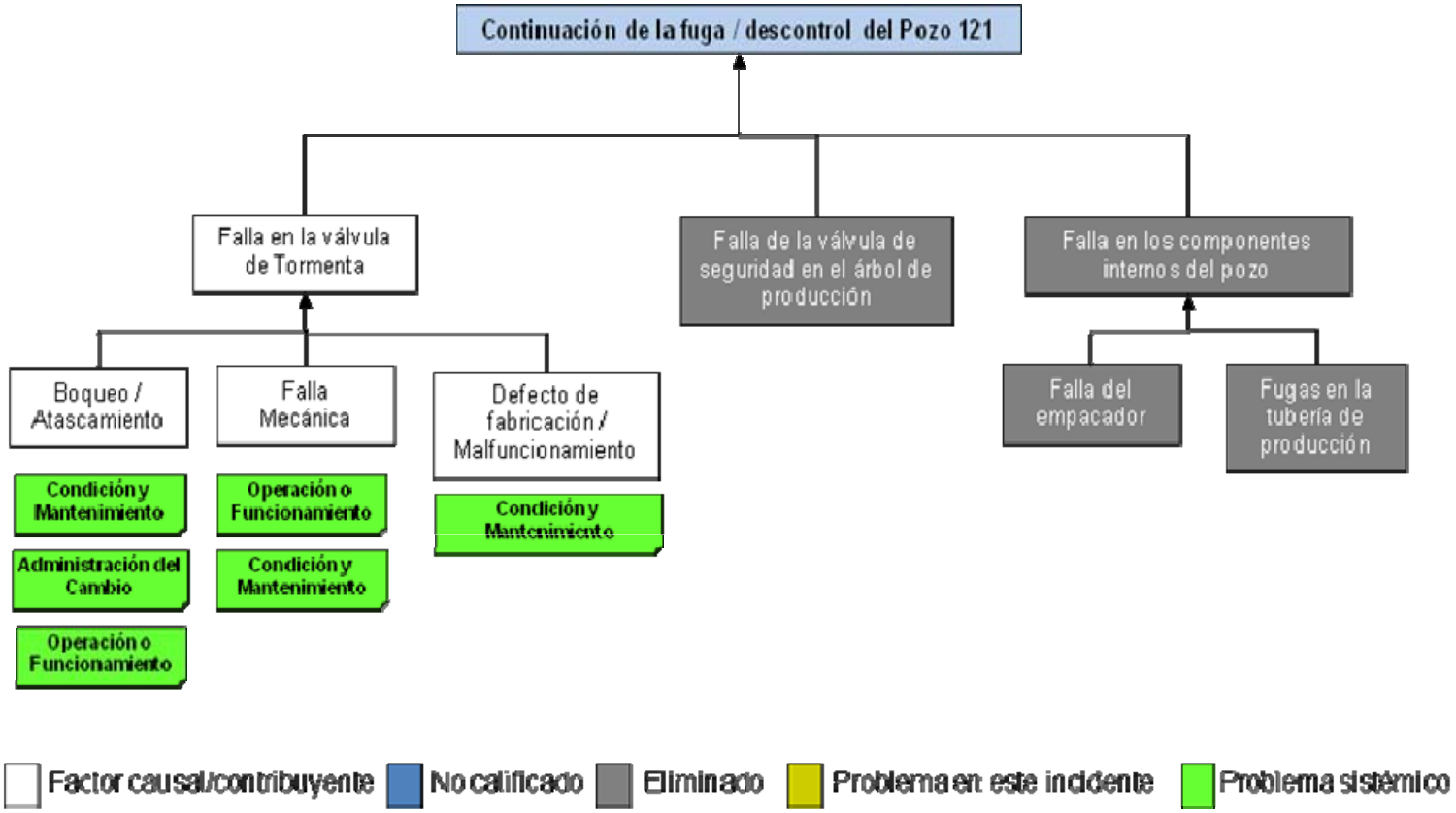


Figura 4.26. Escenarios de falla para la continuación de la fuga

Luego se sugirió la posibilidad de una fuente de fuga entre la formación y el espacio anular. Esta posibilidad también fue descartada porque el espacio anular no produce ningún flujo vertical como el que se dio en este caso, sino que fluiría lateralmente por las válvulas rotas del cabezal de producción. Por último, las vías de fuga sugeridas no concuerdan con lo que se sabe sobre la integridad de los componentes internos de los pozos con base en pruebas recientes. Por lo tanto, queda como la explicación más probable para la continuación de la fuga el mal funcionamiento de la válvula de tormenta (SSSV).

Malfuncionamiento de la Válvula de Tormenta

Pero, ¿por qué falló la válvula e tormenta (SSSV)? Se requerirá la inspección directa de la válvula SSSV para poder responder esta pregunta con certeza. Es posible que dentro de los próximos meses después de la entrega del presente Reporte PEMEX podrá recuperar y analizar la válvula SSSV con el objetivo de determinar la causa definitiva de la falla. Los factores que se pueden considerar como posibles causas del mal funcionamiento incluyen los siguientes:

- Defecto de fábrica. Esta causa es poco probable dado que se ha verificado que la pieza en cuestión fue certificada y sujeta a un régimen riguroso de aseguramiento de calidad por parte del fabricante Schlumberger, incluyendo una prueba de golpe (slam test) documentada a un nivel de presión que supera significativamente las condiciones de servicio proyectadas(97). Existe documentación que confirma que el fabricante Schlumberger instaló en el Pozo 121 una válvula SSSV certificada para este campo de producción, debidamente probada y sujeta al régimen de aseguramiento de calidad antes mencionado.[26]

- Avería mecánica. También parece ser muy poco probable esta posible causa. Además de la prueba de golpe realizada en la fábrica, las pruebas de campo recientes de esta válvula de tormenta verificaron su condición apta para el servicio. Además, la válvula aparentemente había funcionado adecuadamente en las múltiples operaciones de cierre durante el posicionamiento de la Usumacinta. Tampoco es probable que la válvula haya fallado debido al golpe de ariete producido por el corte de la línea de control hidráulico ya que este tipo de válvula está diseñada para soportar las fuerzas generadas durante un cierre repentino.

- Obstrucción. En este escenario, la obstrucción de los componentes internos causa el sello temporal de la válvula pero sin permitir el cierre total. En términos específicos, la acumulación de sólidos como asfaltenos(193) junto con la adhesión de partículas de piedra provenientes de la formación puede crear un sello temporal que luego se erosiona ante la presión y temperatura del producto, dejando residuos que no permiten el cierre total de la charnela después de la erosión de los sólidos (como los asfaltenos). De ahí que se puede describir el problema más precisamente como un mal funcionamiento. Esta hipótesis parece probable con base en la evidencia disponible.

[26] Existe documentación hasta los documentos de Schlumberger: “Reporte KAB-121.pdf" y Informacion_Technica_VT_KAB-121_SLB.pdf

Brian Lee

La fuga inicial y la continuación de la fuga surgieron, ambas, del Pozo 121. De acuerdo con esta hipótesis, la fuga inicial sólo fue controlada temporalmente. Los problemas con el sellado de las válvulas SSSV y otros problemas de mal funcionamiento ya han sido experimentadas por PEMEX con este tipo de válvulas[106-111]. Asimismo, estos problemas con las válvulas SSSV están siendo reconocidos más ampliamente a nivel mundial.[94-96] Por último, esta hipótesis concuerda con la observación de que el pozo siguió produciendo pero con un caudal aproximado de apenas el 10% de su caudal total debido al cierre incompleto de la charnela.

La Figura 4.27a muestra los componentes y el funcionamiento de una válvula SSSV similar a la que sufrió el mal funcionamiento en el Pozo 121. La válvula está diseñada para cerrar rápida y herméticamente a fin de detener totalmente el flujo del cabezal de producción. La Figura 4.27b/c muestra un ejemplo de la obstrucción de una válvula SSSV recuperada de un campo no muy lejos del campo KAB. Si bien lo visto en esta Figura difiere de lo que se espera encontrar en el Pozo 121, sirve para mostrar claramente que la obstrucción es posible (la válvula mostrada falló después de tan sólo 13 días)[109]. La Figura 4.28 señala la ubicación de la válvula SSSV dentro del pozo. En esta Figura se puede apreciar que la válvula SSSV está colocada en la tubería de producción a una altura debajo del lecho marino que permite su funcionamiento en caso que el pozo sufra algún golpe en el agua o sobre superficie del mar.

Brian Lee

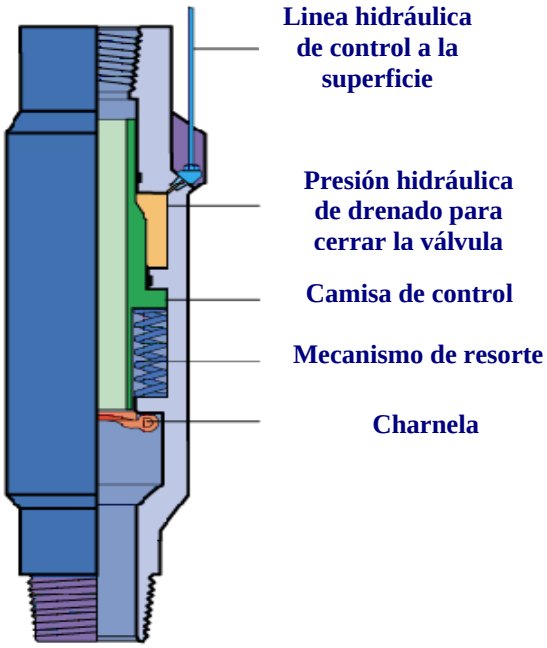


Foto #6: Rastros de fango arcilla y suciedad localizadas en I.D de la Válvula

Foto #12: Rastros suciedad en la charnela y el asiento sueave

Figura 4.27 a/b/c. (a) Dibujo esquemático de una válvula SSSV en posición cerrada; (b/c) Ejemplo de una válvula SSSV obstruida recuperada de un pozo cerca del campo KAB

Con referencia a los componentes internos de la válvula, véase que la línea de control hidráulico surte la presión que comprime el resorte que a su vez mueve la charnela para abrir la válvula. Cuando se reduce la presión en la línea de control hidráulico, el resorte se expande y obliga a la charnela a cerrar y así detener el flujo de producto. Por esta razón los tripulantes de la Usumacinta activaron la válvula SSSV cortando la línea de control hidráulico.

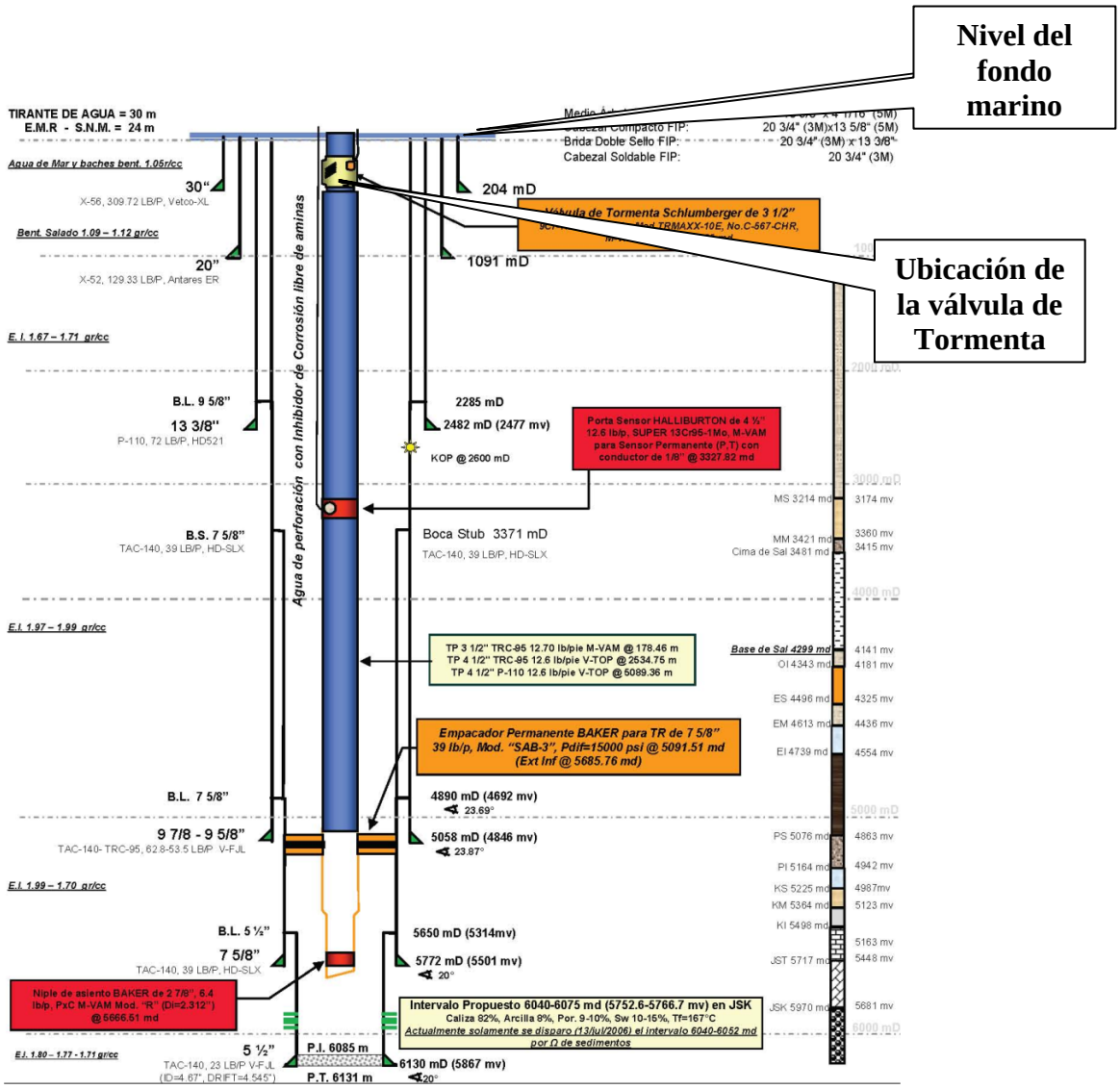


Figura 4.28. Ubicación de la válvula SSSV

¿Qué sucedió entre el momento cuando las válvulas de tormenta de los Pozos 101 y 121 fueron cerradas y el momento en que el Superintendente de PEMEX supuestamente reportó un mal funcionamiento (falla del cierre) de la válvula de tormenta a las 1510 horas, de acuerdo con la transcripción de las comunicaciones grabadas? Se ha dado mucha discusión en torno a la factibilidad de un mal funcionamiento de la válvula de tormenta justo después de haber sido activada durante el procedimiento normal de posicionamiento de la plataforma de perforación después de su traslado hasta la plataforma fija KAB-101.

Para responder esta pregunta, cabe tomar en cuenta el hecho de que el desempeño de las válvulas de tormenta ha estado sujeto al escrutinio cada vez mayor por parte de la industria, razón por la cual es conveniente cierto comentario para poner esta discusión dentro del contexto adecuado[p.ej.94-96]. Las causas más comunes para la falla de una válvula de tormenta son: 1) la fuga en posición cerrada; 2) la falla en el cierre; 3) el cierre anticipado de la válvula; y 4) la falla al abrir. Ni la fuga en posición cerrada ni la falla en el cierre son eventos inusuales, representando en conjunto más del 46% de todas las fallas reportadas para las válvulas SSSV.[94]

Este es el contexto general que parece indicar que existe un nivel significativo de preocupación respecto a la confiabilidad de válvulas SSSV. Asimismo, en vista de la experiencia de la industria en toda clase de condiciones de operación, se espera una vida útil mínima de cinco años ante condiciones difíciles. Por último, se ha reportado que una válvula SSSV puede verse afectada por el mal funcionamiento inmediatamente después de una prueba de operación exitosa (tales pruebas se requieren cada seis meses). Por lo tanto, pese a que se depende mucho de estas válvulas, su historial de desempeño es cuestionable.

Existen condiciones específicas en los campos petroleros administrados por Activo Integral Litoral Tabasco (AILT) que respaldan la hipótesis referente al mal funcionamiento de la válvula SSSV. En primer lugar, las condiciones del AILT significan que los pozos operan a presiones mayores y temperaturas más altas que las vistas normalmente en las otras regiones mar adentro en muchos de los campos explotados por PEMEX. La presión de operación del Pozo 121 era de unos 7,600 psi. Las temperaturas relacionadas con la operación de los pozos de la plataforma fija KAB-101 pueden ser muy elevadas[58]. Las condiciones operacionales en el AILT se consideran más difíciles que en los otros campos petroleros de las regiones marinas de PEMEX[110].

PEMEX reconoce los retos de seguridad presentados por sus operaciones en el AILT. Los documentos del AILT indican que un porcentaje elevado de los pozos en operación en sus campos experimentan problemas con las válvulas de tormenta, afectando así la seguridad de las plataformas[106]. La misma documentación indica que de los 36 pozos actualmente en producción en el AILT, 13 presentan problemas posiblemente relacionados con su respectiva válvula SSSV. En vista de esta situación, PEMEX ha implementado programas de acciones correctivas en el 2008, incluyendo la sustitución de las válvulas y pruebas más frecuentes[106] . Asimismo, PEMEX estableció un comité especial específicamente para analizar los problemas con las válvulas SSSV. La Empresa también ha recibido los resultados del análisis de una válvula que falló, con otras válvulas actualmente esperando el análisis por parte del fabricante Schlumberger.

De acuerdo con los datos proporcionados por AILT y confirmados en las conversaciones con la gerencia de Schlumberger, dicho fabricante es el principal proveedor de las válvulas de tormenta instaladas en el AILT (32 de las 36 equipos instalados en los pozos en producción). Tomando en cuenta sólo el desempeño de las válvulas SSSV Schlumberger en el AILT, se les calcula una vida útil de aproximadamente 1.5 años. La válvula instalada en el Pozo 121 que posiblemente fue afectada por el mal funcionamiento, fue fabricada por Schlumberger. De acuerdo con el documento "Certificación de trabajo para pruebas de presión y reporte de operaciones de Schlumberger" fechado el 5 de julio del 2006, la válvula HXS-580, CHR 567 fue instalada en el Pozo 121. De acuerdo con un análisis realizado por AILT sobre la experiencia específica del Litoral Tabasco con el mal funcionamiento de las válvulas de tormenta, la vida útil efectiva de las válvulas que fallaron (sin importar el fabricante) fue de 2.85 años. En contraste, generalmente se espera que la vida útil de estas válvulas sea entre 5.5 y 8.0 años.[106]

Esta información por sí sola, aparte de las circunstancias específicas del accidente ocurrido el 23 de octubre del 2007, respalda la hipótesis de que las condiciones en el AILT están afectando el desempeño de las válvulas de tormenta, por lo que representan claramente un problema sistémico. En conversaciones entabladas con varios gerentes de PEMEX también se llegó al consenso de que el mal funcionamiento de la válvula SSSV del Pozo 121 probablemente fue la causa de la continuación de la fuga[110]. Además de las entrevistas con las personas que presenciaron los hechos, este escenario y otros han sido sometidos a discusión con equipos de

Brian Lee

ingenieros y nuestras hipótesis han sido comparadas con los estudios realizados por la industria sobre una amplia gama de experiencias en diversas condiciones[94,95]. Estas fuentes respaldan la hipótesis de que el mal funcionamiento de la válvula SSSV probablemente fue la causa de la continuación de la fuga.

Una duda importante que merece respuesta nos hace preguntarnos porqué la fuga en la válvula SSSV no se evidenció durante las pruebas rutinarias ni cuando los pozos fueron cerrados para posicionar la plataforma de perforación. Existen varias hipótesis posibles para explicar los falsos positivos aparentemente reportados durante el cierre de esta válvula para el posicionamiento de la Usumacinta en la plataforma fija KAB 101 pocos días antes del incidente[94-96] Estas hipótesis también explican el cierre aparente de la válvula SSSV del Pozo 121 por el personal de PEMEX sólo una hora antes de que se volvió a abrir causando la continuación de la fuga y obligando a la tripulación a abandonar la Usumacinta. Como se mencionó antes, los estudios hechos por la industria atribuyen más del 46% de las fallas de las válvulas SSSV a fugas en posición cerrada y a la falla en el cierre. Los pozos pueden producir sólidos como asfaltenos que, junto con otros contaminantes, pueden obstruir la operación de un pozo.

En el caso del Pozo 121, es posible que una falsa lectura positiva respecto al cierre del pozo fuera atribuible a una acumulación de depósitos en la válvula SSSV y que haya impedido el cierre total de la charnela. Un reporte proporcionado por el fabricante Schlumberger, que incluye las fotografías presentadas en la Figura 4.27b/c, se refiere a una válvula de tormenta afectada por un mal funcionamiento sólo trece días después de ser instalada. Con base en la Figura 4.27b/c, es posible que la obstrucción dentro del contexto de la hipótesis antes planteada haya producido un falso positivo cuando los tripulantes de PEMEX cerraron la válvula. También es posible que con el paso del tiempo la alta presión de formación haya ocasionado la deformación de los componentes susceptibles a este fenómeno, dejando sólidos prensados entre la charnela y el asiento de la válvula, permitiendo así la continuación de la fuga. El reporte recibido de la Usumacinta a las 1510 horas indicó que la válvula no se había cerrado totalmente, dando lugar a la continuación de la fuga cuyo caudal representaba sólo un 10% de la capacidad del pozo.

Por el momento la hipótesis planteada aquí ofrece una posible explicación. La viabilidad de este análisis causa raíz sólo se puede asegurar mediante la concordancia con las características de la válvula SSSV una vez que sea recuperada del Pozo 121 para confirmar la causa de la continuación de la fuga. Asimismo, se recomienda el análisis de una muestra representativa de las válvulas sustituidas recientemente para entender mejor el potencial de problemas sistémicos con estas válvulas y así desarrollar la mejor estrategia para resolverlos.

Por lo tanto, con respecto a los eventos del 23 de octubre del 2007, la evidencia indica que la segunda fuga o continuación de la fuga del Pozo 121 se debió al mal funcionamiento de la válvula de tormenta.

Hallazgos. La causa más probable de la continuación de la fuga es que la válvula SSSV no cerró totalmente, posiblemente por la acumulación de sólidos y asfaltenos y que la erosión de este sello falso ocasionó el mal funcionamiento de la válvula. Aunque existen otras explicaciones creíbles, el escenario planteado aquí parece ser el que más concuerda con todos los hechos. Será necesaria la inspección directa de la válvula SSSV para confirmar o descartar esta explicación.

Cabe hacer otro par de comentarios para sustentar las consideraciones de las causas raíz. Primero, podría ser necesario rediseñar los procedimientos aplicables a las pruebas de las

Brian Lee

válvulas SSSV a fin de envitar el potencial de la creación de sellos temporales falsos, debido a la acumulación de sólidos y asfaltenos. Puede que el procedimiento vigente no sea adecuado para efectos de eliminar el sello temporal y obtener resultados correctos. Segundo, la literatura ha presentado suficiente discusión sobre esta modalidad de falla específica como para servir de aviso a PEMEX sobre la posibilidad de que el campo KAB fuera susceptible a esta clase de problemas. Por lo tanto, la falla de esta válvula SSSV podría también reflejar debilidades relacionadas con la administración de cambios.

Evacuación de Emergencia, Rescate y Recuperación

Minutos después de haberse reportado la fuga inicial del Pozo 101 alrededor de las 1135 horas del 23 de octubre del 2007, Control Marino solicitó a todos los buques cercanos a la Usumacinta dirigirse hacia la plataforma de perforación para apoyar el proceso de abandono. Después de un esfuerzo valiente pero infructuoso por parte de algunos trabajadores de PEMEX para controlar la fuga inicial, el temor de un incendio, explosión y/o peligros tóxicos por la fuga y, por último, el flujo descontrolado que provenía del pozo, motivaron la decisión de abandonar la Usumacinta por medio de las dos mandarinas disponibles para tales contingencias. Después de ser lanzados los botes al mar, por varias razones se perdieron vidas humanas tanto dentro como fuera de las mandarinas. Las operaciones de búsqueda y rescate durante este incidente, si bien fueron motivadas por buenas intenciones, no fueron del todo un éxito ya que también se perdieron vidas durante dichas operaciones. Esta línea de tiempo de los eventos principales requirió de un conjunto numeroso de líneas de investigación para poder aclarar las causas directas y causas-raiz[27].

Aunque ambas mandarinas fueron lanzadas sin contratiempos y los tripulantes de la Usumacinta pudieron sobrevivir en el mar durante un período de tiempo significativo, al final de cuentas murieron 22 personas. Diez empleados de Perforadora Central, seis empleados de PEMEX Exploración y Producción, cuatro empleados de SERCOMSA y dos rescatistas del buque Morrison Tide perdieron sus vidas durante las operaciones de evacuación, rescate y recuperación.

Las autopsias de los fallecidos señalaron que todos murieron ahogados. Esto contradice las afirmaciones de algunos de los sobrevivientes y rescatistas. Esta información permitiría la conclusión de que algunas de las víctimas murieron debido a impactos corporales dentro de las mandarinas o por accidentes relacionados con los intentos de rescate.

Este análisis tiene como objetivo determinar las causas que dieron lugar a los decesos. Por lo tanto, es imprescindible determinar:

- Si las mandarinas estaban en buenas condiciones físicas y operacionales en vista del uso que se les dio y (en su caso) ¿por qué no?
- Si las acciones humanas tanto dentro como fuera de las mandarinas fueron óptimas en vista de la severidad de la tormenta y (en su caso) ¿por qué no?
- Si el personal se encontraba debidamente capacitado y equipado para sobrevivir en el mar.

[27] Los aspectos sobre el rescate y recuperación son fuertemente relacionados con una serie de factores organizacionales y administrativos que se cubren en el Anexo L y en la literatura.(155-164)

- Si las operaciones de búsqueda y rescate se llevaron a cabo de la mejor manera posible en términos del nivel de preparación, el tiempo de respuesta, la estrategia de búsqueda y los intentos de rescate y (en su caso) ¿por qué no?
- Si las políticas y procedimientos y demás funciones organizacionales fueron adecuados.
- Si las acciones a nivel de administración apoyaron las expectativas organizacionales.

El análisis de los aspectos mencionados abarcó las siguientes actividades: entrevistas con los sobrevivientes y rescatistas; reconstrucción de la línea de tiempo; revisión de los registros de mantenimiento e inspección de los equipos de salvamento; pruebas hechas con y a las mandarinas, incluyendo análisis de materiales para evaluar su integridad estructural; y cumplimiento con los códigos y estándares aplicables y los procedimientos establecidos por PEMEX y Perforadora Central.

La Figura 4.29 muestra la línea de tiempo correspondiente a la evacuación de emergencia y los esfuerzos de rescate y recuperación. La Figura 4.30 resume las principales líneas de investigación para resaltar los factores causales y contribuyentes (las casillas blancas) que causaron la pérdida de 22 vidas, según fue determinado por el Análisis Causa-Raíz. Las casillas oscuras indican los factores que fueron descartados como contribuyentes durante el proceso de análisis.

El análisis fue dividido en la siguientes tres etapas: (1) Abandono de la plataforma de perforación; (2) Refugio seguro; y (3) Rescate y Recuperación.

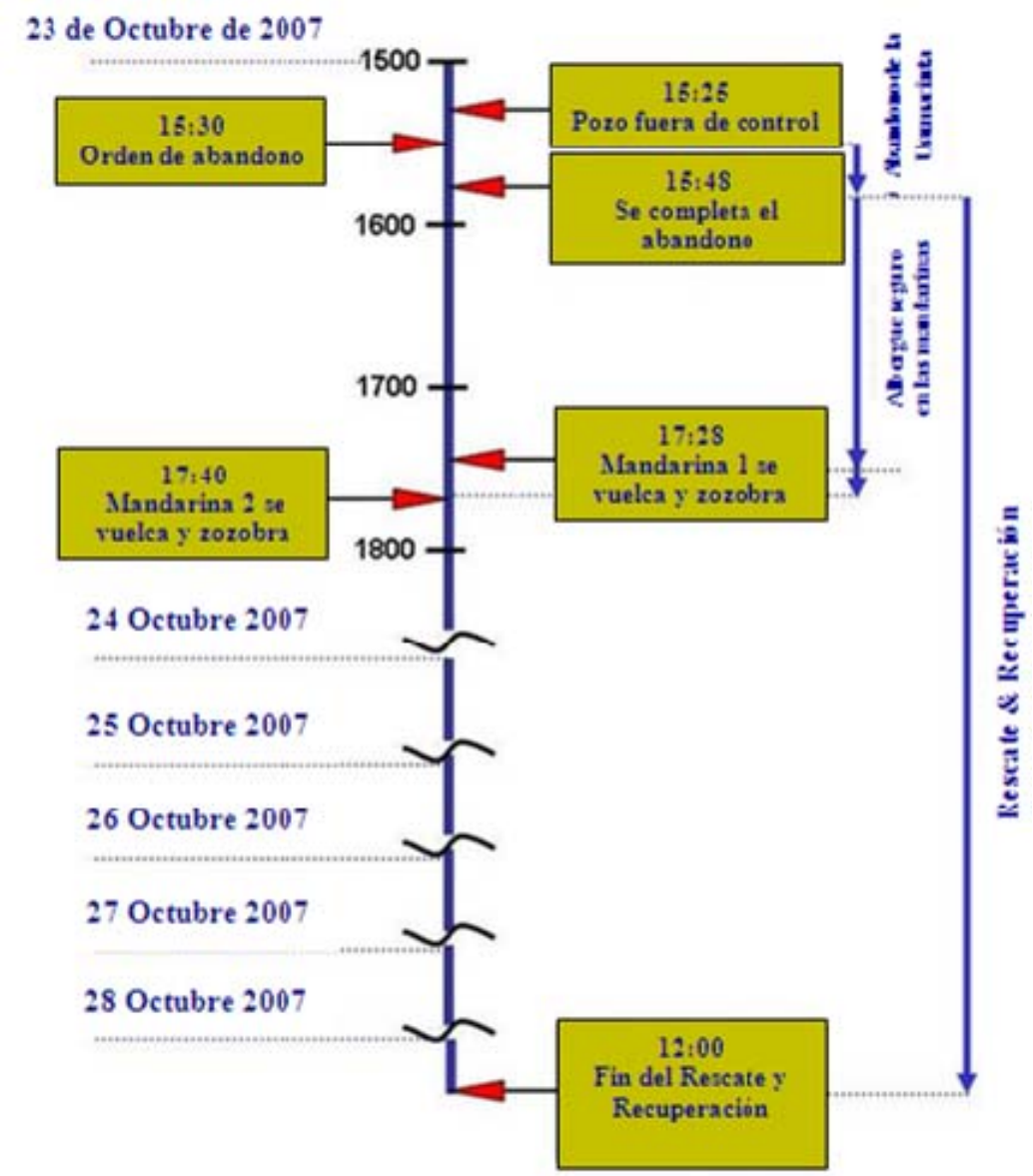


Figure 4.29. Línea de tiempo de las actividades de evacuación, rescate y recuperación

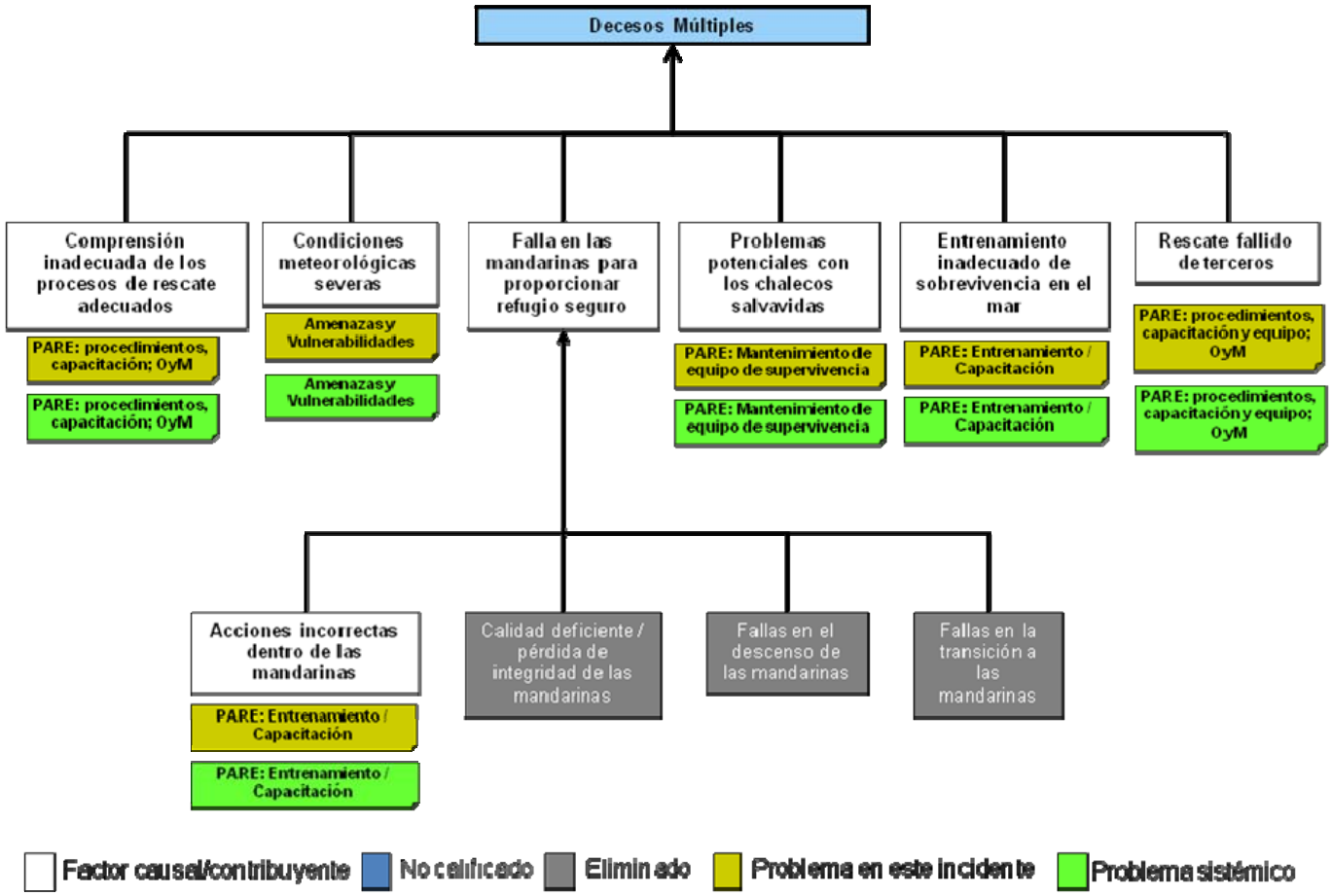


Figura 4.30. Flujo de eventos y detalles causales relacionados con las mandarinas y los decesos

Abandono de la Plataforma de Perforación

Poco tiempo después de que ocurrió la fuga inicial a las 1135 horas del 23 de octubre del 2007, mediante el sistema altavoz el personal a bordo de la Usumacinta recibió instrucciones para dirigirse hacia el área segura (el helipuerto). Los sistemas de detección de gas y las alarmas de Perforadora Central (PC) no estaban funcionando. El sistema redundante de detección de gas y las alarmas de Vallen aún no había sido conectado, lo cual cumple con los procedimientos de PEMEX.[132]

La plataforma de perforación había sido posicionada con orientación hacia el sur porque la posición de la plataforma fija KAB-101 y la del Ducto de 10" KAB-101 – Enlace Litoral no permitían ninguna otra orientación. De esta manera el helipuerto de la Usumacinta quedó al sur de la plataforma fija (azimut de 209°), en contra del viento y recibiendo el producto expulsado por la fuga debido a la dirección de los vientos en ese momento. Con el área segura expuesta a la mezcla de petróleo, gas y posiblemente el ácido sulfhídrico, todos los tripulantes se pusieron equipo de respiración personal de acuerdo con el procedimiento establecido[128, 167]. De acuerdo con el testimonio de los sobrevivientes, todos consiguieron tanques de aire, aunque algunas personas tuvieron dificultad para liberar el equipo del puesto de almacenamiento. Además algunos de los tanques no estaban completamente cargados. Algunos sobrevivientes sugieren que eso fue debido al simulacro del día anterior o bien porque algunas personas no sabían cómo abrir la válvula del tanque. Las cascadas (líneas fijas utilizadas para cargar los tanques de aire) no estaban funcionando porque el suministro de corriente eléctrica había sido cortado después de la fuga inicial para reducir las posibles fuentes de ignición. Cabe hacer notar aquí que fue sólo por casualidad que había tanques disponibles ya que el procedimiento normalmente observado por Vallen es de sacar de la plataforma de perforación todos sus equipos (incluyendo los tanques de aire) durante el traslado de la Plataforma.

El Superintendente de PEMEX llamó por radio a Control Marino para reportar la amenaza que representaba la fuga y solicitar la presencia de buques para comenzar la evacuación de la Usumacinta. Mientras tanto, según el testimonio de los sobrevivientes, el técnico de PEMEX[137] verificó las condiciones de la escalera de emergencias y al verla torcida él descartó la posibilidad de utilizarla para trasladar el personal a otra nave. Además, la maniobra que se le solicitó al Morrison Tide para ponerlo en posición de rescate no tuvo éxito debido al mal tiempo y las condiciones marinas. En su testimonio el Gruero dijo que por razones de seguridad no se podía utilizar la grúa cuando los vientos superan los 50 km/hr, por lo que no se podía evacuar el personal con el canasto de rescate (viuda). Asimismo, Control Aéreo había suspendido todos los vuelos saliendo de Ciudad del Carmen por tiempo indefinido, por lo que un rescate aéreo no era posible.

Como se mencionó en la sección anterior, cuando el primer intento de controlar el Pozo 121 resultó infructuoso con el tiempo y se dio la continuación de la fuga, el Superintendente de PEMEX ordenó la evacuación total de la Usumacinta por medio de las mandarinas, de conformidad con los procedimientos establecidos por el plan de respuesta a emergencias de PEMEX.[168] Según lo reportado en las entrevistas con los sobrevivientes, todos afirmaron que a esas alturas no había otra alternativa. Se entiende que la decisión de abandonar la Usumacinta fue una decisión muy difícil.

Diez minutos después de haber recibido la orden de abandonar la plataforma de perforación, el personal se dirigió a las dos mandarinas y las abordó. Debido a la poca visibilidad, hubo confusión con respecto a quién debía abordar cuál bote, pese a que las hojas con las asignaciones respectivas habían sido colocadas en las habitaciones. Asimismo, durante las entrevistas se reportó que la Mandarina Dos al lado babor no estaba visible debido a la nube de gas que emanaba del Pozo 121, además de estar cubierto de petróleo. A pesar de las condiciones adversas, todos los 73 tripulantes lograron abordar las mandarinas, las cuales fueron arriadas (bajadas) al agua y desenganchadas sin contratiempos. Fue difícil comprobar la presencia de todo el personal porque no todos los evacuados reportaron a su respectiva mandarina asignada. Como ejemplo, los dos superintendentes se subieron a la Mandarina Dos, algo que contraviene los procedimientos establecidos por PC[(167)].

Hallazgos. En vista de que todos el personal evacuado logró abordar las mandarinas, el proceso de abordar y lanzar las mandarinas fue descartado como factor contribuyente a la causa de los decesos.

La orden de evacuar la Usumacinta después de perderse el control del pozo se da conforme a los procedimientos establecidos por el plan de respuesta a emergencias de PEMEX y también con las prácticas internacionales. Si bien no había otra alternativa en ese momento, el abandono de la Usumacinta por medio de las dos mandarinas durante la etapa más intensa de la tormenta se considera un factor contribuyente a la pérdida de vidas humanas.

Con respecto a si fue oportuna la evacuación, los procedimientos establecidos por el plan de respuesta a emergencias vigente no contemplan criterios de decisión referentes al abandono de una plataforma de perforación durante eventos meteorológicos severos que no sean huracanes. Tampoco contemplan los efectos combinados del abandono de una plataforma y las condiciones marinas. Un mejor entendimiento de los riesgos potenciales relacionados con los vientos de línea recta frecuentemente vistos con los frentes fríos (a cambio de los vientos generados por los huracanes) hubiera dado a los Superintendentes criterios para respaldar la posible decisión de tomar medidas precautorias para mitigar la amenaza inminente.

Los planes de respuesta a emergencias deben tomar como basa los riesgos específicos que puedan afectar a cierta plataforma de perforación o plataforma fija. Deben contemplar también los eventos meteorológicos severos que no sean huracanes, así como los efectos combinados de una fuga y condiciones meteorológicas severas y los efectos combinados de la pérdida de un pozo y condiciones meteorológicas severas. El personal a cargo debe contar con procedimientos, planes de contingencia y criterios de decisión que contemplen las operaciones de perforación en esta clase de tormenta.

En algunas regiones del mundo el área habitacional de las plataformas fijas están diseñadas para fungir como refugio seguro. PEMEX y PC podrían considerar la posibilidad de fortalecer las áreas habitacionales para dotarlas de presión positiva, con una fuente confiable de suministro de aire fresco, además de la resistencia contra explosiones e incendios.

Refugio Seguro

La etapa de refugio seguro comienza cuando fueron lanzadas al mar las dos mandarinas que llevaban los evacuados adentro. Esta subsección se enfoca en las acciones que se tomaron tanto dentro como fuera de las mandarinas y analiza si las mandarinas estaban en buenas condiciones físicas y operacionales en vista del uso que se les dio.

Como se describió en la Sección 2, las dos mandarinas eran naves motorizadas totalmente cubiertas, construidas con elementos superiores e inferiores en forma de cascos poliméricos reforzados con fibra de vidrio (Cascos FRP) (véase la sección 2 y el Anexo N). El casco inferior es una estructura en forma de bote que aparentemente fue diseñada con el propósito de funcionar como tal. El casco superior sirve para encerrar el bote y brindar protección, facilitando el autoenderezamiento.

Para efectos de este Reporte, se le refiere al bote salvavidas que estaba ubicado al lado estribor de la Usumacinta como la Mandarina Uno y al bote del lado babor como la Mandarina Dos. La Mandarina Uno fue manufacturada por la empresa Whitaker(117) (ahora Survival Systems). La Mandarina Dos fue fabricada por Watercraft America, Inc.(118) (Schat-Harding). La Mandarina Uno tenía capacidad nominal para 50 personas sentadas y la Mandarina Dos tenía capacidad para 44 personas, dando una capacidad total de 94 personas. Esto resulta adecuado en vista del número de tripulantes que normalmente trabajan en la Usumacinta. Un documento reciente(119) indica que la plataforma PAE puede acomodar a 84 personas en área habitacional.

Mandarina 1 (Bote Salvavidas Uno)

Según reportaron los sobrevivientes y rescatistas y de acuerdo con las instrucciones de Control Marino, la Mandarina 1, después de ser arriada y desenganchada, se dirigió hacia el Morrison Tide. De acuerdo con las grabaciones de Control Marino y el testimonio de los sobrevivientes, el Morrison Tide y la Mandarina 1se estaban dirigiendo el uno hacia el otro.

Según reportaron los sobrevivientes, entre 5 y 15 minutos después de dejar la Usumacinta el fondo de la Mandarina 1 empezó a llenarse de agua. Las posibles razones por la entrada del agua incluyen las siguientes: faltó un tapón; no se cerraron completamente las escotillas; alguien abrió una escotilla; falló una toma de agua; hubo una fuga en alguna abertura para equipos o porque falló algún sello; o hubo una falla de materiales deteriorados.

El asistente al timonel de la Mandarina Uno, Juan Gabriel Rodríguez López de PC, menciona en su testimonio que había amarrado un mecate lanzado por el Morrison Tide al mecanismo que desengancha la mandarina cuando sea arriada al nivel del agua. Sin embargo, se reporta que el mecate o cuerda se reventó rápidamente.

Domingo Corona Moreno de PC, la primera persona rescatada, fue subido al Morrison Tide por los tripulantes del buque. Desde ese momento y las 1613 horas, dos tripulantes del Morrison Tide sufrieron lesiones en cubierta (uno murió y el otro quedó con lesiones serias) y otros dos fueron lanzados al mar por el oleaje (uno murió y el otro fue rescatado más tarde por el buque Isla del Toro.

Muchos de los sobrevivientes reportaron condiciones extremas dentro de la Mandarina 1 ya que los efectos del oleaje fuerte y el hacinamiento generaron mucha ansiedad y mareos. Las personas entrevistadas afirman que los ocupantes estaban sentados con su cinturón puesto, pero cuando el nivel del agua en el bote subió ellos tomaron la decisión de evacuar la Mandarina 1 alrededor de las 1613 horas en un intento de alcanzar el Morrison Tide. Cuando los ocupantes se salieron de la mandarina, el timonel apagó el motor, dejando la mandarina a la deriva.

En su intento de rescatar el personal de la Mandarina 1, el Morrison Tide trató de posicionarse a un lado de la mandarina, pero al principio el oleaje fuerte separó a las dos naves. En este momento los ocupantes de la mandarina estaban afuera aferrados al bote y esperando el rescate. Por la fuerza de las olas muchas personas no pudieron resistir y fueron separadas de la

Brian Lee

mandarina. Algunos de ellos lograron regresar al bote, pero la mayoría no pudieron y permanecieron en el agua, alejándose a la deriva mientras se unían en grupo. Los que lograron regresar a la mandarina volvieron a subirse al bote y comenzaron a achicarlo, lanzando agua por las escotillas con baldes (los sobrevivientes dijeron que abrieron y cerraron las escotillas para evitar el ingreso de más agua).

Alrededor de las 1728 horas el Morrison Tide reportó a Control Marino que el Bote Uno había zozobrado (volcado) y que todos los ocupantes fueron lanzados al agua. Los sobrevivientes posteriormente reportaron que la Mandariana 1 zozobró y no se volvió a enderezar porque el Morrison Tide colisionó contra la mandarina y le partió el casco superior. Además, le entró agua porque las escotillas estaban abiertas. Varias personas estuvieron atrapadas adentro pero lograron salir. Los registros de radar de Control Marino indican que en ese momento el Morrison Tide se encontraba a unos 7.0 kilómetros al suroeste de la Usumacinta y el Far Scotia estaba a unos 10.8 kilómetros del Morrison Tide.

La fotografía presentada en la Figura 4.31 capta el momento cuando la mandarina volcada llega a la costa. En la Figura 4.32 se ve cómo la mandarina volcada fue remolcada hasta la playa. Luego la Figura 4.33 muestra la Mandarina 1 en posición enderezada.

Figura 4.31. La Mandarina 1 volcada se acerca a la playa

Figura 4.32. La Mandarina 1 es remolcada hasta la playa

Figura 4.33. La Mandarina 1 en posición enderezada en la playa

Mandarina 2 (Bote Salvavidas Dos)

La Mandarina 2, que fue arriado al mar desde al lado babor de la plataforma de perforación, se dirigió al este del Morrison Tide. En varias de las entrevistas con los sobrevivientes se reportó que hubo problemas de visibilidad mientras navegaban en esta mandarina porque estaba cubierta de petróleo por haber estado en contra del viento de la fuga del Pozo 121. Las escotillas de la Mandarina 2 fueron abiertas para permitir la ventilación y para que el timonel pudiera ver hacia adónde iban. Aparentemente varias personas sufrían de mareos. Los sobrevivientes reportaron que después de una hora y media surgieron problemas con la dirección de la mandarina.

Según las personas entrevistadas, poco tiempo después de tener problemas con la dirección la Mandarina 2 fue impactada y volcada por una ola enorme alrededor de las 1742 horas del 23 de octubre. De acuerdo con los sobrevivientes, algunas personas no llevaban el cinturón puesto. Algunos de los entrevistados afirman que el impacto de la ola quebró la mandarina y reventó alguno de los cinturones. Otros dicen que agua entró a la mandarina porque las escotillas fueron abiertas para mejorar la visibilidad. Entre 33 y 35 personas quedaron atrapadas adentro y tuvieron que luchar para salir por las escotillas del bote zozobrado. Algunos de los sobrevivientes reportan que tuvieron que quitarse el chaleco salvavidas para poder salir de la nave zozobrada. El día siguiente (el 24 de octubre) la Mandarina 2 llegó hasta la costa en posición volcada, con doce sobrevivientes encima y un sobreviviente y cuatro cadáveres adentro.

La fotografía presentada en la Figura 4.34 capta el momento cuando la Mandarina 2 llega a la costa. La Figura 4.35 muestra a la Mandarina 2 en posición enderezada, donde se ve que el casco y el timón aparentemente estaban intactos pero del casco superior prácticamente no quedaba nada. La foto en recuadro muestra el timón cuando la mandarina ya estaba en el patio de almacenamiento. Se nota que el timón aparentemente sufrió daños durante el tránsito o estando ya en el patio. La Figura 4.36 muestra a la Mandarina 2 flotando de nuevo con el agujero reparado. La Figura 4.37 indica los respectivos lugares donde las mandarinas llegaron a la costa.

Figura 4.34. La Mandarina 2 volcada se acerca a la playa

Figura 4.35. La Mandarina 2 en posición de navegación

Figura 4.36. La Mandarina 2 con el casco reparado

Figura 4.37. Ubicaciones donde las dos mandarinas llegaron a la costa

Discusiones sobre los Botes Salvavidas de los Fabricantes Watercraft y Whitaker

Battelle y ABS visitaron a la empresa Alexander/Ryan Marine Safety Company. La empresa se especializa en la construcción y reparación de botes salvavidas y el suministro de equipos de seguridad marítima. Tiene su sede en Houston y su principal fuente de ventas es la industria petrolera mar adentro. El objetivo de la visita fue el de discutir los aspectos relacionados con los botes salvavidas, especialmente aquellos fabricados por Watercraft America y Survival Systems.

Las discusiones con los representantes de Alexander/Ryan Marine Safety Company no revelaron ninguna deficiencia estructural significativa históricamente relacionada con los botes Watercraft ni con los botes Whitaker. Por lo general, los botes salvavidas fabricados hoy en día en Estados Unidos son de construcción robusta. A veces se deteriora su apariencia con el tiempo y pueden desarrollar ampollas en la fibra de vidrio (por la infusión de agua entre el recubrimiento gelatinizado), pero los fabricantes no han visto problemas de deslaminación o problemas similares. Ellos afirman que aun cuando se deteriora mucho la apariencia de un bote, el daño tiende a ser superficial y puede corregirse con una buena limpieza y recubrimiento.

El único aspecto estructural mencionado tenía que ver con los botes Whitaker de modelos anteriores. El soporte del gancho está sujeto al fondo del casco con placas de bronce adentro y afuera. Para distribuir bien la carga, se incorporaron vigas de madera al fondo del bote. La construcción FRP es permeable; sólo el recubrimiento gelatinizado en las superficies interior y exterior hace que el casco sea resistente al agua. Según se desarrollaban pequeñas imperfecciones en el recubrimiento gelatinizado, especialmente en las esquinas de las placas de bronce donde existen esfuerzos localizados altos, el agua penetró a la fibra de vidrio y causó el deterioro de la madera. Esto reduce la rigidez del fondo y tiende a desalinear el eje de la hélice cuando el bote se encuentra colgando del gancho. Luego cuando se arranca el motor el eje chilla hasta que el bote se encuentre en el agua, donde el eje se vuelve a alinear.

El casco superior puede resistir la zozobra y el impact de las olas, más no puede soportar el impacto con un buque abastecedor u otra nave similar. El representante de Ryan/Alexander hizo esta analogía entre un bote salvavidas con un cascarón de huevo: mantiene afuera lo que está afuera y mantiene adentro lo que está adentro, pero puede sufrir daños fácilmente por el abuso. Ambos botes (Watercraft y Whitaker) son autoenderezables mientras no sufran daños y los ocupantes mantengan sus cinturones puestos. En condición dañada (inundada), ninguno de los dos puede autoenderezarse. En cambio, los modelos más recientes pueden autoenderezarse en condición dañada debido a la espuma flotante incorporada al casco superior.

Los botes están diseñados para mantener a sus ocupantes seguros hasta que las condiciones meteorológicas permitan el desembarque. No son aptos para ser remolcados en condiciones de oleaje fuerte, ni para el acercamiento a otro buque en condiciones de oleaje moderado o fuerte, ni para llegar hasta la playa cuando hay mucho oleaje. Para poner un ejemplo, unos botes “Rowan Gorilla 1” fabricados por Survival Systems soportaron olas de 12 metros de altura sin problemas durante varios días hasta que el mar se calmaró lo suficiente para permitir el rescate de los ocupantes.

El Concepto del Proceso de Rescate

De acuerdo con las entrevistas con los sobrevivientes, rescatistas y la revisión de los procedimientos de PEMEX, queda claro que el uso de las mandarinas se tuvo como base un concepto erróneo enfocado en el traslado de los tripulantes de la Usumacinta a los buques de

Brian Lee

rescate. El testimonio del timonel y la revisión de la cronología de los eventos indican que la Mandarina 1intentó llegar hasta el Morrison Tide con la esperanza de poder trasladar personas desde la mandarina hasta el buque. De acuerdo con las comunicaciones grabadas, Control Marino pidió al Morrison Tide intentar el rescate de los tripulantes de la Usumacinta porque estaban por arriar las mandarinas al agua. Esta solicitud contradice las instrucciones indicadas en las mandarinas y también va en contra de la práctica generalmente aceptada que consiste de mantener una distancia segura del buque de rescate o navegar en círculos alrededor del buque hasta que se calme el oleaje. Las instrucciones en la Mandarina 1 (Whitaker) insisten en que los ocupantes deben permanecer dentro del bote y no intentar acercarse ni efectuar el traslado a un buque de mayor tamaño sin tomar las precauciones del caso y aún así sólo después de considerar los riesgos de la maniobra.

El procedimiento de PEMEX para abandonar una plataforma de perforación[(39)] indica que el timonel debe navegar la mandarina con rumbo perpendicular a la plataforma y alejarse del incidente. Luego debe mantener un rumbo a 30º a babor o estribor del viento y no regresar a la plataforma, sino seguir navegando en círculos cuando sea posible.

Según reportaron los sobrevivientes en las entrevistas, los ocupantes de las mandarinas abrieron las escotillas porque el nivel del agua se estaba subiendo, así que evacuaron el bote en un intento de llegar hasta el Morrison Tide.

Hallazgos. El uso de las mandarinas se tuvo como ba se un concepto erróneo enfocado en el traslado de los tripulantes de la Usumacinta a los buques de rescate. Esta estrategia contradice tanto las instrucciones indicadas en las mandarinas como la práctica generalmente aceptada que consiste de mantener una distancia segura del buque de rescate o navegar en círculos alrededor del buque hasta que se calme el oleaje.

Condiciones Meteorológicas Intensas

El Frente Frío 4 claramente contribuyó a la pérdida de vidas humanas durante la etapa de evacuación y rescate. La Figura 4.38 indica que antes de y durante todo el incidente hubo fuertes vientos y oleaje, por lo que las condiciones meteorológicas se consideran un factor causal de este incidente.

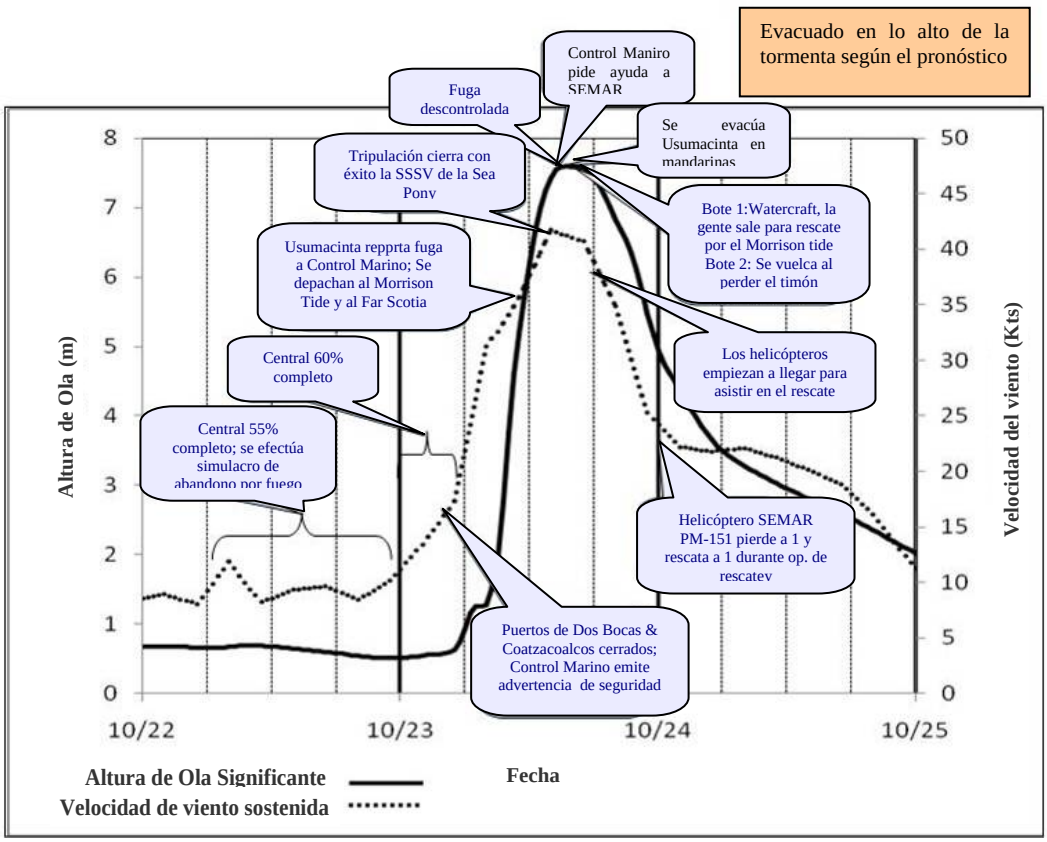


Figura 4.38. Historial de vientos y oleaje antes de y después del incidente

Se aprecia en esta Figura que el personal evacuó la Usumacinta durante lo peor de la tormenta cuando las condiciones se caracterizaban por una altura significativa del oleaje de 7.6 metros y vientos sostenidos de 77 km/hr.

De acuerdo con un estudio hecho por el centro canadiense para el desarrollo del sector transporte para el desempeño de las naves tipo TEMPSC (bote salvavidas motorizado y totalmente cubierto) ante condiciones meteorológicas extremas, tanto el índice de error humano como el índice de fallas mecánicas llegaron al límite (90%). Básicamente esto significa que la probabilidad de falla es muy alta (véanse el Tabla 4.6 y la Figura 4.39).

Tabla 4.6. Indices de Exito (%) para la Evacuación y EER de los Botes Salvavidas de Dos Ganchos de Arriado Tipo TEMPSC Considerando Factores Humanos y Mecánicos

		Calma	**Condiciones Moderadas**	**Condiciones Severas**	**Condiciones Extremas**	**Evacuación** (peso prom.)	**EER** (peso prom.)
TEMPSC	Error Humano	1	2	36	90	7	-
	Falla Mecánica	1	1	20	90	4	-
	Indice de Exito	99	96	43	10	89	70

Fuente: Escape, Evacuation, and Rescue Research Project, Phase II, Prepared for Transportation Development Centre Transport Canada by Bercha Engineering Limited, April 2003

Nota: Evac. WA – Evacuation weather-weighted average; EER WA – Total EER weather-weighted average success rate

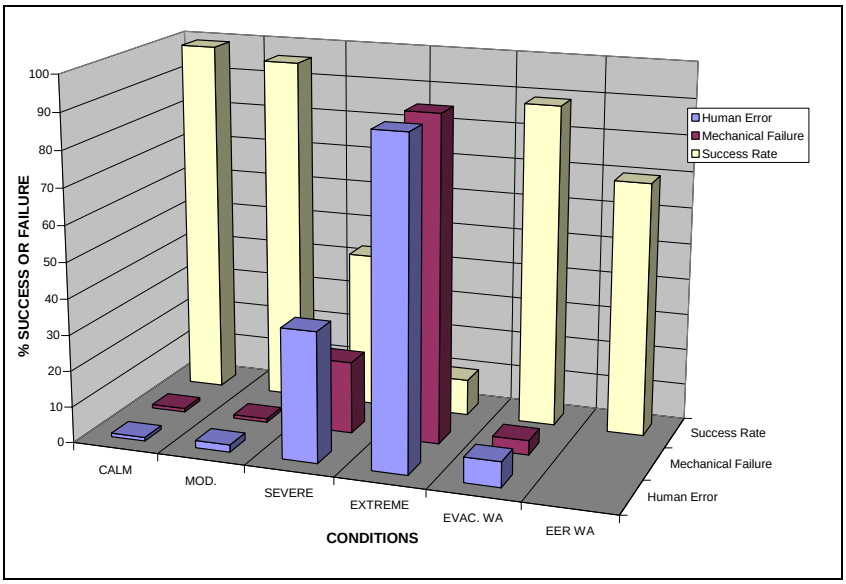


Figure 4.39. Índices de exito (%) para la evacuación y EER de los botes salvavidas de dos ganchos de arriado tipo TEMPSC considerando factores humanos y mecánicos

Hallazgos. El Frente Frío 4 fue uno de los factores causales que dieron lugar a la pérdida de 22 vidas humanas. La estimación de condiciones meteorológicas históricas deja claro que el Frente Frío 4 fue una tormenta intensa. La probabilidad de que ocurra una tormenta de esta magnitud (incluyendo las tormentas tropicales y no tropicales) es de una vez al año. El personal abandonó la plataforma de perforación durante lo peor de la tormenta, hecho que les expuso a graves riesgos en el mar agitado. Por lo tanto, debe haber procedimientos, planes de contingencia y criterios de decisión que contemplen las operaciones de perforación en esta clase de tormenta. Aunque PEMEX y Perforadora Central ya cuentan con procedimientos y planes de contingencia establecidos para los huracanes, se deben desarrollar procedimientos para los eventos meteorológicos severos sin importar en qué época del año ocurran, con referencia específica al abandono de las plataformas durante una tormenta.

Condición Física e Integridad Estructural de las Mandarinas

Cargas y Diseño

El diseño y construcción de las mandarinas se rigen por la Convención Internacional para Proteger Vidas Humanas en Alta Mar (SOLAS)[112] y por la normativa nacional que lleva incorporados los requerimientos de SOLAS más las disposiciones nacionales al respecto.

La Usumacinta fue entregada en 1982 con el nombre Sabine V como una unidad de perforación autoelevable y fue certificada de conformidad con el Subcapítulo I-A (Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera) del Título 46 del Código de Reglamentos Federales de Estados Unidos. Dicha normativa data del año 1978 y estipula que las unidades MODU deben estar equipadas con botes salvavidas que consisten de "un bote rígido cubierto de color anaranjado internacional, portado permanentemente por la unidad, que pueda brindar protección contra la exposición y el fuego durante la operación del bote."

En el caso de los botes utilizados en la Usumacinta, la Sección 160.035 del Código de Reglamentos Federales[169] rige el diseño, construcción y equipamiento de las mandarinas. Los

reglamentos que estaban vigentes al momento de fabricación de las mandarinas datan del año 1965. En forma de lineamientos generales, los reglamentos requieren que:

- "Todo bote salvavidas debe estar construido, tener la forma y proporciones de manera que facilite su maniobrabilidad, debe tener la capacidad de mantenerse estable en condiciones de oleaje fuerte y debe mantenerse con suficiente borda libre cuando lleva su carga plena de personas y equipos.
- Todo bote salvavidas debe tener la capacidad de mantener la estabilidad positiva estando en mar abierto con su carga plena de personas y equipos.
- Todo bote salvavidas debe tener forma de bote abierto con costados rígidos y con flotación interna únicamente.
- Se pueden aprobar los botes salvavidas con albergue rígido, siempre cuando se pueda abrir fácilmente tanto desde adentro como desde afuera y no impida ni el proceso de embarque y desembarque rápido ni el manejo del bote."

Los requerimientos aplicables a las mandarinas de la Usumacinta estipulan una certificación inicial de sus materiales de construcción y su capacidad para el servicio. Sin embargo, debido a la edad de los botes en este caso y su calidad portátil y por ende intercambiable, además de la observación de que por lo menos uno de los dos botes no era de los equipos originales de la Usumacinta,(114) no ha sido posible encontrar la documentación referente a la certificación. Sí fue encontrada la documentación sobre la certificación anual de los botes(115,116),pero los certificados se limitan sólo a constar la capacidad de los botes a ser lanzados en forma segura, en lugar de exigir una demostración más amplia de su capacidad para el servicio. La inspección de las mandarinas realizada en agosto del 2007 para verificar su capacidad para el servicio confirmó que estaban en buenas condiciones[28].

Si bien existe mucha literatura al respecto, la evaluación de la viabilidad de las cargas y diseño que sirvieron de referencia para el diseño de las dos mandarinas utilizadas en la Usumacinta se basa en la consideración de los eventos, decisiones y actividades relacionados con el lanzamiento de los botes o el uso de otros equipos de salvamento como los chalecos salvavidas. Como parte de esta evaluación, unos integrantes del equipo de Battelle dedicaron varias horas a evaluar una mandarina del mismo diseño y edad aparente de la Mandarina 1 (del lado estribor) utilizado en el incidente. La Mandarina 2 fue evaluada con base en la literatura referente a su uso y mantenimiento.

La evaluación de esta mandarina Whitaker se realizó durante una visita a la PAE Pride Colorado, donde el bote fue asegurado a la plataforma y puesto a disposición del personal de Battelle para efectos de ingresar en él y verificarlo, proceso que duró varias horas. De la evaluación surgieron varios aspectos relacionados con el diseño, especialmente con respecto a las escotillas y la viabilidad del diseño como refugio seguro durante una fuerte tormenta prolongada, como aparentemente fue el caso en este incidente.

---

[28] "Tormag Bote 1.pdf" y "Tormag Bote 2.pdf" (inspección anual de las mandarinas para verificar su capacidad para el servicio).

Brian Lee

Los aspectos relacionados con el diseño que tienen que ver con las escotillas que surgieron son: (i) el proceso de arriado del bote con carga, cuando se requiere que se abra una escotilla superior; y (ii) lo relacionado con el lanzamiento del ancla flotante, cuando también se requiere que se abra una escotilla lateral de mayor tamaño. En ambos casos, pero especialmente con respecto al uso de la escotilla lateral, su apertura o cierre en condiciones de fuertes vientos y oleaje alto podría causar problemas dependiendo de la dirección del viento y oleaje en relación con el bote (la cual no tiene la forma bien definida de un bote, siendo un aspecto que podría representar otro problema). En la presencia de fuertes vientos que soplan contra la escotilla, podría resultar difícil abrirla en primera instancia y luego mantenerla abierta por el tiempo que se requiere para conectar y lanzar el ancla flotante. Una ráfaga fuerte podría cerrar la escotilla de golpe y ocasionar lesiones serias en las manos o brazos. Por otro lado, los vientos fuertes en sentido contrario podrían dificultar el cierre, sosteniéndola en posición abierta y permitiendo el ingreso de agua en condiciones de oleaje fuerte.

Otros aspectos problemáticos del diseño se vuelven evidentes al considerar el uso del bote como refugio seguro durante una fuerte y prolongada tormenta. Las condiciones son muy hacinadas aun sin el uso de chalecos salvavidas, el flujo de aire es limitado y aparentemente hay dificultad para satisfacer el requerimiento establecido por la Convención SOLAS(112) que estipula que el bote debe ofrecer refugio seguro aun estando volcado ya que aún en aguas tranquilas el agua dentro del bote llegaría efectivamente hasta el cuello de los ocupantes del nivel inferior. Otro aspecto tiene que ver con una situación de hacinamiento y flujo de aire limitado cuando las personas sufren mareos. Aun en el mejor de los casos parece probable que por lo menos uno de los ~50 ocupantes pudiese indisciplinarse y se pondría de pie para abrir una escotilla. Además, áun si los demás retienen a esa persona e impiden que abra una escotilla, sólo el hecho de que haya desabrochado su cinturón podría afectar el equilibrio y provocar que el bote se vuelque.[29] A su vez, tal situación podría causar pánico entre los demás ocupantes y traer consecuencias desconocidas. En caso que una o más personas logren abrir una o más escotillas, sería inevitable que entre agua al bote en circunstancias de fuerte oleaje ya que, como se mencionó antes, probablemente resulta difícil cerrar una escotilla una vez que haya sido abierta. Una tercera dificultad compartida por los botes diseñados para ser arriados al agua con dos ganchos puestos tiene que ver con el soporte desbalanceado en el mar, lo cual puede causar que se logre soltar un gancho mientras que el otro se quede conectado. Este último punto no se aplicaría al bote del fabricante Whitaker por ser de un solo gancho, sino al bote de dos ganchos del fabricante Watercraft. Los dos botes comparten los aspectos antes mencionados con respecto a las escotillas.

El último aspecto percibido desde la perspectiva del diseño tiene que ver con los manuales de operación de las mandarinas Watercraft(120) y Whitaker(121). En el caso del bote Watercraft, las primeras instrucciones (que por su importancia aparecen en el manual aún antes del índice y la introducción) enfatizan claramente en forma gráfica que las escotillas deben cerrarse y no contienen ninguna indicación de que se deben volver a abrir. Las instrucciones del fabricante Whitaker fueron más enfáticas, indicando en fuertes términos que los ocupantes deben permanecer dentro de la mandarina y no intentar el acercamiento o traslado a ninguna nave de

[29] El requerimiento de SOLAS referente al autoenderezamiento supone que no haya entrado agua al bote y que todas las personas a bordo tengan sus cinturones puestos.

mayor tamaño sin tomar las debidas precauciones y aún así, sólo después de considerar los riesgos del caso.

Hallazgos. Con base en lo anterior, se determinó que las mandarinas de las marcas Whitaker y Watercraft que llevaba la Usumacinta fueron diseñadas para que sus ocupantes sobrevivieran condiciones extremas en un espacio hacinado pero adecuado, suponiendo que se observaran los debidos procedimientos y que las naves hubieran recibido el debido mantenimiento. Por esta razón, el diseño de los botes de supervivencia fue descartado como factor causal.

Sin embargo, fueron identificados aspectos relacionados con el diseño con respecto a las escotillas (en el caso del bote Whitaker) y la viabilidad del diseño como refugio seguro durante una fuerte tormenta prolongada (en el caso de ambos botes). Dichos aspectos no son exclusivos de este incidente ya que existen a nivel mundial. Sin embargo, si resulta que estos aspectos hayan influido en este incidente, entonces los elementos referentes a 'cargas y diseño' serán señalados como factor contribuyente al incidente.

Los manuales de operación para ambas mandarinas indican claramente que las escotillas deben permanecer cerradas y que los ocupantes deben permanecer dentro de las naves y utilizarlas como refugio seguro. Según las instrucciones, estos botes no funcionan como naves de traslado. Simplemente sirven como refugio seguro hasta que pase la tormenta, de ahí que su diseño debería facilitar la permanencia segura y cómoda por más o menos un día y debería ser ergonométrico. En ese sentido ambos diseños muestran carencias. Asimismo, la Mandarina Dos ofrece visibilidad limitada hacia adelante, una debilidad que en este caso se complicó más por el petróleo que había cubierto el bote antes de su lanzamiento.

Esta evaluación identificó varios aspectos relacionados con el diseño de las mandarinas con respecto a las escotillas y la viabilidad del diseño como refugio seguro durante una fuerte tormenta prolongada. Se trata de aspectos compartidos por ambos botes. Sin embargo, dichos aspectos no son exclusivos de este incidente ya que existen a nivel mundial. Ambos diseños aparentemente muestran carencias que afectan su capacidad de brindar refugio seguro cómodo durante un día o por el tiempo que duró este incidente. Ninguno de los dos diseños parece tener como base conceptos ergonométricos.

Construcción y Diseño Final Construido

Las mandarinas fueron evaluadas minuciosamente respecto a su condición de construcción y diseño final construido durante tres visitas de campo específicamente enfocadas en las mandarinas que fallaron durante el incidente investigado. Cada bote fue objeto de pruebas de campo y de laboratorio, de acuerdo con lo documentado en los Anexos C y N.

La inspección ocular determinó que ambos botes son de construcción compuesta por una matriz de fibras, la cual después de varios años de servicio manifiesta problemas con la colocación de las láminas de fibra de vidrio y con la resistencia o adherencia entre las láminas y la resina matriz utilizada para construir los botes. Estos problemas se aprecian en los planos de fracturación en forma de la deslaminación extensa y los puntos donde tales desprendimientos (aparentemente descubiertos después de la construcción o después un período de servicio) fueron inyectados con relleno. La Figura 4.40 muestra las características típicas de estos problemas. Tales problemas pueden ocasionar debilidad estructural, al igual que la oxidación excesiva del casco exterior, especialmente en lugares directamente expuestos a la radiación solar ultravioleta.

Brian Lee

En este contexto cabe hacer notar que si bien los materiales compuestos como la fibra de vidrio han existido desde hace décadas y han sido aplicados en, por ejemplo, la construcción de naves recreativas, fue hasta los años ochenta que estos materiales empezaron a ser ampliamente utilizados para efectos comerciales e industriales. De ahí que los primeros usos se limitaron principalmente a los elementos estructurales secundarios porque aún en las condiciones de producción altamente controladas de la industria aeronáutica se dieron problemas de calidad con la elaboración y el curado adecuado inclusive con las paneles de curvatura ligera.

El diseño del bote Whitaker aparentemente data de los años setenta, siendo un poco más reciente el diseño del bote Watercraft. No se pudo determinar la edad exacta del bote Whitaker. La placa del fabricante puesta al bote Watercraft indica el año 1982. En vista de la edad de ambos botes, se pueden esperar problemas con su construcción y condición física. Además, los ingredientes agregados a las resinas históricas para ofrecer resistencia a la radiación ultravioleta eran de menor calidad que los compuestos desarrollados posteriormente. Por ende, se pueden esperar problemas de fragilización (condición quebradiza) y problemas afines con los botes que tienen años de estar expuestos a niveles significativos de radiación ultravioleta, algo que ocurre con mayor intensidad en México que en las regiones más septentrionales. Por lo tanto, se puede concluir que merecen cierta preocupación los aspectos relacionados con la construcción y condición física actual de las mandarinas.

Figura 4.40. Vistas de los planos de fracturación de la Mandarina 2

Los trabajos reportados en el Anexo C y discutidos en esta subsección del reporte indican que la Mandarina l era impermeable, con base en las pruebas hechas en los múltiples posibles puntos de fuga. Los resultados permitieron la conclusión de que el agua ingresó al bote mediante las escotillas que fueron abiertas por varias razones, de acuerdo con el testimonio de varios de los sobrevivientes. Se determinó que los materiales del casco superior de la Mandarina 1 eran viables, a cambio de lo que se pudiera haber esperado (véanse los Anexos C y N para mayor detalle). Por lo tanto, no hubo evidencia de problemas relacionados con la construcción y diseño final construido de la Mandarina 1. En el caso de la Mandarina 2 el testimonio de los sobrevivientes no menciona problemas debido a fugas de agua, por lo que la evaluación de esta mandarina se enfocó más en la condición física de sus materiales.

Los resultados para la Mandarina 2 señalaron cierto deterioro de la resistencia y calidad de fabricación del material del casco superior. En cambio, el casco inferior sufrió daños pero permaneció intacto. El sello entre los cascos superior e inferior también permaneció intacto. Pese a la debilidad potencial del casco superior, el testimonio indica que la Mandarina 2 navegó durante hora y medio sin contratiempos. Luego el bote zozobró (aparentemente durante una maniobra) y el casco superior se agrietó.

En vista de las condiciones meteorológicas reportadas durante horas de la tarde cuando la Mandarina 2 zozobró, la furia de la tormenta había disminuido un poco. Aparentemente el bote se mantuvo intacto a pesar de la carga mal distribuida. El casco inferior está diseñado para soportar las cargas normales, más el casco superior está diseñado para fungir sólo como cobertizo protector. Por lo tanto, al estar el bote en posición volcada, exponiendo este cobertizo a los impactos del oleaje, el casco superior podría quedar expuesto a cargas de suficiente intensidad para provocar la falla de este elemento.

Mientras la Mandarina 2 navegaba sin dificultades antes de volcarse, por lo menos una de las escotillas había sido abierta para permitirle mejor visibilidad al timonel. Debido a la posición de la ventana, el timonel reporta que tuvo que ponerse de pie para poder ver hacia adelante, por lo que otra persona le asistía con el manejo del timón. A pesar de que la Mandarina 2 estaba navegando en condiciones de tormenta, no se sabe si había otras escotillas abiertas ni cuántas, pero los reportes afirman que sí había escotillas abiertas. Dependiendo de los supuestos del diseño del casco superior, es posible que el hecho de tener escotillas abiertas podría generar distorsión o esfuerzos no contemplados por dicho diseño. De mayor importancia es el hecho de que las cargas impuestas al casco superior, después de volcarse el bote, tampoco están contempladas por el diseño del casco superior porque el diseño de la nave supone la capacidad de autoenderezarse (de conformidad con la Convención SOLAS)[(112)].

De lo anterior se concluye que el casco superior quedó expuesto a cargas extraordinarias más allá de cualquier margen razonable de diseño porque La Mandarina 2 se volcó y no se volvió a enderezar. También se puede concluir que no se podía esperar el autoenderezamiento porque: 1) no todos los ocupantes tenían el cinturón puesto; y 2) se sabe que por lo menos una escotilla estaba abierta, lo que permitiría la inundación rápida del bote volcado. Por lo tanto, aunque los materiales muestran indicios de deslaminación y menor resistencia de lo que se podría esperar, las cargas impuestas a la Mandarina 2 volcada superaron por mucho las expectativas de diseño para el casco superior, ocasionando la falla de ese componente.

El análisis de las macrofracturas en el casco superior y además cercanas a su punto de unión con el casco inferior, revela evidencia clara de que el casco superior falló debido a las cargas aplicadas en sentido vertical contra la parte superior de este elemento, provocando su colapso hacia adentro. Tales cargas pueden darse en mar abierto, pero serían mucho más intensas en el caso de que un bote volcado sea arrojado repetidamente contra la playa por las olas. Hubo pinchazos y otras características inconsistentes con la falla completa del casco superior en mar abierto, lo que sugiere que gran parte de estos daños sucedió cuando el bote llegó a la playa. Esta suposición queda respaldada por el hecho de que varias tiras largas del casco superior permanecieron adheridas al bote. Sin embargo, quedó demasiado poco del casco superior para poder reconstruirlo con el fin de evaluar este aspecto más a fondo.

Basta decir que el desempeño de la Mandarina 2 fue adecuada a pesar de las acciones de los ocupantes que, por razones que estimaron necesarias en vista de las circunstancias,

Brian Lee

desabrocharon sus cinturones y abrieron las escotillas. Como se mencionó antes, la necesidad de mejorar la visibilidad para mantener un rumbo seguro motivó ambas acciones. Quizás eso no hubiera sido necesario si la ventana del timonel no hubiera estado cubierta de petróleo.

Para resumir, si bien se pueden mencionar ciertos aspectos relacionados con el factor 'construcción y diseño final construido', ningún elemento de la evidencia señala a este factor como la causa principal de la muerte de los tripulantes. Aunque este factor podría haber contribuido a la pérdida de vidas humanas en caso que la Mandarina 2 no se hubiese volcado, este suceso y las circunstancias que permitieron la inundación rápida del bote por medio de una escotilla abierta vuelven nulo a dicho supuesto. Se requiere de capacitación para mitigar esta preocupación en el futuro. Por último, aunque las propiedades aparentemente deficientes de los materiales del bote Watercraft no fueron un factor en este incidente, podrían representar un problema sistémico y por ende deben ser evaluadas para evitar que este aspecto se convierta en factor contribuyente o causal de algún incidente en el futuro.

Hallazgos. La evaluación de los aspectos relacionados con la construcción y diseño final construido de las mandarinas se enfocó específicamente en las mandarinas que fallaron durante este incidente. Ambos botes muestran indicios de problemas con la colocación de las láminas de fibra de vidrio y con la resistencia o adherencia entre las láminas y la resina matriz utilizada para construir los botes, aspectos que podrían causar la debilidad estructural, aunque esta situación fue mucho más seria en el caso de la Mandarina 2. Ambos botes también muestran oxidación extensa de la superficie exterior directamente expuesta a la luz solar. Basado sólo en estos aspectos se podría concluir que los aspectos relacionados con la construcción y diseño final construido de las mandarinas fueron consecuenciales para este incidente. Sin embargo, queda claro que la Mandarina 2 funcionó adecuadamente hasta que la escotilla abierta permitió la inundación rápida del bote cuando éste se volcó, hecho que aparentemente causó que el bote permaneciera en posición volcada y quedara expuesto a cargas muy superiores a los niveles contemplados por su diseño.

Para resumir, si bien se pueden mencionar ciertos aspectos relacionados con el factor 'construcción y diseño final construido', ningún elemento de la evidencia señala a este factor como la causa principal de la muerte de los tripulantes. Aunque este factor podría haber contribuido a la pérdida de vidas humanas en caso que la Mandarina 2 no hubiese zozobrado, este suceso y las circunstancias que permitieron la inundación rápida del bote por medio de una escotilla abierta vuelven nulo a dicho supuesto. Se requiere de capacitación para mitigar esta preocupación en el futuro. Por último, aunque las propiedades aparentemente deficientes de los materiales del bote Watercraft no fueron un factor en este incidente, podrían representar un problema sistémico y por ende deben ser evaluadas para evitar que este aspecto se convierta en factor contribuyente o causal de algún incidente en el futuro.

Inspección y Pruebas Realizadas Después del Incidente

El 30 de abril del 2008 la PGR otorgó el permiso que Battelle había solicitado para realizar pruebas con las mandarinas utilizadas para evacuar los tripulantes que abandonaron la Usumacinta el 23 de octubre del 2007. Ambas mandarinas fueron inspeccionadas y la Mandarina 1 fue sometida a pruebas por un equipo integrado por personal de Battelle y ABS el mismo día 30 de abril en las instalaciones de la Academia Marítima FIDENA en Ciudad del Carmen. El Ing. Jorge Oviedo coordinó las pruebas de parte de PEMEX-DCO. También

Brian Lee

estuvieron presentes el Ing. Pedro Sánchez, Víctor Ceballos y Viviana Montero de PEMEX Exploración y Producción.

Según reportaron los sobrevivientes, entre 5 y 15 minutos después de dejar la Usumacinta el fondo de la Mandarina 1 empezó a llenarse de agua. Las personas entrevistadas afirman que los ocupantes estaban sentados con su cinturón puesto, pero cuando el nivel del agua en el bote subió ellos tomaron la decisión de evacuar la Mandarina 1 alrededor de las 1613 horas en un intento de alcanzar el Morrison Tide. De acuerdo con el testimonio de los sobrevivientes de la Mandarina 2, aparentemente no hubo problemas de ingreso de agua al Bote Dos.

Figura 4.41. Pruebas realizadas a la Mandarina 1 después del incidente

Con el fin de evaluar todas las posibles causas de fugas en la Mandarina 1, se realizó una inspección completa de la nave. Primero el bote fue levantado y puesto sobre dos bastidores que lo sostuvieron a unos 80 cm del suelo para permitir la inspección del fondo. Se apreció que había unos 30 cm de agua dentro del bote, aparentemente producto de las lluvias. Las fotografías tomadas de la mandarina en diciembre del 2007 mostraron el bote libre de agua.

Después de la inspección inicial, la mandarina fue lanzada al mar con el fin de revisar los elementos descritos a continuación.

Tapón de Drenaje. Normalmente la salida de drenaje tiene una rejilla metálica montada al exterior del casco con una bola flotante de retención que impide o por lo menos reduce la entrada de agua al bote cuando se encuentra en el mar. Los reglamentos requieren que se mantenga un tapón cerca de la salida y que el bote cuente también con un tapón extra. A la rejilla de la la Mandarina 1 le faltaba la bola, pero el tapón manual estaba puesto y a prueba de fugas. La sentina del bote fue inundada hasta unos ocho centímetros por debajo de los asientos (unos 80 cm de agua) con el fin de aplicar una fuerte carga de presión para probar el sello creado por el tapón. No se observó fuga alguna. Durante los 15-20 minutos que el bote estuvo montado sobre los bastidores sólo se formó una pequeña gota de agua en la salida. Luego cuando el bote fue lanzado al mar no varió el nivel del agua en el fondo del bote durante los 20-30 minutos posteriores.

Tubo de popa. El eje de hélice pasa por el tubo de popa hasta la hélice. El eje está forrado con un empaque de hule y en el tubo de popa al interior del bote, pasa por un empaque con collarín. En condiciones normales el collarín gotea un poco. Cuando el bote fue inspeccionado sobre los bastidores , el extremo exterior del tubo de popa se mantuvo seco sin indicios de fuga alguna.

Eje del timón. El extremo superior del eje del timón estaba sobre el nivel del agua en la sentina. No hubo indicios de fuga mientras el bote estuvo en el mar durante las pruebas.

Salida de la bomba de achique. El Bote Whitaker cuenta con un tapón roscado en el casco superior que se puede quitar para descargar la bomba de achique manual. Esta salida se ubica a través del bote al lado babor y consiste de un tubo corto con tapón roscado. Se necesita una llave inglesa para quitar el tapón. Se encontró la cuerda que sujeta la llave inglesa al casco, pero faltaba la llave.

Toma de agua marina para el sistema de enfriamiento del motor y el sistema de aspersión. El bote cuenta con un sistema de aspersión y su motor es enfriado con agua de mar. El bote del fabricante Whitaker tiene un sistema de escape húmedo que descarga el agua de enfriamiento junto con el escape del motor. La toma de agua de mar para el sistema de enfriamiento del motor y para el sistema de aspersión estaba abierta cuando el bote fue lanzado al mar durante las pruebas. Hubo una sección de manguera con un extremo conectado a la bomba de agua y el otro extremo conectado a una te hacia el sistema de enfriamiento y el sistema de aspersión. Se descubrió que esta última conexión estaba suelta (desarmada o zafada) de manera que la manguera quedaba abierta al mar. Si el motor estuviera funcionando al soltarse esta conexión, sería posible inundar el bote. La conexión se encuentra dentro del recinto del motor y por ende hubiera estado fuera de vista durante el incidente. En dado caso, el agua hubiera entrado al bote desde el fondo del recinto del motor.

Figura 4.42. Descarga de la bomba del sistema de aspersión

En la Figura 4.42 la manguera abierta con dos abrazaderas que se ve a la derecha descarga la bomba del sistema de aspersión. El tubo metálico que se ve a la izquierda debía estar insertado dentro de esa manguera con las dos abrazaderas puestas y tensadas. La manguera con la cinta de aislar verde lleva agua al sistema de enfriamiento del motor.

Aunque inicialmente la conexión de agua de enfriamiento parecía ser una posible fuente de inundación, existe evidencia de lo contrario. Durante una inspección independiente de la Mandarina 1 realizada en agosto del 2007 (dos meses antes del incidente) por Germanischer Lloyd [(170)],el bote funcionó sin problemas y ninguna anomalía fue detectada con la toma de agua de mar. Tampoco se detectaron anomalías durante la inspección rutinaria en septiembre del 2007. Por lo tanto, si bien no se trata de una conclusión definitiva, no existe evidencia que corrobore que la toma de agua de mar causó el ingreso de agua a la Mandarina 1.

Escotillas. Por lo general las aberturas de acceso al bote pueden ser cerradas contra la intemperie, pero si son abiertas (por ejemplo, para efectos de ventilación), se convierten en aberturas grandes que pueden permitir el ingreso de agua al bote.

Daños al bote. Por encima de la borda el casco superior sufrió daños significativos en la proa y al lado estribor casi hasta el puesto del timonel. Al puesto del timonel le falta la ventana delantera. En la popa del bote hay daños superficiales debajo de la borda y un poco hacia el lado estribor de la línea central, entre la borda y el nudillo, en un área de unos 30 cm de ancho y 20 cm de alto. El recubrimiento gelatinizado y la lámina exterior están agrietados. Esta área estaba seca cuando el bote fue inspeccionado en tierra. Después de sacar el bote del mar, goteaba agua de las grietas. Las grietas eran de una longitud entre 20 y 30 cm y de apenas un grosor suficiente para permitir el paso de una cuchilla pero no para permitir una fuerte fuga. La lámina interior del casco en esta misma área no mostraba daños visibles, por lo que se concluye que esta área agrietada no hubiera permitido el ingreso de una cantidad significativa de agua al bote.

Hallazgos. Durante la inspección la mandarina permaneció a flote sin ninguna asistencia durante los veinte minutos que tardó el proceso. El nivel de agua dentro del bote no varió. Con base en los resultados de este análisis, no hay evidencia que sugiera que la inundación de la

Mandarina 1 se podría atribuir al extravío o falla de un tapón, a la falla de una toma de agua de mar, a alguna fuga en las aberturas para los equipos, a la fuga por la falla de algún sello, o a materiales deteriorados. Además, el testimonio de los sobrevivientes afirma que la mandarina estaba intacta cuando la abandonaron. Por lo tanto, la evidencia indica que la explicación probable es que la inundación de la Mandarina 1 se produjo por la apertura de las escotillas cuando sus ocupantes intentaron llegar al Morrison Tide.

Idoneidad de los Materiales

Ambas mandarinas fueron evaluadas para determinar la capacidad de sus materiales y su capacidad de brindar refugio seguro a los evacuados.

Como se explicó antes, la Mandarinac l supuestamente había sufrido problemas relacionados con el ingreso de agua. Con base en las pruebas de los materiales y la evaluación de los posibles puntos de fuga no se pudo confirmar la fuente de ingreso. Sin embargo, no existe evidencia que indique que el ingreso del agua fuera causado por el deterioro de los materiales, por tapones extraviados o con fallas o por la falla de alguna toma de agua de mar.

De acuerdo con el testimonio de los sobrevivientes, la Mandarina 1 se volcó cuando colisionó contra el Morrison Tide y el casco superior del bote se rajó. La mandarina permaneció volcada y se inundó porque las escotillas estaban abiertas. Estos problemas no se pueden atribuir a debilidad en la integridad del bote. La mandarina cumplió con la función para la cual fue diseñada. Como se explicó antes, el casco superior de este bote puede resistir la volcadura o el impacto del oleaje, pero no puede resistir el impacto contra un boque abastecedor u otra nave grande. Este bote está diseñada para autoenderezarse estando libre de daños y con las escotillas cerradas y con los ocupantes sentados con sus cinturones puestos.

La Mandarina 2 reportó problemas de visibilidad y más adelante con el sistema de dirección después de navegar durante aproximadamente hora y media. Pocos minutos después una ola enorme volcó el bote. Si bien el impacto de la ola puede haber causado el agrietamiento del casco, las características mostradas por las partes más afectadas por el agrietamiento reflejan otro tipo de carga que no corresponde con las cargas laterales generadas por el oleaje. La evidencia indica que esta mandarina permaneció volcada porque tenía las escotillas abiertas y sus ocupantes no tenían sus cinturones puestos. La evidencia sugiere que el casco superior de la Mandarina 2 permaneció intacto hasta que el bote, con un sobreviviente y cuatro cadáveres adentro, llegó a la costa. Con base en la inspección de esta mandarina y el tipo de fallas que ocurrieron, incluyendo un agujero de pinchazo y el material del casco superior estrujado, es aparente que los daños fueron causados por las cargas impuestas al bote al el impacto contra el fondo al llegar a la playa en posición volcada.

Hallazgos. Con respecto a la Mandarina 1, con base en las pruebas de los materiales y la evaluación de los posibles puntos de fuga no se pudo confirmar la fuente de ingreso de agua Sin embargo, no existe evidencia que indique que el ingreso del agua fuera causado por el deterioro de los materiales, por tapones extraviados o con fallas o por la falla de alguna toma de agua de mar. La inundación de la Mandarina 1aparentemente fue causada porque las escotillas fueron abiertas en un intento para llegar al Morrison Tide. La estructura del bote aún era adecuada para el servicio cuando sus ocupantes lo abandonaron por primera vez.

Con respecto a la Mandarina 2, la nave permaneció estructuralmente intacta, aunque volcada, hasta que llegó a la costa, donde el impacto contra la playa destrozó el casco superior del bote.

Brian Lewis

Las mandarinas fueron evaluadas minuciosamente respecto a su condición de construcción y diseño final construido durante tres visitas de campo específicamente enfocadas en las mandarinas que fallaron durante el incidente investigado. Se halló evidencia de problemas con la colocación de las láminas de fibra de vidrio y con la resistencia o adherencia entre las láminas y la resina matriz utilizada para construir los botes. Estos problemas pueden debilitar la estructura original, al igual que la oxidación excesiva del casco exterior, especialmente en lugares directamente expuestos a la radiación ultravioleta solar.

Aunque las propiedades de los materiales de los botes parecen haberse deteriorado más de lo que se podría esperar, eso no fue un factor en este incidente. Sin embargo, el posible deterioro de otros botes salvavidas podría constituirse en un riesgo en otras circunstancias similares. (Véase el Reporte de Análisis de Materiales en el Anexo N.)

Sistemas y Equipos de Seguridad

De acuerdo con los requerimientos de la convención SOLAS,(112) cada mandarina debía estar equipada con un aparato radiotelefónico VHF bidireccional con antena independiente, una brújula montada en el puesto del timonel, un transponder, bengalas y un ancla flotante adecuada a todas las posibles condiciones marinas.

Control Marino cuenta con un sistema de monitoreo por radar que abarca un área de 22,500 km^2 dividida en cuatro sectores, incluyendo Dos Bocas, que consiste de las zonas sur y suroeste donde la plataforma de perforación Usumacinta estaba ubicada. El sistema está enlazado con un sistema de identificación automática que registra los datos de todos los buques que entran al área. Se requiere que toda nave tenga un transponder.

De acuerdo con los registros de radar y de inspección, aparentemente ninguna de las mandarinas llevaba transponder durante el incidente. Las inspecciones realizadas por Perforadora Central los días 30 de septiembre y 1ro de octubre del 2007 detectaron que ninguna de las mandarinas llevaba transponder porque habían sido enviados a reparación. No existe ningún registro que indique que los equipos hayan sido reinstalados antes del incidente(171).

Según lo reportado por los sobrevivientes y Control Marino, ni el radio de la Mandarina 1, ni el de la Mandarina 2 estaban funcionando durante el abandono de la Usumacinta y las operaciones de rescate. Al principio hubo comunicaciones entre las dos mandarinas porque había personas que portaban radios portátiles. La Mandarina 1 pudo comunicarse con el Morrison Tide hasta que zozobró. La Mandarina 2 mantuvo comunicaciones con el Morrison Tide y Control Marino Litoral Tabasco hasta que se volcó.

Muchos de los sobrevivientes reportaron condiciones extremas dentro de las dos mandarinas ya que los efectos del oleaje fuerte y el hacinamiento generaron mucha ansiedad y mareos. A pesar de que algunos sobrevivientes afirman haber visto medicamentos para el mareo, aparentemente Perforadora Central no los había suministrado.

Los sobrevivientes reportan que ninguna de las mandarinas utilizó su ancla flotante.

Hallazgos. Con base en las entrevistas con los sobrevivientes y rescatistas, en la evidencia física y en los análisis posteriores al incidente, en el caso de ambos botes salvavidas surgieron problemas relacionados con equipos de seguridad que faltaban o que no funcionaban. Por ejemplo, los radios no funcionaban y faltaban los transponders. Esto señala deficiencias con respecto a la inspección y mantenimiento de los equipos de seguridad. También hay evidencia

Brian Lee

de una falta de conocimiento referentes al uso de las anclas flotantes que posiblemente hubieran ayudado a estabilizar las mandarinas y, en el caso de la Mandarina 2, evitar la volcadura.

Problemas con el Sistema de Dirección

Según reportan los sobrevivientes, al cabo de una hora y media después de dejar la Usumacinta, la Mandarina 2 comenzó a tener problemas con la dirección durante la tormenta. Esta situación, en conjunto con las escotillas abiertas (para mejorar la visibilidad y la ventilación) y el impacto de una ola enorme, aparentemente contribuyó a la volcadura de la nave.

En las fotografías tomadas a la Mandarina 2 cuando llegó a la costa, el timón parece estar intacto. Luego durante la inspección realizada el 1ro de mayo del 2008 se observó que el timón había sido quebrado y separado de la base del eje del timón. La inspección ocular indica que probablemente la falla del timón fue causada por una fractura por fragilidad ocurrida después del incidente.

Hallazgos. La evidencia fotográfica indica que el timón de la Mandarina 2 estaba intacto cuando la nave llegó a la costa. Fue hasta después que se observaron los daños al timón, por lo que se cree que los daños ocurrieron posiblemente durante el transporte de la mandarina desde la playa hasta el patio de almacenamiento. El mal funcionamiento del sistema de dirección probablemente se debió a algún problema con el mecanismo de dirección. Sin embargo, no se pudo realizar mayor análisis en vista de los daños sufridos por la Mandarina 2 cuando llegó a la playa en posición volcada.

Acciones Dentro de las Mandarinas

La capacitación del personal en la operación y uso de las mandarinas resultó inadecuada para situaciones de condiciones meteorológicas severas. Los entrevistados afirman que la capacitación impartida no cubre el tema de la navegación en condiciones extremas.

Como se mencionó en las subsecciones anteriores, el timonel de la Mandarina 1 intentó llegar hasta el Morrison Tide y acercarse con el propósito de trasladar personas desde la mandarina hasta el buque. Sin embargo, su estrategia aparentemente tenía como base las acciones tomadas por Control Marino para enviar buques al área a fin de ayudar con al evacuación del personal. Como se explicó antes, eso contradice las instrucciones indicadas en las mandarinas y los procedimientos establecidos por PEMEX y Perforadora Central[40,135], además de ir en contra de la práctica generalmente aceptada que consiste de mantener una distancia segura del buque de rescate o navegar en círculos alrededor del buque hasta que se calme el oleaje.

Después de haber sido declarado el estado de emergencia, no hubo consenso respecto a quién debía estar a cargo de la situación. Las disposiciones contractuales estipulan que Perforadora Central debe quedar a cargo después de darse la orden de evacuación, pero muchos de los entrevistados pensaban que el personal de PEMEX estaba al mando de la situación. Asimismo, parece que los timoneles no estaban al mando de su respectivo bote salvavidas. Además, ellos indicaron durante las entrevistas que la capacitación recibida resultó inadecuada respecto a la navegación de las mandarinas en condiciones de tormenta.

Aparentemente hubo una falta de liderazgo a bordo de las mandarinas, además de capacitación insuficiente, en vista del testimonio que indica que algunas personas desabrocharon sus cinturones de seguridad y abrieron las escotillas, comprometiendo así la integridad de las naves. También se reporta que el personal de SERCOMSA no estaba obligado a asistir a las

Brian Lee

capacitaciones sobre la respuesta a emergencias, sino que recibieron capacitación por medio de videos, carteles puestos en las habitaciones y una libreta marítima Tipo D.

Los reportes indican que no se utilizaron las anclas flotantes de las mandarinas. Los sobrevivientes afirman que no se había repartido medicamentos contra el mareo a pesar de que varias personas estaban vomitando.

Los manuales de las mandarinas señalan claramente que las escotillas deben estar cerradas; no hacen ninguna referencia a su abertura posterior. Los manuales también indican que los ocupantes deben permanecer dentro del bote y utilizarlo como refugio seguro. Con base en esas instrucciones, las mandarinas no fungen como naves de traslado ni para otras operaciones. Simplemente brindan refugio seguro hasta que pase la tormenta. Por lo anterior, su diseño debe acomodar a muchas personas y contar con elementos ergonométricos.

Hallazgos. Aparentemente faltó liderazgo y una línea de mando bien establecida dentro de las mandarinas, o bien los ocupantes de los botes decidieron hacer caso omiso a la autoridad. Se reporta que no hubo consenso respecto a quién debía estar al mando. Por contrato Perforadora Central tiene esa responsabilidad una vez que se haya dado la orden de evacuación, pero muchos de los entrevistados pensaban que el personal de PEMEX estaba al mando de la situación. Luego parece que en algún momento el timonel de la Mandarina 2 perdió el control direccional del bote, lo que permitió que fuera impactado y volcado por una ola. Es igualmente probable que hubiese dificultades a bordo de la Mandarina 2 que afectaron la capacidad de mando del timonel.

La Manadarina l intentó llegar hasta el Morrison Tide y acercarse con el propósito de trasladar personas desde la mandarina hasta el buque. Esto podría reflejar una falta de capacitación o un malentendido de las instrucciones de Control Marino cuando pedía que los buques de respuesta recuperaran las mandarinas.

En contra de los procedimientos de PEMEX y las instrucciones señaladas en las mandarinas, hubo personas en ambos botes que aflojaron o desabrocharon sus cinturones de seguridad y abrieron las escotillas, comprometiendo así la integridad de las naves.

La capacitación impartida sobre la operación y uso de las mandarinas resultó inadecuada para enfrentar condiciones generadas por tormentas. Los entrevistados afirman que la capacitación impartida no cubre el tema de la navegación en condiciones extremas. Es imprescindible que un programa de capacitación eficaz sea establecido e implementado con el fin de capacitar plenamente a todos los tripulantes de las plataformas de perforación, incluyendo el personal de los contratistas, sin importar su puesto o función.

Esfuerzos de Rescate y Recuperación

Como se explicó en la Sección 3 (de cuyo texto se incorporan unos extractos aquí para completar la discusión), el esfuerzo de rescate y recuperación recibió el soporte de varios buques del servicio de abastecimiento mar adentro y del servicio de helicópteros. Ambos servicios son brindados por varias empresas contratadas.

Esta subsección describe las acciones de los buques de abastecimiento y los helicópteros que de manera valiente y voluntaria apoyaron las operaciones de rescate y recuperación. De acuerdo con el testimonio de los capitanes de los buques y los reportes de Control Marino, los buques

Brian Lee

persistieron con sus esfuerzos de búsqueda y rescate hasta que los sobrevivientes y las personas fallecidas entraran en aguas cuya profundidad no admitía el calado de los buques.

En vista de la intensidad de la tormenta al momento en que se dio la orden de abandonar la Usumacinta, era evidente que cualquier intento para rescatar las mandarinas o las personas en el agua sería sumamente peligroso.

Al principio no había ningún buque de rescate en la zona (el Sagitario no es un buque de rescate, sino que se dedica a controlar incendios, contener derrames y abastecer las operaciones de remolque). Sin embargo, ante una emergencia y a criterio de su capitán, cualquier buque puede fungir como buque de rescate dentro de sus capacidades. Debido al mal tiempo, los buques en el área estaban alejándose de la tormenta con rumbo al oeste y al norte. El buque más cercana a la Usumacinta fue el Nultabia, más no pudo brindar asistencia. El Ang Tide se negó a brindar asistencia. El Morrison Tide se encontraba a unos quince kilómetros de la Usumacinta y llegó al lugar del incidente una hora después de la solicitud de auxilio inicial emitida a las 1135 horas.

Como se mencionó antes, el testimonio de los timoneles y el análisis de la cronología de los eventos indican que el la Mandarina 1 intentó llegar hasta el Morrison Tide y acercarse con el propósito de trasladar personas desde la mandarina hasta el buque. Durante los esfuerzos de rescate un tripulante del Morrison Tide murió y otro sufrió lesiones serias. También hay evidencia que indica que el Morrison Tide efectivamente colisionó contra la Mandarina 1.

Las transcripciones de las comunicaciones entre Control Marino y el Morrison Tide respaldan la hipótesis de que todos veían a los buques como su primer recurso para el rescate. De hecho, Control Marino pidió a los buques que intentaran el rescate y mandó a las mandarinas que se acercaran a los buques. Esta estrategia contradice los instructivos colocados en los botes y la práctica generalmente aceptada que consiste de mantener una distancia segura del buque de rescate o navegar en círculos alrededor del buque hasta que se calme el oleaje. El acercamiento a un buque de rescate en condiciones meteorológicas como las de este caso convierte a las mandarinas de refugio seguro a una amenaza inmediata a la seguridad de los botes y sus ocupantes.

De acuerdo con la información proporcionada por PEMEX[38, 136], el esfuerzo de búsqueda y rescate recibió el soporte de varios buques del servicio de abastecimiento mar adentro y varios helicópteros del servicio aéreo. Ambos servicios son brindados por varias empresas contratadas (véase el Tabla 4.7). La Figura 4.43 resume los esfuerzos de rescate y recuperación de los buques. Las Figuras 4.44 y 4.45 resumen los esfuerzos de rescate y recuperación de los helicópteros de la Marina, del Ejército y de PEMEX.

Tabla 4.7. Soporte marino y aéreo

Buques Abastecedores	Helicópteros de PEMEX	Helicópteros de la Marina y del Ejército
Morrison Tide Far Scotia Isla del Toro Sagitario	XA-EZM de ASESA XA-GFT de ASESA XA-HSC de ASESA XA-UAC de ASESA XA-UAE de ASESA XA-UCB de ASESA XA-UCF de ASESA XA-UHS de ASESA	Marina: SEMAR PM-151 (Panther AS-565MB) Helicóptero del Ejército AMHP-150 Helicóptero del Ejército AMHT-218

Hallazgos. No existía ningún plan de rescate y recuperación establecido que contemplara el soporte marino y aéreo ni definía claramente las funciones y responsabilidades para efectos de administrar las operaciones. El plan debe incluir los siguientes elementos: estructura de mando; contingencias para tormentas severas, buques y helicópteros equipados para operaciones de rescate y recuperación; y capacitación sobre el rescate y recuperación en mar abierto en condiciones severas de tormenta.

Los buques no contaban con suficiente personal capacitado ni los equipos necesarios para realizar operaciones de rescate durante la tormenta. No existe en el Golfo ningún buque dedicado exclusivamente a las operaciones de rescate. Los mejores buques disponibles a PEMEX son naves multipropósito asignadas a cierta zona para efectos de eventuales rescates, pero están equipados sólo con equipos y capacidades de rescate limitados.

El Helicóptero Marino SEMAR PM-151 era el único helicóptero de rescate que participó en las operaciones. Estaba equipado con malacate (winche) para sacar los sobrevivientes del agua, pero no contaba con un canasto de rescate. Este helicóptero sólo tenía un tripulante con equipo de buceo a bordo, lo que limitó el alcance de su utilidad. Además, de acuerdo con el testimonio de los rescatistas, ninguno del buzos había sido capacitado para efectuar operaciones de rescate desde helicóptero. Uno de los buzos logró rescatar a un sobreviviente pero perdió su máscara y aletas, descubriendo luego que el helicóptero no contaba con equipo de repuesto. Los helicópteros de PEMEX sólo tenían capacidad para operaciones de búsqueda pero no para operaciones de rescate y recuperación.

Varias personas murieron durante los intentos de rescate, pero no por eso se puede culpar a las personas que arriesgaron su vida para tratar de rescatar a otros que se encontraban en peligro. El instinto natural del ser humano es de tratar de salvar a alguien en apuros. El problema radica en el hecho de que donde falta la debida capacitación y equipamiento, muchas veces tales esfuerzos incrementan el peligro para las personas que buscan refugio seguro.

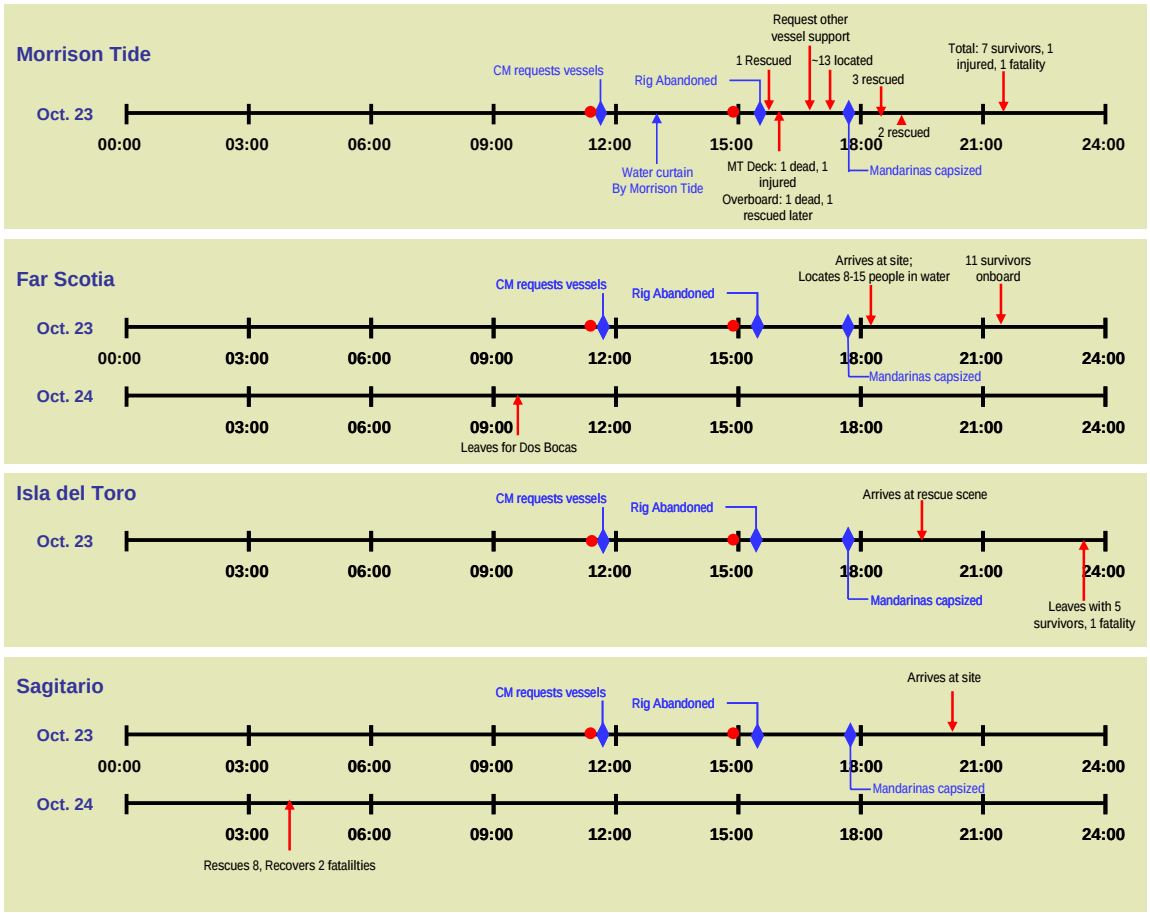


Figura 4.43. Resumen gráfico y línea de tiempo de los rescates hechos por los buques

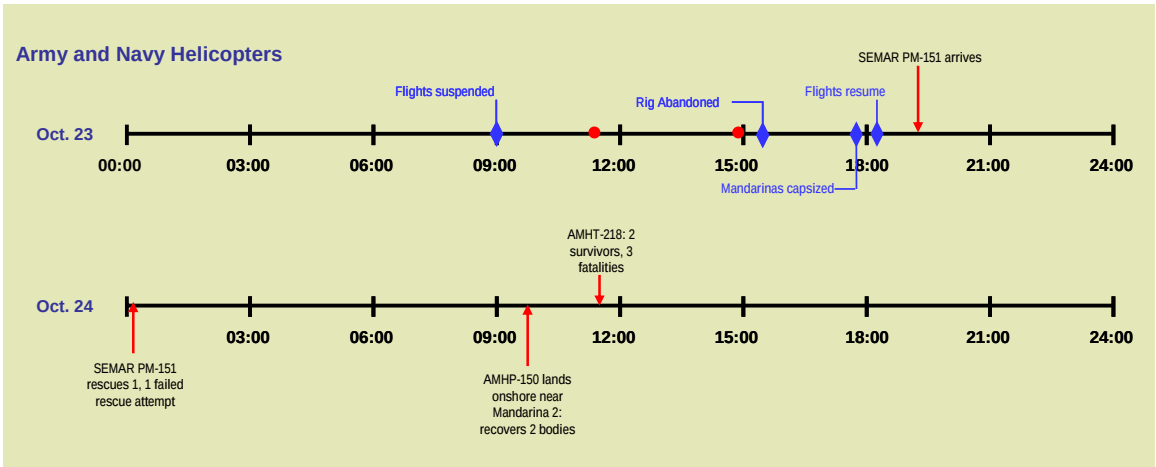


Figura 4.44. Resumen gráfico y línea de tiempo de los rescates hechos por los helicópteros del ejército y de la marina

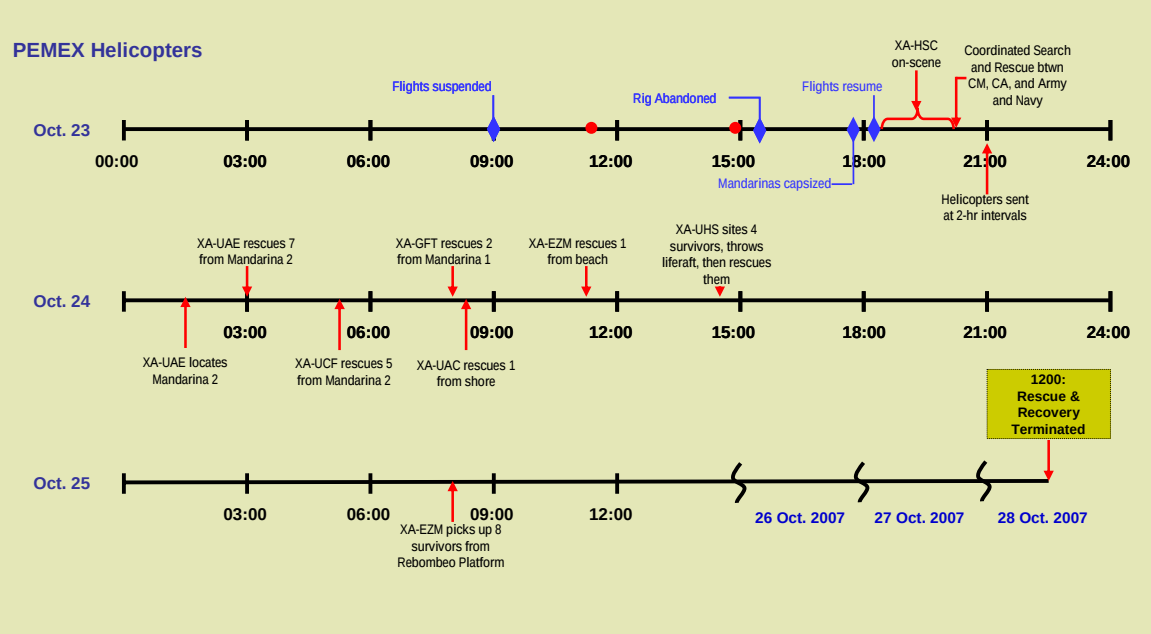


Figura 4.45. Resumen gráfico y línea de tiempo de los rescates hechos por los helicópteros de PEMEX

Chalecos Salvavidas

Las personas entrevistadas indicaron que la cantidad de chalecos salvavidas fue suficiente para todas las personas a bordo de la plataforma de perforación. Había una variedad de modelos con accesorios (luz, silbato, cuerda). Sin embargo, sólo había una talla disponible, lo que dio origen a problemas con chalecos que se zafaban del cuerpo o bien quedaban demasiado apretados. También hubo reportes de chalecos despedazados por la fuerza de las olas. Algunas de las luces no estaban funcionando antes del incidente o se quebraron durante la tormenta, situación que complicó los esfuerzos de rescate. Otro problema fue que, por la presión de abandonar la Usumacinta, algunas personas se llevaron su chaleco de trabajo en lugar de un chaleco salvavidas diseñado para la supervivencia en el mar.

Hallazgos. La falla reportada de los chalecos salvavidas de funcionar debidamente como equipo de flotación, además de los equipos de seguridad que supuestamente no existían o no funcionaban , podrían haber contribuido a la pérdida de vidas humanas. Esta observación fue evaluada mediante inspecciones sorpresivas de los equipos de seguridad en varias otras plataformas de perforación. Dichas inspecciones no hallaron evidencia al respecto.

Capacitación para la Supervivencia en el Mar

De acuerdo con el testimonio recabado durante las entrevistas, pocas personas recuerdan haber recibido algún tipo de capacitación para la supervivencia en el mar. De las personas que sí recibieron esa clase de capacitación, algunos dicen que no se tocó el tema de las condiciones meteorológicas extremas y por ende no resultó aplicable a la situación que enfrentaron.

Se reportó que algunas de las personas atrapadas en las mandarinas zozobradas se quitaron el chaleco salvavidas para poder salir por la escotilla. Aparentemente algunos lograron ponerse el chaleco de nuevo, pero dicen que hubo otros que no pudieron y por ende murieron ahogados.

Hallazgos. De acuerdo con el testimonio de los sobrevivientes, los tripulantes de la plataforma de perforación no habían sido debidamente capacitados respecto a técnicas de supervivencia en el mar, especialmente ante condiciones meteorológicas extremas. Esto indica que la falta de capacitación y los problemas reportados con los chalecos salvavidas podrían haber contribuido a la pérdida de vidas humanas. Se deben establecer procedimientos para garantizar que toda persona antes de abordar una plataforma de perforación, incluyendo el personal de las empresas contratistas, reciba capacitación básica para la supervivencia en el mar con la misma frecuencia que los simulacros de evacuación.

Dicha capacitación debe enfatizar el hecho de que las mandarinas representan un refugio seguro provisional mientras la amenaza del momento pase. Asimismo, se debería modificar el diseño de las mandarinas para hacerlas más cómodas y ergonómicas con el fin de disminuir el potencial para el pánico y la ansiedad, factores que muchas veces provocan errores durante el uso del refugio seguro.

Fueron identificados varios aspectos relacionados con el diseño de las mandarinas con respecto a las escotillas y la viabilidad de los botes como refugio seguro durante una fuerte tormenta. Se trata de aspectos compartidos por ambos botes. Sin embargo, dichos aspectos no son exclusivos de este incidente ya que existen a nivel mundial. Ambos diseños aparentemente muestran carencias que afectan su capacidad de brindar refugio seguro cómodo durante un día o por el tiempo que duró este incidente. Ninguno de los dos diseños parece tenr su base en conceptos ergonométricos.

Resumen

Si bien el abandono de la Usumacinta se llevó a cabo sin mayor contratiempo, el proceso de mantenerse en refugio seguro y el proceso de rescate y recuperación fallaron. Las transcripciones de las comunicaciones entre Control Marino y la Usumacinta durante el período antes de que se diera la orden de abandonar la Plataforma Autoelevable de Perforación, al igual que las entrevistas con los sobrevivientes, indican que se pensaba utilizar a las mandarinas para trasladar a sus ocupantes a los buques que acudieron al sitio. Esta estrategia tiene un defecto fatal y contradice los instructivos para ambos botes y la misma práctica de la industria, la cual estipula el uso de la mandarina para alejarse de la amenaza inmediata y permanecer a vista de los buques de rescate pero sin acercarse a ellos hasta que la tormenta haya amainado. El acercamiento a un buque en condiciones de fuerte oleaje es una maniobra sumamente peligrosa incluso para los marineros más experimentados. El propósito de las mandarinas es de proporcionar refugio seguro hasta que se pueda efectuar el rescate de manera segura.

Sin embargo, en su intento de llegar al Morrison Tide la Madarina 1 fue accidentalmente colisionada por el buque y luego zozobró. La Mandarina 2 sufrió problemas de visibilidad y dirección y luego también se volcó. El ingreso de agua a los botes por las escotillas abiertas, en conjunto con el hecho de que muchas personas se quitaron su cinturón de seguridad, les restó a los botes cualquier capacidad que pudieran tener para autoenderezarse. Estando volcados los botes salvavidas, la mayoría de sus ocupantes fueron lanzados a un mar agitadísimo. Algunas personas fallecieron estando atrapadas dentro de las mandarinas volcadas, otras personas se ahogaron en el mar y desgraciadamente otras personas murieron durante las operaciones de rescate.

Brian Lee

§5 Causas Directas y Raíz

El análisis de los eventos y las decisiones que dieron lugar al incidente ocurrido el 23 de Octubre involucrando a la Usumacinta y el KAB-101 se dividió en dos categorías principales: causa directa y causa raíz. Se evaluaron la causa directa y la causa raíz en términos de sub-categorías y que, a su vez, evaluaron los factores causales y contribuyentes. La causa directa involucra aquellas condiciones o eventos inmediatos físicos que causaron el incidente, mientras que causa raíz involucra los aspectos sistémicos que causaron el incidente y que, si se corrigieran, limitarían / controlarían la reincidencia del accidente. También, para cada una de estas categorías, se identificaron las causas contribuyentes que representan un evento, una decisión, o la condición que, en conjunto con otras causas, aumentan la probabilidad o las consecuencias de un incidente, pero que, de manera individual, no son esenciales a la causa.

Se identificaron los siguientes factores causales y contribuyentes directos:

- La reacción única entre el soporte del lecho marino y la plataforma asociada con un plataforma de perforación con mat sobre capas de arcilla suave con arena y sedimentos (cieno), en combinación con el clima intenso de octubre, causó una rotación y un desplazamiento de la plataforma de perforación, así como un escoramiento, inclinación y asentamiento – es decir, una falla en el soporte de la plataforma de perforación. Esta falla llevó al contacto entre la viga de estribor del cantiléver de la plataforma de perforación y el árbol de producción del Pozo 121, lo cual generó su falla estructural/funcional y la fuga inicial.
- El malfuncionamiento de la válvula de tormenta (SSSV) en el Pozo 121, después del intento de cierre del pozo para controlar la fuga inicial, resultó directamente en la continuación de la fuga que generó la orden de abandono de la Usumacinta.
- Avisos inadecuados del evento climatológico que se avecinaba, en conjunto con la falta de procedimientos de PEMEX para otros eventos que no fueran huracanes, fueron causas contribuyentes al incidente en que las precauciones que normalmente se hubieran tomado de acuerdo a las políticas en evento de un huracán, no se tomaron en lo que resultó ser un evento climatológico de importancia.
- La condición “aligerada” de la Usumacinta también fue un factor contribuyente al incidente. Al momento del incidente, aún no se había colocado abordo de la Usumacinta la tubería de perforación, ni los lodos o líquidos de perforación, u otros materiales pesados que hubieran aumentado notablemente la carga variable. La condición aligerada puede, de acuerdo a las circunstancias, hacer que la plataforma de perforación sea más susceptible a las condiciones ambientales y cuestiones de soporte.
- Condiciones de sitio y riesgos inadecuadamente caracterizados en el Plan de Desarrollo de Sitio fueron factores contribuyentes al incidente. Aunque el Plan se desarrolló originalmente de acuerdo a las prácticas industriales en su momento, no existía ninguna provisión para mantener actualizado el plan y así cumplir con las prácticas nuevas de la industria que han evolucionado.

Brian Lee

- Las autopsias oficiales de los 22 fallecidos indican que la causa de muerte fue ahogamiento.[30]

Las causas raíz de este incidente se enfocan en causas sistémicas de alto nivel que, si se corrigen, limitarían / controlarían la reincidencia del accidente. Estas incluyen:

- **Rastreo y seguimiento del pronóstico del clima** es una ciencia inexacta, pero en términos de este incidente en particular hubo información lista y disponible sobre el avecinamiento del Frente Frío 4. Aunque se requiere bajo contrato que cada plataforma de perforación utilice los reporte meteorológicos proporcionados por PEMEX, varios también contratan servicios comerciales para poder tener acceso a noticias/reportes más recientes. Como ya se ha mencionado anteriormente, se rastrea el movimiento de huracanes con mucha más apreciación por el riesgo potencial a la industria mar adentro. Los eventos no tropicales no son contemplados como riesgos importantes dentro de la industria. Lo que pueden ser patrones cambiantes de clima en el Golfo de México le restan valor a la experiencia histórica y, aunado a las actividades crecientes de PEMEX mar adentro, implican que las consecuencias de eventos climatológicos severos sean aun más graves.
- Uno de los aspectos importantes de una **cultura de seguridad** es el énfasis que se le da a los reportes y análisis de **"incidentes fallidos"**. Este ACR proporcionará la base de varios cambios que mejoraran la habilidad de PEMEX para entender aún más los riesgos en sus operaciones mar adentro (marinas) y así poder desarrollar estrategias de mitigación para proteger a su personal y su infraestructura. Este ACR ha identificado algunas oportunidades dentro de la experiencia histórica que debieron haber motivado a PEMEX y PC a empezar a solucionar algunos de los aspectos subyacentes a las condiciones que condujeron al presente evento. Uno de tales incidentes ocurrió en Marzo del 2003 e involucró a la Usumacinta. Un evento climatológico ocasionó que la Usumacinta rotara, se asentara e inclinara mientras trabajaba sobre un pozo en el campo May. Afortunadamente no hubo pérdida de vidas y los daños fueron mínimos. Hubo una apreciación del riesgo de continuar con las operaciones con la Usumacinta bajo estas condiciones, y es de suma importancia que los aprendizajes de este accidente sean totalmente institucionalizados, incluyendo cualquier cambio necesario en la estrategia, política, procedimiento y herramientas de gestión del riesgo.
- Las **condiciones operativas de pozo en el Litoral Tabasco** ameritan una consideración especial. Las temperaturas y las altas presiones de los pozos se conjuntan con la presencia de materiales corrosivos para tener un impacto sobre el riesgo y posibles consecuencias de falla. Una de estas consecuencias, según se refleja en el análisis de información del AILT, es la operación y el ciclo de vida de las válvulas de tormenta (SSSVs). El análisis del AILT claramente indica que hay un problema que podría tener

[30] No se contaba con suficiente detalle en las autopsias para poder definir con toda seguridad la causa de fallecimiento en algunos de los casos. Tenemos testimonios que indican que habían equipos de respiración autónoma dentro de la Mandarina 2 que pudieron haber contribuido a algunas muertes. Testimonios de testigos también corroboran que algunas de las fatalidades se dieron durante los intentos de rescate.

Brian Lee

un impacto sobre la seguridad operativa en sus campos. Aunque la problemática con las válvulas de tormenta (SSSVs) aparenta ser más severa en el Litoral Tabasco, debería tomarse en cuenta que en la industria de petróleo y gas mar adentro se reconoce en general que existe un problema con el desempeño de las válvulas de tormenta (SSSV). Impulsado por lo menos parcialmente por el rol de las válvulas de tormenta (SSSV) en este incidente, PEMEX está implementando acciones correspondientes para entender e intentar mitigar el problema en el Litoral Tabasco.

- **Manejo de las condiciones cambiantes del lecho marino** en relación a los orificios cilíndricos ("can-holes"), es un factor causante en este incidente. Aunque no es inusual, los cambios en el lecho marino en relación a los orificios cilíndricos creados por el Sonat 87 no se consideraron antes de posicionar la Usumacinta. Los orificios cilíndricos creados por el Sonat 87 parecen ser de tamaño y profundidad suficiente para haber causado el asentamiento de la Usumacinta. Deberían tomarse precauciones en un futuro para documentar y manejar las condiciones cambiantes del lecho marino, y para implementar las precauciones correspondientes cuando estos cambios aumenten el riesgo. Este ACR demuestra que los riesgos pueden ser particularmente graves donde el lecho marino pudo haber sido afectado/alterado por la presencia de otras plataformas de perforación.

- Como lo demuestran claramente los eventos del 23 de Octubre, no hay un entendimiento sistémico ni enfoque a la **Emergencia, refugio seguro y rescate** para las operaciones mar adentro (marinas) de PEMEX. Esto representa un aspecto sistémico más amplio que va más allá de este incidente. Testimonios y evaluación de las transcripciones de las conversaciones entre Control Marino y la Usumacinta indican una falta de apreciación por las opciones limitadas que se tienen para llevar acabo un rescate bajo condiciones como aquellas que se presentaron el 23 de Octubre. Un tema en específico fue la confusión en cuanto a los roles y las responsabilidades una vez que se percataron de la naturaleza de la emergencia y dada la orden de abandono. Aunado a esto, hubo una falla en la apreciación del riesgo potencial creado por la orientación de la plataforma de perforación en el sitio del KAB-101, específicamente considerando los vientos dominantes. La orientación necesaria debido al ducto marino del KAB-101 a Enlace Litoral implicaba que, por la dirección del viento, cualquier fuga comprometería el refugio seguro proporcionado por el área habitacional (dormitorios) así como el helipuerto. Finalmente, existían pocos recursos de rescato equipados con personal capacitado y preparado para responder a una emergencia de tal magnitud.

- Mediante el análisis de las acciones del personal involucrado en el accidente, se identificó que se requiere de una mejor **capacitación en emergencias** y cuya necesidad representa un problema sistémico. La preponderancia de la evidencia indica que la integridad de las mandarinas fue probablemente comprometida por las acciones de aquellas personas abordo. En contraste a este incidente, tales mandarinas han proporcionado exitosamente un refugio seguro bajo circunstancias aun más amenazadoras. Están diseñadas para auto-enderezarse ("*self righting*") si las personas abordo permanecen sentados con sus cinturones de seguridad colocados y las escotillas cerradas. Desafortunadamente esto no se apreció por aquellos a bordo de las mandarinas el 23 de Octubre, lo cual debe atribuirse a la falta de capacitación. De la misma manera, varios equipos de respiración autónoma se subieron a la Mandarina 2; aunque no pueda declararse que esto halla

Brian Lee

causado directamente las fatalidades, su presencia representó un peligro evidente para los demás ocupantes de la mandarina. Las políticas de PEMEX indican claramente que una vez declarada la emergencia, el contratista asume la responsabilidad de la evacuación y está a mando de la mandarina hasta el momento en que se lleve acabo el rescate. Esto no se apreció de manera uniforme por parte de aquellos a bordo de la Usumacinta. Para concluir, aunque muchos han especulado sobre la posible falla de las mandarinas, nuestro análisis indica que estaban en condiciones de servicio al momento del incidente y representaban un refugio relativamente seguro, en el caso de no haber sido comprometidas por las acciones de aquellos a bordo de ellas.

La Sección 7 proporcionará una serie de recomendaciones enfocadas a las causas directas y raíz, arriba mencionadas, así como a los otros aspectos sistémicos identificados durante el transcurso de este ACR.

§6 Observaciones y Comentarios

Esta sección presenta las observaciones en cuanto al proceso de ACR según se implementó para este incidente y comentarios sobre las implicaciones de aspectos de este análisis que no se han resuelto por limitaciones prácticas y otras limitaciones en el proceso.

Como fue evidente en la Figura 4.1, un ACR se construye sobre información y datos que son la base para transformar los doce factores genéricos causales y contribuyentes desarrollados en la Tabla 4.1 en factores cuantificados para este incidente. La recopilación de información y su análisis e integración en espacio y tiempo fue central para cuantificar cada uno de estos factores en relación a los seis elementos clave de este incidente. Estos fueron 1) el campo de producción KAB; 2) el KAB-101 y sus pozos; 3) la P.A.E. Usumacinta; 4) las mandarinas de la plataforma de perforación (botes salvavidas); 5) las fases de rescate y recuperación; y 6) la cultura de seguridad. Las líneas de tiempo de largo plazo y del incidente que integran estos elementos a lo largo de los eventos, las decisiones y las circunstancias críticas se presentan en el Anexo G.

El reconocer la importancia de los datos y de la información requirió un total de cuatro anexos para presentar el proceso y los resultados (respectivamente, Anexo K y Anexos H, I y J). De la misma manera, el reconocer la singularidad de la exploración y producción mar adentro y el hecho de que es una de las situaciones de negocios más riesgosas, como es evidente en la Figura 6.1, tres anexos han definido las aspectos únicos de las amenazas y vulnerabilidades y circunstancias relacionadas al incidente (Anexos D, E y F). El riesgo, como se representa en esta figura, se define como el resultado de la probabilidad (eje y) y consecuencias (eje x) de un incidente. Si ocurre un incidente - sin importar su probabilidad, puede resultar muy difícil controlar o limitar sus consecuencias. Consecuentemente, la clave para la administración de riesgos está en la limitación de su probabilidad mediante la limitación / control, al grado de ser posible, los eventos y las decisiones críticas (detonadores).

Brian Lewis

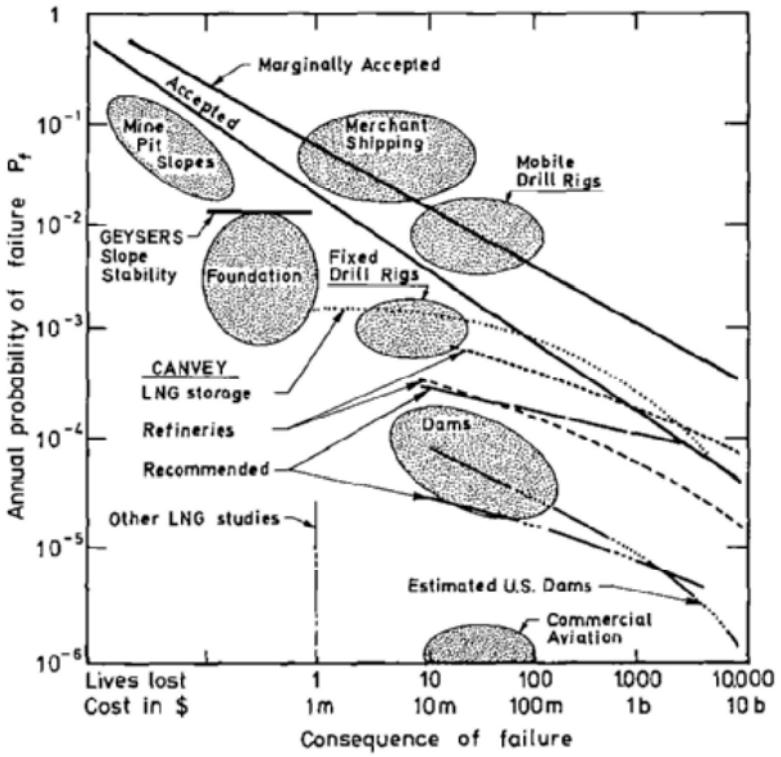


Figura 6.1. Riesgo para exploración y producción mar adentro en relación a otras industrias

Para aquellos puntos donde existían brechas críticas de información y que podían solucionarse, se llevaron acabo experimentos de campo y se desarrollaron observaciones (Anexo C). Se realizaron experimentos específicos al sitio por dos organizaciones de la industria expertas en temas subyacentes (suelos marinos y su soporte, y las aspectos marítimos de la exploración y producción mar adentro), tal como se detalla en el Anexo N. A su vez, estos consultores solicitaron la opinión de expertos en la materia con conocimiento de los detalles relacionados (también incluidos en el Anexo N). También se realizaron pruebas de laboratorio para cuantificar el suelo y otros aspectos de propiedades de material (incluidos también en el Anexo N). Finalmente, reconociendo la importancia del análisis e integración de información y su impacto sobre la determinación de los factores genéricos en la Tabla 4.1 específicos a este incidente, se caracteriza y analiza a nivel muy detallado en el Anexo L, cada factor causante de cada uno de los seis elementos arriba mencionados.

Tal como se hace evidente arriba, la recopilación de información y datos en conjunto con el análisis correspondiente debe ser detallado para así asegurar que todos los aspectos factibles sean contemplados y enfocados, así como para asegurar que se identifique cualquier inquietud latente – hasta el grado de ser práctico. Mientras que esto se ha logrado de manera general mediante múltiples ciclos a través del proceso de ACR ilustrado en la Figura 4.1, algunos aspectos siguen sin documentarse ya sea o porque se encuentran en el pozo – como es el caso de la válvula de tormenta (SSSV) – o porque fue imposible analizarlos a pesar de múltiples intentos de hacerlo – como es el caso de las condiciones para servicio del mat – o bien, porque los datos se contaminaron durante los esfuerzos para controlar el incendio o no está disponible en los registros – como es el caso de la carga y balance / centro de gravedad de la plataforma de perforación.

Brian Lee

La ausencia de la válvula de tormenta (SSSV), que, aunque se solicitó, no se puede recuperar del Pozo 121 hasta que la Usumacinta sea trasladada del sitio y que se coloque otra plataforma, no permite que se determine, con toda certeza o concluyentemente, cómo fue que se desarrolló la continuación de la fuga. Por lo tanto, mientras que el malfuncionamiento probable de esta válvula se asume, la causa y sus implicaciones permanecen inciertas. Esto es un aspecto importante, ya que sin la segunda fuga (o continuación de fuga) en el Pozo 121, es poco probable que hubiera habido decesos como resultado del incidente.

Fue realmente imposible tener acceso a las piernas y al mat de la plataforma de perforación para poder determinar sus condiciones de servicio e inspeccionar el posible daño ocasionado, debido a la acumulación de lodo en el mat que se reportó alcanzó una profundidad de varios metros (ver Anexo C). Mientras existe un poco de disparidad entre la posición física del casco y el mat que podría ayudar en este punto, parece ser que esto es un tema secundario dado que la gran parte de esta disparidad se debe a una deformación elástica de las patas por la excentricidad de la carga resultante de la inclinación y desequilibrio evidentes tanto en el mat como en el casco, y por la poca tensión entre las piernas y el casco dado que varias de las cuñas, que normalmente actúan para compensar este aspecto durante el servicio, se salieron durante la tormenta.

Finalmente, en relación a la carga y balance y el centro de gravedad de la plataforma de perforación, no son viables las mediciones que respaldarían su determinación ya que el agua utilizada para controlar el incendio entró y llenó en gran parte muchos de los tanques – los cuales se abrieron probablemente como parte de las actividades de alistar la plataforma para la recepción de suministros. Aparentemente se dejaron en ese estado – junto con puertas herméticas que estaban abiertas pero que tendrían que estar cerradas – cuado se abandonó la plataforma. Mientras que dicha información se ubica generalmente en las bitácoras, tales bitácoras estaban aparentemente no disponibles (ver Anexo K). La carga y balance y el centro de gravedad de la plataforma de perforación son importantes desde la perspectiva de estabilidad de la plataforma, así como para la extensión del cantiliver. Mientras que las implicaciones de falla en el soporte sólo pueden especularse, es claro que la plataforma permanecio sin inclinación o desequilibrio durante gran parte de la tormenta, hasta ya avanzada la tarde del 23 de Octubre – por lo tanto es poco probable que este aspecto sea crítico.

Un aspecto final que merece tomarse en consideración involucra los retrasos que frecuentemente se asocian con la contratación de una actividad sensible al transcurso del tiempo, y las implicaciones del tiempo perdido. Cuando existe un problema crítico que requiere atención inmediata para así no perder valiosa evidencia, un proceso más fluido que permite una respuesta oportuna tendría su mérito. Por ejemplo, durante el transcurso de este ACR pasaron varias tormentas, la plataforma se incendió, y la memoria y los recuerdos de los testigos oculares se volvió algo borrosa antes de poder mandar un equipo de trabajo. Estas demoras potencialmente resultaron en alteraciones en las evidencias críticas que no pueden ser corregidas. PEMEX debería considerar un proceso más fluido para iniciar proyectos críticos cuando el tiempo es un factor primordial.

Brian Lee

§7 Conclusiones y Recomendaciones

El punto central de este Análisis Causa Raíz (ACR) ha sido identificar las áreas en donde podemos recomendar cambios que mejorarán el desempeño y la seguridad de las operaciones de PEMEX con el fin de reducir la probabilidad de otro accidente similar al de la Usumacinta. En la Sección 4, hemos identificado diversas conclusiones como resultado de nuestro análisis. El análisis de causa raíz del incidente condujo a la identificación de diversos problemas y cuestiones sistémicas. Por lo tanto, esta sección se tendrá como fundamento lo conducente a lo relacionado con las causas raíz, en tal caso reproduciendo los conclusiones clave y finalmente nuestras recomendaciones. Este enfoque sigue nuestra secuencia de análisis con el resultado lógico que son las recomendaciones.

El presente ACR va más allá de los problemas aislados para alcanzar una comprensión más profunda del porqué del incidente, lo cual es de mayor utilidad para la prevención de los mismos. Los aspectos más amplios de este ACR revelaron circunstancias que permitirán a PEMEX mejorar las políticas y procedimientos existentes para aumentar la seguridad de sus operaciones de exploración y producción. En resumen, las siguientes condiciones subyacentes contribuyeron a dicho incidente y a su vez ofrecen a PEMEX la oportunidad de fortalecer su enfoque para garantizar la seguridad.

1. Rastreo y seguimiento del pronóstico del clima;
2. Cultura de seguridad;
3. Válvulas de seguridad sub-superficiales / válvulas de tormenta (SSSV) y condiciones de operación de pozos;
4. Cambio en las condiciones del lecho marino y su susceptibilidad a las cargas;
5. Emergencia, Refugio Seguro y Rescate; y
6. Capacitación para emergencias.

Rastreo y seguimiento del pronóstico del clima

Este incidente y el derrame inicial fueron precipitados por factores (como el desplazamiento, asentamiento y balanceo de la P.A.E. de perforación) previamente conocidos y considerados en relación a los huracanes, no obstante, completamente subestimados en relación a los frentes fríos, cuya fuerza potencial y consecuente importancia son igualmente subestimadas. Las conclusiones de nuestro estudio, como se analizan a continuación, giran en torno a la necesidad de una capacidad de decisión y un aumento en las prácticas de evaluación de riesgos, así como el mejoramiento del pronóstico del clima y de las técnicas de monitoreo de las P.A.E. de perforación como un medio auxiliar para tomar decisiones relacionadas con la operación y la seguridad cuando se suscite una tormenta.

Hallazgo: No hay suficiente evidencia para suponer una mala toma de decisiones durante el curso del incidente, sin embargo, la evidencia denota que si la administración tanto en la P.A.E. como en tierra, tenían mejores herramientas en el sitio para apoyar la toma de decisiones durante situaciones anormales (criterios y modelos de riesgos) debieron tener una mayor oportunidad de

Brian Lee

manejar exitosamente los riesgos de tales eventos. Había información a la mano respecto a la fuerza de la inminente tormenta para tener inquietudes fundadas. Sin embargo, las previsiones meteorológicas proporcionadas a los administradores de la P.A.E. (es decir, al Superintendente) no fueron precisas y en algunos casos muy generales en cuanto a sus advertencias sobre el peligro que representaban [139,140]. Queda claro que una información más confiable sobre la naturaleza y amenaza que representa una tormenta podría haber sido un activo importante para PEMEX y sus contratistas y podría haber ayudado a los planeadores a entender mejor los riesgos asociados con tales eventos.

Hallazgo: Como se analizó anteriormente, la condición del peor caso para el Frente Frío 4 representa una tormenta no tropical en 50 años en zonas del Golfo cercanas (aunque todavía muy lejos) a la P.A.E. Usumacinta; no obstante, una tormenta de esta magnitud ocurre cada año en el lugar del incidente de la P.A.E. Usumacinta. Un huracán se considera como un evento que amenaza la vida en el GdM y en todo el mundo y PEMEX cuenta con procedimientos de administración y respuesta a emergencias[40,135] en el sitio para manejar los huracanes. Sin embargo, no hay procedimientos equiparables en el lugar para identificar y manejar frentes fríos severos. PEMEX deberá desarrollar procedimientos y criterios para la toma de decisiones con el fin de establecer medidas precautorias que se deberán tomar con anticipación ante cualquier tormenta de importancia. Sería prudente evaluar el riesgo asociado con un evento de tormenta con base en una información más precisa y modelos más realistas (por ejemplo, modelos que incorporen la profundidad del agua, factor de recuperación y otros factores). Este enfoque permitiría a los administradores tomar decisiones más directamente relacionadas con los riesgos reales que con otras clasificaciones como huracanas o frentes fríos. Idealmente, esto permitiría a PEMEX y a sus contratistas mantener un alto nivel de seguridad al mismo tiempo que evitan la suspensión innecesaria de la producción.

Hallazgos: Desde una perspectiva mundial, no es inusual que no se tomaran acciones relevantes para preparar a la P.A.E. de perforación para el Frente Frío 4 – en general, este enfoque fue el mismo en todas las plataformas de perforación que operaban al momento del incidente en esta misma área. Las P.A.E. de perforación no están diseñadas con dispositivos para monitorear el asentamiento o movimiento lateral, ni los procedimientos exigen que se efectúen inspecciones antes, durante y después de una tormenta. En este incidente, aunque el movimiento de la Usumacinta se reconoció horas después de que ocurriera la fuga, no hubo un recurso aparente. Sin embargo, si el liderazgo hubiera tenido las herramientas en el lugar para manejar esta situación más decididamente, (tiempo real, información privilegiada sobre el movimiento de la plataforma) pudo haber aumentado sus posibilidades de éxito al reducir los riesgos de este evento o cualquier otro similar.

Recomendaciones:

1. Considerando los diversos patrones de tormenta que pueden representar amenazas importantes para las operaciones mar adentro, PEMEX deberá implementar un programa para reunir la mayor cantidad de datos respecto a las tormentas inminentes. PEMEX deberá investigar posibles programas binacionales para aplicarlos integralmente en el Golfo de México para una recopilación de datos en tiempo real, de modo que los operadores pudieran tener información más oportuna y precisa acerca de las tormentas y amenazas metaoceánicas relacionadas.

Brian Lee

2. PEMEX deberá considerar su participación en programas industriales multiclientes para estudiar la energía asociada con las tormentas a fin de poder evaluar mejor las amenazas de dichos eventos.
3. PEMEX cuenta con medidas apropiadas para prepararse ante la llegada de huracanes, y deberá extender este programa para incluir eventos tropicales y no tropicales. Sería prudente evaluar los riesgos asociados a una tormenta de acuerdo con información más precisa que permita el análisis del riesgo más que utilizar clasificaciones como frente frío o huracán.

Cultura de seguridad

Es importante señalar que mientras los investigadores de incidentes están convencidos de que los problemas respecto a una cultura de seguridad constituyen las causas raíz de un incidente, es con frecuencia muy difícil establecer una relación directa entre los hechos del suceso y algo tan difícil de medir y definir como la cultura. No obstante, el análisis de este incidente ha conducido a diversas conclusiones relacionadas a la cultura de la seguridad: algunas de ellas causales en relación al incidente y otras simplemente sugieren problemas comunes.

Hallazgo: PEP encontró que los subcontratistas han ocasionado los accidentes en casi un 50% del total de ellos y que sus sistemas para asegurar el cumplimiento con la seguridad del contratista no han sido suficientes. (219)

Hallazgos: Existen brechas entre las políticas y los procedimientos respecto a cómo las dos organizaciones primarias en este incidente (PEMEX y PC) coordinaron sus acciones para evitar el desarrollo de una situación de crisis durante la fase de transición entre la instalación de la plataforma de perforación (a cargo de PC) hasta el inicio de los trabajos de perforación (a cargo de PEMEX). También quedó establecido durante este ACR que los procedimientos de manejo de emergencias de PEMEX y PC no estaban totalmente vinculados entre sí.

Hallazgo: Existe la presunción de que no hay una adecuada concientización de la situación por parte de la administración a bordo en relación con los problemas desarrollados que amenazan la integridad de la plataforma y de los pozos: la administración no parecía estar al tanto de los problemas potenciales y/o carecía de criterio para decidir evaluar y actuar en relación a tales problemas.

Hallazgo: El suministro de energía eléctrica de la Usumacinta –como muchos otros– carecía de un suministro alterno de emergencia a prueba de explosión/descargas eléctricas, lo que significaba que ante la amenaza de explosiones o descargas eléctricas, el suministro de energía se cortaba, al igual que la energía para el suministro de aire y otras funciones de emergencia necesarias.

Hallazgo: Las disposiciones del contrato incluían la expectativa de que todos los sistemas de seguridad de la plataforma de perforación deberían estar en operación, pero PEMEX todavía no audita el cumplimiento de una forma que asegure que dichos sistemas estén completos y funcionando. Por ejemplo, se reportó que el sistema de alarmas de la P.A.E. de perforación de PC no estaban funcionando al momento del suceso, aunque el contrato con PEP exige que el sistema se encuentre colocado y operando. Asimismo, en cuanto a las mandarinas, los sobrevivientes dieron a conocer sus temores acerca de las buenas condiciones de algunos subsistemas y componentes auxiliares de las mandarinas, especialmente aquellos para localizar a este bote salvavidas (transpondedores de radar).

Brian Lee

Hallazgo: Como reconoció PEP en su propia autoevaluación, ha tenido una deficiencia histórica en la integración de modelos de riesgo, conceptos y evaluaciones sobre la forma en la que opera. [219]

Hallazgo: En el caso de la continuación de la fuga, hubo signos tempranos de advertencia de que el marco de seguridad para operaciones estaba siendo degradado por problemas con la confiabilidad y desempeño de la válvula de tormenta (SSSV). La degradación potencial en esta barrera de seguridad fundamental no parece haber cambiado la administración del riesgo desde una perspectiva operativa antes del suceso. De este modo, surge la preocupación de que PEP pudo haber reconocido mucho antes las implicaciones de riesgo respecto a los problemas de funcionamiento en general de la válvula de tormenta (SSSV) y haber tomado las medidas para mantener por cualquier medio, el nivel de seguridad previsto en el plan original de desarrollo. Por otro lado, se han experimentado problemas similares a nivel mundial y todavía no se han tomado acciones formales, excepto para rastrear y analizar el problema, como lo ha hecho PEMEX.

Hallazgo: Todas las personas clave durante la operación de rescate –desde Control Marino hasta capitanes de buques que ayudaron en el rescate – carecen de criterios de toma de decisión (lineamientos, procedimientos, etc.) para decidir lo que debían hacer para reducir la pérdida de vidas durante una situación de abandono. Dada la escala de operaciones en tierra de PEMEX y las lecciones aprendidas de otros incidentes costa afuera [161, 166], es difícil establecer si esto refleja una debilidad más general en la cultura de seguridad de PEP y en las prioridades de manejo básicas para ellos.

Hallazgos: Los recursos para la administración de emergencias y las funciones de búsqueda y rescate también mostraron insuficiencias en cuanto a que no había buques o helicópteros, dedicados a esta función, y disponibles que estuvieran ampliamente equipados y contaran con el personal de rescate adecuado.

Hallazgos: Las lecciones del accidente del Piper Alpha han reforzado fuertemente la necesidad de coordinación aplicada, firme y focalizada del manejo de emergencias y de las operaciones de búsqueda y rescate [162]. Mientras que cada elemento del operativo de búsqueda y rescate hizo lo posible para comunicarse y permanecer coordinado, los esfuerzos en general fueron los adecuados. Nunca podremos saber si una mejor coordinación hubiera salvado vidas, pero sí sabemos que los participantes en la operación de búsqueda y rescate expresaron alguna frustración por la falta de coordinación.

Recomendaciones:

Durante el curso de este ACR se solicitó y recibió información del sistema de administración de seguridad de PEP y del programa de mejoramiento de seguridad [219]. Aunque en su forma actual este programa sólo ha estado en operación durante poco tiempo, las iniciativas analizadas se relacionan directamente, en la mayoría de los casos, con la debilidad en la organización y administración y las cuestiones que identificamos se relacionan con el incidente. Específicamente, se puso énfasis en la supervisión y vigilancia de los contratistas, el fortalecimiento en la disciplina de las operaciones, el fortalecimiento de la supervisión relacionada con la seguridad, la garantía de que todo el personal tenga el entrenamiento necesario para desempeñarse sin contratiempos y esté capacitado en prácticas de operación (fallas e incidentes) y, más importante aún, integrando el riesgo en todos los aspectos de la

Brian Lee

planeación operativa, que de ser exitosamente implementada, tomaría un largo trecho para atacar los problemas aquí identificados.

PEP debe apoyar fuertemente estas iniciativas haciendo responsables a todos los niveles de la administración por su éxito. Dado el apoyo inicial a dichas iniciativas en los más altos niveles de la administración de PEP, existe el potencial para hacer mejoras significativas. El reto, como en la mayoría de las empresas, será el de asegurar que los cambios de conducta esperados a partir de dichas iniciativas, se lleven a cabo diariamente en toda la organización.

Válvulas de tormenta (SSSV)/Condiciones de operación de los pozos

Hallazgos: Las conclusiones más importantes en esta etapa de análisis son 1) que la activación de la válvula de tormenta (SSSV) del Pozo 121 se consideró el único medio práctico disponible para controlar la fuga, y 2) nada de lo que los dos miembros de la tripulación hicieron para tratar de controlarla tuvo una relación causal obvia para la fuga posterior/continuada. De hecho, la tripulación parece haberse comportado no sólo profesionalmente, sino ademáshaber puesto en considerable riesgo su seguridad personal durante las acciones asumidas.

Hallazgos: La causa más probable de la continuación de la fuga fue que la válvula de tormenta (SSSV) no selló completamente, debido posiblemente a la acumulación de sólidos/asfaltenos, que con una posterior erosión de este falso sello ocasionó el mal funcionamiento de la válvula. Será necesaria la inspección directa de la válvula de tormenta (SSSV) para determinar la causa real y el papel de la válvula de tormenta (SSSV) en este incidente. Otras dos observaciones podrían ser relevantes si se encuentran problemas en la válvula de tormenta (SSSV) las cuales se deben manejar adecuadamente. La primera involucra la posible necesidad de revisar los procedimientos para probar las válvulas de tormenta (SSSV) para disminuir las probabilidades de un sello fallido y temporal atribuible a sólidos/asfaltenos. En segundo lugar, es posible que el actual procedimiento periódico de pruebas pudiera aprobar una válvula de tormenta (SSSV) que forme un sello temporal y por lo tanto genere conclusiones imprecisas.

Recomendaciones:

PEMEX RMSO estuvo encargada de las acciones tomadas para una mejor comprensión de los riesgos asociados con las características de Litoral Tabasco y las implicaciones en el desempeño de las válvulas de tormenta (SSSV). Mientras el problema parece ser particularmente grave para las operaciones en el Litoral Tabasco, el rendimiento de las válvulas de tormenta (SSSV) es un problema genérico en la industria del gas y el petróleo. Por esta razón, PEMEX debe considerar una participación más activa en los programas conducidos en la industria si estos ayudan a determinar la causa raíz del problema. De este modo, PEMEX se podrá beneficiar de la experiencia de terceros en circunstancias similares y de la experiencia de la industria en general para manejar con efectividad este problema. No se debe restringir esta dura lección exclusivamente a los problemas con las válvulas de tormenta (SSSV). Como se reconoció en las recientes iniciativas de seguridad de PEP, aprender más eficazmente de la experiencia durante la operación es parte esencial de un programa de seguridad integral, por lo que deben alentarse los esfuerzos en esta dirección y ser apoyados por todos los niveles de administración.

Brian Lee

Cambio en las condiciones del lecho marino y su susceptibilidad a las cargas

Hallazgos: Las cambios inusuales en el lecho marino relacionados con los orificios cilíndricos (can-holes) dejados por la Sonat 87 no se evaluaron antes del asentamiento de la Usumacinta. Estos orificios parecen ser de un tamaño y profundidad suficientes para haber causado el asentamiento de la Usumacinta. En estos términos, se deben tomar medidas para documentar y manejar las implicaciones de riesgo de cambio en las condiciones del lecho marino y tomar las debidas precauciones cuando los riesgos merezcan asumir esta acción. Los riesgos pueden ser particularmente graves en áreas en donde el lecho marino podría haberse visto alterado por la presencia de otras P.A.E. de perforación ya sean del tipo con zapata (Mat) o de piernas independientes que con su presencia puedan ocasionar estos orificios cilíndricos (can-holes).

Hallazgos: La resistencia del suelo a las cargas de las tormentas parece ser insuficiente para resistir el deslizamiento horizontal de la Usumacinta. Existen diversos factores del suelo que podrían haber contribuido a la inclinación de la P.A.E. de perforación, al deslizamiento y rotación de su posición original en el lecho marino. La colocación previa del Mat de una P.A.E. de perforación y una mayor resistencia del suelo marino dio por resultado una penetración muy pequeña del Mat (del orden de 1 pie) para la Usumacinta. El acoplamiento del suelo bajo la base del Mat durante la colocación inicial de éste posiblemente redujo la fricción de la superficie de la unidad, con posteriores cargas cíclicas debajo del borde del Mat reduciendo posteriormente el área de éste que se encontraba en contacto con el suelo lo cual contribuyó a su deslizamiento y rotación.(150)

Hallazgos: El suelo marino blando con sus capas de arcillas suaves con arena y sedimentos (cieno) en los alrededores del lecho de la Usumacinta se encontró como susceptible a la licuefacción. En este contexto, es significativo que la Usumacinta haya arribado recientemente al KAB-101, que aparentemente había heredado las condiciones de P.A.E. de perforación anteriores que incluían la existencia de orificios cilíndricos (can-holes), como se analizó anteriormente y una cimentación inherentemente débil en relación con los suelos presentes en el lugar del KAB-101. Las capas de arena y cieno, bajo condiciones adecuadas, representan un riesgo de licuefacción. Más allá del asentamiento inicial, las propiedades de la cimentación indican una subsecuente respuesta de posible licuefacción que condujo a un posterior asentamiento, que si ocurre irregularmente debido el viento, las olas y la dirección de la corriente, podría llevar a una inclinación y acomodo como se observó posteriormente en este incidente. No se apreció una aparente inclinación antes de la evacuación (según las entrevistas con el Capitán del Morrison Tide (141) a su llegada al lugar e inicialmente durante su estancia en el lugar) pero sí fue apreciada por el Capitán del Far Scotia (142) alrededor de las 17:30 horas. Esto se deriva del asentamiento diferencial debido probablemente al posible proceso de licuefacción que tuvo lugar al comenzar la tarde.

Hallazgos: Las huellas del Mat no fueron la causa o el factor contribuyente de este incidente. Mientras hubo vestigios evidentes del Mat del Pride Texas después de su partida, esto no mostró diferencias significativas de perfil y por lo tanto no fue un factor para el asentamiento de la Usumacinta en el KAB-101.

Recomendaciones:

Una de las conclusiones más importantes derivadas de la presente investigación es la historia del lecho marino que no se tomó en cuenta cuando se planeó la transferencia de la P.A.E. de

Brian Lee

perforación. Se debió tomar en cuenta para desarrollar algún criterio de evaluación de riesgos asociados con la colocación de P.A.E. de perforación. La experiencia sugiere que los estudios de la superficie del lecho marino podrían volverse obsoletos cuando mucho en 6 meses después de haberse efectuado en las áreas de actividades de construcción / perforación o en áreas con sedimentos movedizos.

1. PEMEX debe revisar los registros respecto a donde pudieron haberse colocado las plataformas autoelevables de perforación con piernas independientes a fin de desarrollar una base de datos con la posible ubicación de los orificios cilíndricos (can-holes). Como ha quedado demostrado con este incidente, los orificios cilíndricos (can-holes) que se crearon hace más de diez años representan una amenaza para las plataformas autoelevables de perforación que se encuentran actualmente en sitio. Esta información se debe integrar de manera rutinaria en la planeación de los trabajos de perforación y reparación.
2. Se deben tomar medidas en el futuro para documentar y manejar los cambios en las condiciones del lecho marino y tomar las debidas precauciones en donde los riesgos lo hagan necesario. Los riesgos pueden ser particularmente graves en áreas donde el lecho marino podría haber sido alterado por la presencia de otras plataformas autoelevables de perforación ya sean del tipo Mat o de piernas independientes que con su presencia puedan dejar orificios cilíndricos (can-holes).
3. Se deben considerar muestras recientes como parte del proceso de evaluación de riesgos para el posicionamiento de plataformas autoelevables de perforación tipo Mat en las ubicaciones de los pozos. La muestra es valiosa para entender las características de carga de los suelos, las cuales ayudarían a evitar suelos débiles con orificios cilíndricos (can-holes) rellenados, en caso de que los registros de las condiciones locales para una plataforma sean imprecisos.
4. Uno de los factores contribuyentes en el incidente de la Usumacinta fue la naturaleza casi-ligera de la Usumacinta que la hacía particularmente vulnerable a las tormentas. Está pendiente la resolución de la carga y balance de la P.A.E. de perforación, PEMEX podría considerar procesos alternativos de investigación y/o procedimientos para ajustar las cargas de una P.A.E. de perforación con Mat inmediatamente después de colocarla en el sitio de perforación, particularmente si se pueden anticipar de manera razonable actividades de tormenta. Podría ser posible trazar un paralelismo entre la operación histórica de plataformas autoelevables de piernas independientes y los procedimientos de carga de plataformas con Mat. Se podrían necesitar otros análisis para la carga de la P.A.E. de perforación con Mat para evaluar la viabilidad de esta recomendación.
5. Se debe considerar un proceso de análisis de riesgo donde hayan ocurrido cambios importantes en la estructura del fondo marino local a una plataforma, tanto los producidos por los orificios cilíndricos (can-holes), como aquellos debidos a diferentes tamaños o formas de Mat.
6. PEMEX debe considerar crear una base de datos interna para efectuar inspecciones a las plataformas autoelevables de perforación antes y después de una tormenta (caminatas alrededor, monitoreo del movimiento de la plataforma). La intención de la base de datos sería entender y rastrear los parámetros de respuesta de la plataforma a las tormentas para asegurar que esté disponible toda la información para evaluar los daños y la causa raíz de la tormenta para un uso futuro en el asentamiento y operación de las plataformas de perforación.

Brian Lee

Emergencia, Refugio Seguro y Rescate

Hallazgos: No existía un plan formalmente establecido de rescate y recuperación que incluyera tanto apoyo marino como aéreo con roles y responsabilidades claramente definidos para la administración de las operaciones. El plan debe incluir: estructura de mandos, contingencias durante tormentas severas, buques y helicópteros equipados para operaciones de rescate y recuperación, así como capacitación para el rescate y recuperación en el mar en condiciones de tormentas severas.

Los buques que apoyaron la emergencia no contaban con suficiente equipo o personal capacitado para llevar a cabo una operación de rescate bajo la tormenta al momento del accidente. No había ningún buque dedicado solamente a operaciones de rescate en el Golfo de México. Los mejores buques que actualmente tiene disponibles PEMEX son de usos múltiples, y éstos poseen una zona de rescate pero no están equipados de manera exclusiva con capacidades e instalaciones de rescate.

La Nave SEMAR PM-151 fue el único helicóptero de rescate en la escena durante los momentos cruciales de búsqueda y rescate, que incluía un malacate que podría subir sobrevivientes en el mar, sin embargo, no estaba equipado con una canasta de rescate. El helicóptero tenía sólo un miembro como tripulación con equipo de buceo a bordo que limitaba toda su utilidad. Asimismo, de acuerdo con las entrevistas del personal de rescate, ninguno de los buzos estaba entrenado para operaciones de rescate en helicópteros. Los helicópteros de PEMEX eran 'observadores' no helicópteros de búsqueda y rescate.

Mucha gente murió durante las operaciones de rescate que se intentaron. Esto no significa el fracaso de ninguno de los que arriesgaron sus vidas intentando rescatar a aquellos que estaban en franco peligro. El instinto natural es intentar y salvar a algunas personas en desgracia. El problema es que sin la capacitación y equipo adecuado, con frecuencia estos esfuerzos representan un peligro inmediato para los que buscan un refugio seguro.

Hallazgos: Respecto a la oportunidad de la evacuación, los procedimientos del Plan de Respuesta a Emergencias de PEMEX no establecen en la actualidad un criterio de decisión de evacuación durante tormentas severas que no sean huracanes. Tampoco consideran los efectos de una evacuación de la P.A.E. de perforación combinados con las condiciones climáticas. Teniendo una mejor comprensión de los riesgos potenciales asociados a los vientos en línea recta generalmente asociados a los frentes fríos que son lo opuesto a los vientos huracanados, habrían dado las bases a los Superintendentes para quizá tomar medidas precautorias para atenuar la amenaza que se avecinaba.

Hallazgos: Existe un concepto deficiente para el uso de las mandarinas que afecta la transferencia de una tripulación en escape hacia naves en espera durante una tormenta. Esto es incongruente con las instrucciones que se incluyen en las mandarinas, así como con las prácticas generalmente aceptadas que consisten en mantener una distancia segura o circundar la embarcación de rescate identificada y esperar a que el mar se calme.

Hallazgos: No encontramos ninguna razón para cuestionar si las mandarinas Whittaker y Watercraft a bordo de la Usumacinta fueron diseñadas para sobrevivir en condiciones extremas. Aunque apretados, las zonas que ofrecían las mandarinas eran las adecuadas de haber seguido los procedimientos. Los comentarios en los manuales de instrucción de las mandarinas establecen claramente que las escotillas deben permanecer cerradas durante la fase de refugio seguro y que

Brian Lee

los ocupantes deberán permanecer asegurados (abrochados) en la mandarina, al utilizarlo como refugio. De acuerdo con estas instrucciones, las mandarinas no fueron creados para funcionar como botes de traslado durante tormentas severas – son solamente un refugio seguro hasta que la tormenta amaine. Al reconocer esto como una condición de diseño, dichas mandarinas deben ofrecer un refugio seguro con razonable comodidad durante el día o según sea necesario y deben ser ergonométricas. Ambos diseños perdieron esta expectativa, además de considerear que la Mandarina 2 tenía una visibilidad delantera limitada – que en el caso de este incidente fue debido a una capa de aceite rociada sobre la mandarina antes de su lanzamiento.

Se identificaron diversos problemas relacionados con el diseño de las mandarinas asociados con sus escotillas y su viabilidad como refugio seguro durante una tormenta larga y severa . Ambos diseños parecen ser insuficientes para proporcionar una comodidad segura durante el día o lo que hubiera sido necesario durante este incidente y ninguno parece ergonométrico en su concepto. Estos problemas fueron compartidos por ambas mandarinas, pero no representaron un factor de falla. Estos problemas aparentemente existen a nivel mundial en los botes de sobrevivencia (mandarinas), de modo que no son únicos en este incidente.

Hallazgos: La evaluación de la construcción y diseño final construido de las mandarinas se enfocaron específicamente en las mandarinas dañadas involucradas en este incidente. Ambos botes muestran evidencias de problemas en el recubrimiento de los materiales de fibra de vidrio y la resistencia inter láminas o la adherencia desarrollada entre estos materiales y la resina de la matriz que podría resultar en una debilidad estructural - aunque la situación fue mucho peor para la Mandarina 2. Ambas mandarinas muestran oxidación en el casco exterior donde estuvieron directamente expuestas al sol. Sin embargo, es claro que la Mandarina 2 se desempeñó adecuadamente hasta que las escotillas abiertas permitió que el bote volcado se llenara rápidamente al agua y zozobrara, lo que aparentemente lo mantuvo volcado, exponiéndolo a cargas más allá de las que está diseñada.

Mientras se pueden citar algunos problemas en relación con la construcción y el factor de diseño final construido, ninguna evidencia apunta únicamente a ésta como causa de los fallecimientos. Mientras este factor podría haber sido contribuyente a los fallecimientos si la Mandarina 2 no hubiera zozobrado, esta acción y las circunstancias relacionadas donde entra rápidamente al agua a través de una escotilla abierta invalidan esta consideración. La capacitación es necesaria para compensar este problema en el futuro.

Hallazgos: Con relación a la Mandarina 1, con base en la prueba de materiales y una evaluación de las fuentes potenciales de la entrada de agua, no podríamos confirmar el origen del agua, pero no existe evidencia para soportar que la entrada de agua fuera el resultado de la degradación de material, enchufes o conexiones dañadas. Aparentemente, la inundación se dio por la apertura de las escotillas en un esfuerzo para llegar a Morrison Tide. La estructura se conservó apta para el servicio hasta que el bote se abandonó inicialmente. Con relación a la Mandarina 2, el bote permaneció intacto estructuralmente, aunque zozobró fue hasta que llegó a la costa cunado el impacto con la costa destruyó el domo de la mandarina.

Mientras las propiedades del material parecen degradadas en comparación con lo esperado, éste no fue un factor para este incidente. Sin embargo, la degradación posible de otros botes podría ser un factor en circunstancias similares.

Hallazgos: Las entrevistas de los rescatistas y sobrevivientes, la evidencia visual y análisis posterior al incidente, indican que hubo problemas asociados con el equipo de seguridad que no

Brian Lee

estaba en funcionamiento o que faltaba para las dos mandarinas. Por ejemplo, los radios en las mandarinas no estaban funcionando y no había señal en el radar desde los transpondedores. Esto es indicativo de una inspección y mantenimiento inadecuado del equipo de seguridad. También había evidencia de falta de entendimiento con relación al uso de las anclas marinas que posiblemente podrían haber ayudado a estabilizar las mandarinas.

Hallazgos: Con base en la evidencia fotográfica, el timón en la Mandarina 2 estaba intacto cuando llegó a la costa. No fue hasta más adelante que se observaron daños, que nos llevaron a especular que los daños posiblemente ocurrieron durante la transportación de la mandarina desde la costa a la instalación de almacenamiento. El problema de dirección fue debido más probablemente a problemas mecánicos en el mecanismo de dirección, sin embargo, no fue posible realizar análisis posteriores debido al daño en que se incurrió cuando el bote arribó volcado a la costa.

Recomendaciones:

1. Aunque no es un factor para este incidente, las propiedades aparentemente deficientes de los materiales en el bote Watercraft, podrían ser un problema sistémico. Las muestras representativas de las mandarinas en PEMEX o en las plataformas del contratista deben ser consideradas para explorar la extensión del problema y poder evitar que este aspecto sea un factor contribuyente o causal para algunos incidentes en el futuro.
2. Los planes de respuesta a emergencias [40, 44, 135, 170, 171,172] deben tener como base riesgos específicos de la P.A.E. de perforación y de la plataforma fija. Deben dirigirse a tormentas que no sean huracanes, así como los efectos combinados de fugas y tormentas severas y la pérdida de control de pozos y tormentas severas. Los procedimientos, planes de contingencia y criterios de toma de decisiones deben estar adecuados para atender las operaciones de perforación en este tipo de situaciones.
3. En algunos lugares del mundo, los dormitorios en plataformas fijas están diseñadas para servir como refugio seguros. Si se considera práctico la modificación retroactiva, PEMEX podría considerar requerir alojamientos de vivienda para tener una presión positiva, con una fuente independiente confiable de aire fresco, con consideraciones verosímiles también de paredes resistentes a fuego y explosiones.
4. PEMEX debe desarrollar un exhaustivo plan de emergencia, refugio seguro y rescate para cubrir al personal y activos tanto de PEMEX como del contratista. Battelle presentó este plan para ayudar en este proceso como parte del Anexo L.

Capacitación para emergencia

Hallazgos: Hubo una falta aparente de liderazgo y una estructura de comando clara dentro de las mandarinas. Alternativamente, las personas que se encontraban en los buques decidieron ignorar el liderazgo y la estructura de mando. Se reportó que no hubo consenso acerca de quién debería haber estado a cargo. Por contrato, PC tiene ese papel una vez que se da la orden de abandonar pero con base en las entrevistas, muchos pensaron que el personal de PEMEX estaba a cargo. También parece que el timonel de la Mandarina 2 en algún punto perdió el control de navegación del bote salvavidas, lo que ocasionó que la mandarina pegara en una ola y zozobrara. También es igualmente verosímil que las dificultades a bordo de este bote salvavidas comprometieran su control.

Brian Lee

Hallazgos: La Mandarina 1 intentó llegar a Morrison Tide y buscó a dicha embarcación con la esperanza de transferir personal de forma segura. Esto podría reflejar una falta de capacitación o un mal entendimiento de las indicaciones de Control Marino que pidió a las embarcaciones que contestaron, si podrían recuperar las mandarinas.

Hallazgos: Contrario a los procedimientos establecidos por PEMEX, el personal de ambas mandarinas aflojó o retiró sus cinturones de seguridad y abrió las escotillas comprometiendo la integridad de las mandarinas.

Hallazgos: Fue inadecuada la capacitación en la operación y uso de las mandarinas, para condiciones de tormenta. Con base en las entrevistas, el asunto de navegación durante condiciones extremas no se trata en la capacitación que se suministra.

Recomendaciones:

Se debe establecer e implementar un programa de capacitación enfocado en las prácticas de sobrevivencia en el mar que proporcione un entrenamiento completo para todo el personal de PEMEX y de los contratistas, sin importar el puesto o función del empleado.

Brian Lee

§8 Referencias

1. Morandi, A. C., “Impact of Changes to T&R 5-5A on Jack-Up System Reliability Levels,” HSE RR 037, 2003
2. Jack R.L., Hoyle M.J.R. and Smith N.P. The Facts Behind Jack-up Accident Statistics Eighth International Conference on The Jack-up Platform , 2001
3. Jack R.L., Hoyle M.J.R. Hunt, J. R., and Smith N.P. “Jack-up Accident Statistics: Lots to Learn,” Eighth International Conference on The Jack-up Platform, City University, 2007
4. Hirst T.J., Evans D. J., Scales R. E., Remy N. D., “Foundation Analysis and Performance History of Bethlehem Mat-Supported Drilling Platforms on Soft Clays,” Technical Services Division, Bethlehem Steel Corporation, Report No. 74-47-1, January 1978
5. Young A.G, Remmes B.D. and Meyer B.J., “Foundation Performance of Offshore Jack-Up Drilling Rigs,” ASCE, Journal of Geotechnical Engineering, Vol.110, No. 7 , 1984
6. Rapoport V. and Young A.G., “Foundation Performance of Jack-Up Drilling Units, Analysis of Case Histories,” International Conference on Mobile Offshore Structures, 1987
7. McClelland B., Young A.G and Remmes B.D., “Avoiding Jack-up Rig Foundation Failures,” Symposium on Geotechnical Aspects of Coastal and Offshore Structures, Bangkok, 1981
8. Hirst T.J., Evans D. J., Scales R. E., Remy N. D., “Performance of Mat-Supported Drilling Platforms” Offshore Technology Conference (OTC) Paper 2503, 1976.
9. Payne, M. L., Operator’s Perspective on Gulf of Mexico Jack-up MODU Design, OTC Paper 5356, 1987.
10. Sharples M., Hammett D., Baucke T., McNease D.F. and Stiff J., The Existing Rational Risk-Based Acceptance Criteria for Gulf of Mexico Jack-up Site Assessments: A discussion Paper Seventh International Conference The Jack-Up Platform, 1999
11. Sharples B.P.M., Bennett W.T. and Trickey J.C. Risk Analysis of Jack-Up Rigs International Conference on the Jack-Up Drilling Platform, 1989
12. Young, A. G. and Cox, W. R., “Site Study Pinpoints Jack-Up Hazards,”
13. Hanby, E. C., “Soil Buckling and the Leaning Instability of Tall Structures,” the Structural Engineer, V63A, No3, March 1985
14. Stewart, W. P., “Mat-Supported Foundation on Soft Clay – Overturning Storm Stability,” 11th International Conference – The Jack-Up Platform, 2007
15. Stonor R.W.P., Hoyle M.J.R., Nelson K., Smith N.P. and Hunt R.J. Recovery of an Elevated Jack-Up with Leg Bracing Member Damage Ninth International Conference on The Jack-up Platform , 2003
16. Dier, A., Carroll, B., and Abolfathi, S., “Guidelines for Jack Up Rigs with Particular Reference to Foundation Integrity,” HSE RR289, 2004.
17. analysis of data tabulated circa October 2007 from information tabulated in http://www.coltoncompany.com/shipbldg/ussbldrs/postwwii/merchant/drillingrigs.htm
18. Whitley, J. O., “Parameters and General Considerations for the Design of a Three-Column Mat Supported, Self-Elevating Mobile Drilling Unit,” Sonas Session February 17,
19. analysis of data in http://rigzone / rig details gathered circa November 2007

Brian Lee

20. Dier, A., Carroll, B., and Abolfathi, S., "Guidelines for Jack Up Rigs with Particular Reference to Foundation Integrity," HSE RR289, 2004 – specifically Table 3.
21. Leis, B. N., "Historic MODU Incident Tabulation and Analyses ," unpublished, December 2007
22. analysis of data tabulated in http://www.rigzone.com/data/utilization_rigtype.asp circa October 2007
23. analysis of data tabulated in http://www.rigzone.com/data/results.asp? circa October 2007, sortField=0&sortDir=1&P=2&Rig_Name=&RWD_Max=-1&RWD_Min=-1&Region_ID=-1&Rig_Type_ID=4&Manager_ID=-1&Rig_Status_ID=-1&Operator_ID=-1
24. Hunt, R., 'Jack-up drilling option for a North Sea prospect in 400 ft water depth'. Proceedings The Jack-up Platform, Ed. C. D'Mello, L. Boswell, B. McKinley, London, 2001.
25. Laurendine, T. T., "Underwriters weigh design, construction of offshore oil platforms," Insurance Journal-National / Oil and Gas, April 9, 2007, pp N16-18.
26. Hunt R.J. and Marsh P.D. Opportunities to Improve the Operational and Technical Management of Jack-up Deployments Ninth International Conference on The Jack-up Platform , 2003
27. ABS, "Rules for Building and Classing Offshore Mobile Drilling Units," 1968/1973
28. Atkins Consultants, "Risk Implications in Site Characterization and Analysis for Offshore Engineering and Design," HSE RR 286, 2004
29. data file "4.16_Seguro_Aprobacion_ MatthewsDaniel.pdf"
30. data file "4.13_Estructural_Domino_geotecnico_ KAB-101.pdf"
31. anon., "Wind, Waves, and Weather," Rotary Drilling Series, 3rd edition, Petex, 2004
32. http://www.weather.gov/sat_tab.php?image=ir and the links to a host of websites noted there
33. Petrauskas C., Finnigan T.D., Heideman J.C., Vogel M., Santala M., Berek G.P., "Metocean Criteria/Loads for Use in Assessment of Existing Offshore Platforms" OTC 7484 1994.
34. Legget, I.: "Metocean Data and Statistics," 8th International Conference - The Jack-Up Platform, 2001
35. Shellin, T. E., "Consideration of Freak Waves for Design of a Jack-Up Structure," Offshore Technology Conference, OTC 18465, 2007
36. private communication 9 January 2008: between Leis, Chidester, and Moreno of the Battelle Team and Captain Vizcarra at Control Marino, noting the evolution of the functions and capabilities of Control Marino in reference to 1994
37. Sharples, M., "Post Mortem Failure Assessment of MODUs During Hurricane Lilli," Offshore: Risk and Technology Consulting Inc, MMS Order No.: 0103PO72450, 2004
38. PEMEX (PEP/DCO) presentations and photographs from DCO 4 December 2007:
    PEP, "Plataforma de Perforacion A/E Usumacinta," 27 octubre 2007;
    PEP, "Contingencia Usumacinta – KAB101," 27 octubre 2007;
    DCO, "Accidente KAB101- Usumacinta," 7 noviembre 2007;
    PEP, Contingencia Usumacinta – KAB101," 5 noviembre 2007;

Brian Leis

PEP, Contingencia Usumacinta – KAB101," 14 noviembre 2007;
PEP, Contingencia Usumacinta – KAB101," 28 noviembre 2007;
PEP, "Fotografias Notarizadas," 25 Noviembre 2007,
PEP, "Presentacion Fotografias," 25 Noviembre 2007

39. data file "2-Procedimiento_Plan_de_Abandono_de_Plataforma.pdf", Plan de Abandono de Plataforma 205-21400-SI-316-0002
40. data file "Plan de Emergencia.pdf", Plan de Respuesta a Emergencia, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, División Marina 205-21400-OP-316-0000
41. http://www.aoml.noaa.gov/hrd/tcfaq/G1.html
42. http://www.vos.noaa.gov/MWL/april 04/tatp.shtml
43. Hindcast Report, Sea Engineering, Inc., 2008
44. data file "Punto 141.1-PRE (PEP). pdf", PEMEX Policy on hurricanes
45. PMB Engineering, "Hurricane Andrew: Effects on Offshore Platforms – Phase II," MMS-Report 229, January 1996 (reflects several precursor interim reports including MMS-204 and MMS-210, both in 1994)
46. US MMS, "Design of New OCS Platforms and Related Structures for Hurricane Conditions," NTL No. 2007-G26, Issued October 1, 2007.
47. API, "Interim Guidance on Hurricane Conditions in the Gulf of Mexico," API Bulletin 2INT-MET, 2007: see also 80a API, "Interim Guidance for the Design of Offshore Structures for Hurricane Conditions," API Bulletin 2INT-DG, 2007
48. API, "API RP 2A MODU Recommended Practice for Planning, Designing, Constructing Fixed Offshore Platforms": see also
49. ABS Consulting – commentary on practices for response to storms categorized as hurricanes versus those less severe, and on jetting can-holes – private communication 26 January 2008
50. Wilkins hindcast
51. Ocean Weather hindcast
52. Bethlehem Steel Corporation, "Investigation into the Use of Bethlehem Mat-Supported Drilling Platforms on Sandy Bottoms of the North Sea and Atlantic Coast of North America," Technical Services Division, Report No. 74-47-2, January 1978
53. National Research Council, "Liquefaction of Soils During Earthquakes," National Academy Press, Washington, 1985
54. Bethlehem (Singapore Private Limited), "Information and Operating Instruction Book - Mobile Drilling Platform With Cantilevered Skid Unit," for Houston Offshore Joint Venture V, Bethlehem Singapore Hull 4239 - Sabine V, September 01, 1982 with updates through July 19, 1983: The Sabine V became the Usumacinta upon its sale to Perforadora Central – this manual was translated into Spanish apparently by Central: see data file "Punto 1.- Manual de Operación_Plat_Usumacinta.pdf"
55. Bethlehem Steel Corporation, "Wind, Waves, and Wave Forces on a Bethlehem Mobile Drilling Unit Off Texas," Volumes I & II, Gulf Consultants (proprietary to Bethlehem), 1958
56. Private communication to the Battelle team by the rig superintendents and their senior staff during visits to each of the rigs noted, December 2007

Brian Lee

57. Correspondence from Perforadora Central concerning Pemex Contract 411001830 that covered work on May Pozo DL1 during 28 February 2003, received by email, May 2008
58. data files “Rangos de flujo.pdf”, “Balance Materia y Energia Rev. 0.pdf” and other files that quantify the produced product as a function of the completed wells (101 and 121) on KAB-101.
59. http://rigzone / rig details, derrick, drilling, and related details for the Usumacinta gathered circa December 2007
60. Bea, R. G., “Gulf of Mexico Wave Heights,” J of Petroleum Technology, 1975
61. Scales R. E., “A Deep Water Mat-Supported Jack-Up Drilling Unit with Tubular Telescoping Columns and Intermediate Column Frame,” OTC Paper 2504, 1976.
62. Whitley, J. O., “Some Aspects of the Structural Design of a Three-Column Mat Supported, Self-Elevating Mobile Drilling Unit,” Bethlehem Steel Corporation / Beaumont Texas, ASCE Spring Meeting – Texas Section, 1970.
63. ABS, Survey Status Report for IMO 8756461: Class History Record as Class Number 8209547 for Sabine V and then Usumacinta, covering 01/11/1982 to 26/10/2007 (in ABS SafeNet) – logically Class is now suspended because the rig is not serviceable currently.
64. Anfibis (SAdeCV), “Dry-Docking Survey Report,” certified by ABS, visual and non-destructive inspection of the lower legs and pin-holes, leg connection to mat (at deck), deck manholes, and side-shell, August 2005
65. Anfibis (SAdeCV), “(In-Water Inspection) Thickness Measurement Report – Intermediate UWILD Plan,” certified by ABS, ABS CD662765, focused on the bottom and side-shell of the mat, January 2006
66. Anfibis (SAdeCV), “In-Water Inspection Report – Visual Inspection,” certified by ABS, focused on the bottom of the mat, January 2006
67. Cabo Diving Service (SAdeCV), “Underwater Inspection of A/E Usumacinta,” ABS CD894879, focused on critical (high-stress) areas on the legs and the mat, October 18, 2007
68. anon., http://seahorseplatform.com/index.html, noting Sea Pony is a proprietary shallow-water production platform design developed by Atlantia Offshore (Atlantia Corporation and Seahorse Equipment Corporation (collectively "Atlantia")): the patents and technical data have been since bought by Seahorse Platform Partners Limited (USA)
69. data file “KAB-101 ESTRUCTURAL.pdf” documents the history and setting of the Sea Pony and its prefabricated structure and also shows photographs of the Sonat 87 drilling, which permits determination of leg penetration (can-hole) depth: data file “detalle de operación diaria kb 101.pdf” provides the SIOPs for the Sonat 87, which makes clear that the installation was by barge using named the Huasteco over the period 19-20 April 1994.
70. data file “Sonat.pdf” presents the SIOPs for the Sonat 87, including x-y coordinates and heading.
71. data files “Intervenciones En Kab.xls” and “Equipos KAB.xls”, providing dates, actions, and locations in terms of x-y coordinates and the historical operations of KAB-101
72. data file “Explicacion.pdf” that includes dates and other aspects as an independent check on many of the details in Reference 4.
73. analysis of data tabulated in http://www.rigzone.com/data/rigtype.asp circa February 2007, searching by rig name for Pride Nebraska and Pride Colorado.

Brian Lee

74. data file Oficio GPMPDM-SAF-CG-507-2008.pdf", which details aspects of the planned work-over
75. data file "OFICIO GPMPDM-SAF-CG-507-2008" and the minutes of Battelle during an interview with key staff of Activo Integral Literal Tabasco, 03 April 2008.
76. data file "REPMENKAB-121.doc", detailing the planned work-over sequence
77. data file "Reportes de SIOP mes de Octobre.pdf", daily from 1 to 23 October originating from the Usumacinta (records supplied by Perforadora Central) to PEMEX.
78. data file "4.11_Solcitud de cierre pozos para el traslado Usumacinta.pdf" the request to shut-in the wells during the rig move
79. data file "4.20_PROC 223-21100-OP-211-0268.pdf" on procederes for rig move and daily shut-in of the wells
80. data file "AV-F.32065-1815-31-MC-Rev.0 Requisiciones.pdf", the parchase requisitions for the materials in the KAB-101 piping systems
81. data files "B-F.32065-1817-0-P-01", "B-F.32065-1817-0-P-02.pdf", and "B-F.32065-1817-0-P-03.pdf" that specify the KAB-101 piping systems
82. Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service – ASTM 106 (includes all grades within this designation).
83. data file "5.3.-Diagrama de Tuberias de Pozo KAB-121.jpg" showing the cross-section of Well 121
84. data file "HAZOP KAB-101.doc"
85. data file "Seguimiento KAB-101, YUM-2B y YUM-401 2006.pdf"
86. data file "6 Estacion de paro de emergencia.pdf" typical of maintenance checklists provided for a variety of functions
87. data file "ficha tecnica final.ppt" test and maintenance records
88. API, Design, Installation, Repair, and Operation of Subsurface Safety Valves, API 14B / ISO 10417, 2004
89. data file "Procedimiento para Administración de Cambios a la Tecnología," 268-38150-SGI- 002, 04-Abril-2007.
90. data file "Mapeo en KAB-101.mdi", showing the sea floor and footprints of Texas
91. data file "Muro CI.ppt", presenting the program of activities to install the firewall on KAB-101 (SIPOM-268-07-0041)
92. data file "Planos de Valvulas y Pozos Petroleros KAB 101 KAB 121 Y KAB 103.pdf" describing the well completions and Christmas trees on KAB-101: see also data file "KAB 101 12 Febrero 2007" and data file "KAB 101 28 Noviembre 2006" with extensive photos of the Sea Pony including the deck, trees, the Texas working over it – data file "AR Sea Pony KAB 101.doc" provides schematics of Sea Pony piping systems
93. Norsok D010
94. Molnes, E. and Strand, G-O., "Reliability of Well Completion Equipment – Phase IV," ExproSoft AS, NO 881 559 692: see also the reports for the three prior phases, 2002
95. http://www.exprosoft.com/services/rdatabases.html
96. Orieda book on failures in O&G industry
97. API/ISO test practice for SSSV

Brian Leis

98. data files “Proced_Pos_Emb_Dic_2007_OK-LLE.doc” and “4.21_Proc 200-28320-OP-117-0001.pdf”, “Pemex anchor procedures Span.pdf”, rig-move procederes for PEMEX covering various move locations and circumstances and likewise “4.22_Proc Traslado de Plataformas_PGM-2-09-S07B_Central.pdf”, for Central
99. data file “4.19 Reporte de Posicionamiento Final.pdf”, or “04.-Reporte Geomarex.pdf”, and other files provided that duplicate the Geomarex rig position report
100. data file “03.- Reporte del Rig Mover.pdf”
101. Hererra, Jorge, Survivor testimony – see Annex J
102. data file “KAB-101.jpg” providing precise well positions and including the position and heading of the KAB-101 platform and **7**data file “KAB101-00_Inciso 77” – drawings of elevation of typical Sea Pony: see also **10**data files “Plot Plan y Vista General.pdf” – with similar input with an overview of deck and elevation of Sea Pony, and **13**data file “KAB-101.pdf” that characterizes layout and other physical features.
103. data file “Diagrama Marino del Ducto.pdf” page one enlarged view
104. data file “Diagrama Marino del Ducto.pdf” page two enlarged view (mapeo formerly termed Fig D2 – but its not D!!
105. data file “4.14_Simulacion_CPC_Entrada_Kab 101.pdf”
106. data file “Valvulas de Tormenta_rev03marzo2008.ppt” on field statistics for AILT wells
107. data file “07_programa mantenimiento Kab 101.pdf”
108. data file “Programa de Mantto.pdf”
109. Schlumberger failure report
110. Pedro Sanchez private communication – Pemex Offices, C de Carmen, May 08-09, 2008
111. data file “Matriz-VálvulasdeTormenta.ppt”
112. 1974 SOLAS Convention (The International Convention for the Safety of Life at Sea), 1974, as amended
113. data file “normas SOLAS.pdf”
114. Interim Report – Annex J
115. data file “Punto 93.1 - Certificado Balsas Salvavidas.pdf” for Boat 1
116. data file “Punto 93 - Certificado Balsas Salvavidas.pdf” for Boat 2
117. http://www.survivalsystemsint.com
118. http://www.schat-harding.com
119. ODS-Petrodata Mobile Rig Register, p S-113
120. data file “02 - Manual_Oper_Instal_Mantto_Survival.pdf”
121. data file “01 - Manual_Oper_Instal_Mantto_Watercraft.pdf”
122. Sastre González, Domingo, Member of the team to control de well testimony
123. Gómez Smith, Leslie Roy, Member of the team to control de well testimony
124. data file “23.wav”, audio log from Control Marino
125. data file “Punto 8, 81, 82, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 147.pdf”, document by Coordinación de Control Marino y Posicionamiento de Embarcaciones (CCMPE), GL-SCCASE-CCMPE-2676-2007, 17 December 2007.
126. data file “Nota Informativa de Fecha 26 de Octubre de 2007.pdf”, document by Unidad Operativa Litoral de Tabasco (UOLT), PEP-UOLTDB-980-2007, 26 October 2007.

Brian Lee

127. Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) – see Annex
128. data file "7-PROC-Plan contingenicia para ácido sulfhidrico.pdf", Procedure MRE-011
129. Rueda de León Reyes, Teodosio, Survivor testimony
130. Blass Cortazar, Carlos, Survivor testimony
131. Zuñiga Salazar, Martín, Survivor testimony
132. Summary of the Interviews – Annex J
133. data file "1._RELACION_PERSONAL_USUMACINTA.pdf"
134. data file "Explicación cifras 81 y 77 personas en Usumacinta.pdf"
135. data file "136. PRE_Enlace-Litoral.pdf; Plan de Respuesta a Emergenicas – Plataforma Enlace y Satélites del Activo Integral Litoral de Tabasco R.M.S.O, 268-11100-OP-000-000, Version 7, July 2007; see also data file "5- Plan geneal de Respuesta a Emergencias.pdf", Plan de Respuestas a Emergencias Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, División Marina de UPMP-DM, 205-21400-OP-316-0000, December 2004
136. Interview with personnel on the Grijalva, Pride South Carolina, December 13, 2007, specifically Mr. Fernando Cruz Garduza - PEMEX Superintendent; Pride Colorado, December 20, 2007, and José del Rivero Hernández –PEMEX Superintendent
137. Alfredo de la Cruz Ruiz Interview, Central Mechanic, 18 January 2008 and Nicolas Gonzalez Alvarado, Central Deckhand Interview
138. "USUMACINTA" Self-Elevating Drill Rig Permanently Buoyant Tank Test Procedure, Project 1878988, March 2008, ABS Consulting
139. data file"4.23_Meteorological Report.pdf" and data file "10-Reportes Mal Tiempo.pdf; Grupo Técnico de Análisis Meteorológico, Estado Del Tiempo, PEMEX Exploración y Producción, Buletins 492-495 and Condiciones Meteorologicas en Puertos del Litoral del Golfo de Mexico, Buletins 883-888
140. US weather forecasts for the Gulf of Mexico, OFFNT4_200710210310, MIMATS_200710231646, and TWDAT_200710200001
141. Interview with Captain Hyman of the Morrison Tide Offshore Support Vessel (OSV), 19 December 2007
142. Interview with the Captain Alan Dikenson of the Far Scotia Vessel, 17 April, 2008
143. Rig Movement, Report PID1878988, ABS Consulting
144. Platform Usumacinta - Slope Analysis, Sea Engineering, Inc.
145. Jack-up Response and Comparison to Design; PID 1878988 Task 4, Rev A, ABS Consulting
146. Offshore Magazine, Vol 68, Issue 5, May 2008 (http://www.offshore-mag.com/articles/article_display.cfm?ARTICLE_ID=328996)
147. Kaiser, M. J. and Pulsipher, A. G., **Energy Policy** 35 (2007), pp. 966-983;
148. Geophysical Survey Field Operations Report, Sea Engineering, Inc.
149. Jack-Up Response and Comparison to Design; ABS Consulting
150. Discussion and Interpretation of Results, Sea Engineering, Inc.
151. Platform Usumacinta – Sediment Plumes in the Bay of Campeche Region, Sea Engineering, Inc.
152. Variable Load and HECSALV Model, PID 1878988 Tasks 8 & 14, Rev 0, ABS Consulting

Brian Lee

153. data file “4.24_Reporte de Mapeo_01-sept-07_ GTDH.pdf,” Oceanografia, S.A. de C.V. Mapeo del Lecho Marino en la Localizacion de KAB-101, 2007
154. Seabed and Sub-Seabed Data Required for Approvals of Mobile Offshore Units (MOU), Noble Denton International Ltd, No. 0016/NDI, December 2007.
155. Health and Safety Executive. “Reducing Error and Influencing Behaviour”, HSG 48, HSE Books, Sudbury, UK, 1999.
156. Rothblum, A.M., et al., “Human Factors in Incident Investigation and Analysis: Working Group 1,” 2nd International Workshop on Human Factors in Offshore Operations, Houston, 2002.
157. Paté-Cornell, M.E., “Learning from the Piper Alpha Accident: a Post-Mortem Analysis of Technical and Organizational Factors”, Risk Analysis, Vol 13, pp. 215-232, 1993
158. Cooper, M.D., “Towards a Model of Safety Culture”, Safety Science, Vol 36, pp. 111- 136.
159. Weick KE., “Organizational Culture as a Source of High Reliability”, California Management Review, 1987, Vol 29, pp. 112-127.
160. “UK Health and Safety Executive, Safety Culture: A Review of the Literature”, HSL/2002/25, 2002.
161. Cullen, Hon. Lord, “The Public Inquiry into the Piper Alpha Disaster”, Vols. 1 & 2. London: HMSO, 1990.
162. Flin, R. and Slaven, G., “The Selection and Training of Offshore Installation Managers for Crisis Management”, Norwich, U.K., HSE Books, 1994
163. Reason J., “Managing the Risks of Organizational Accidents,” Aldershot: Ashgate, 1997.
164. Gordon, R. “Human and Organizational Factors in Offshore Safety,” Norwich, U.K., HSE Books, 1997
165. Data File “Contrato No. 421006828 y Anexos - Perforadora Central.pdf”
166. UKOOA. Offshore Emergency Training Guidelines, London, UKOOA, 1991.
167. data file “6 - Manual de gestion de seguridad.pdf, PGM-2-06-S08B, Plan de Emergencia por Presencia de Gas Sulfhídrico H2S, Revision 1, December, 2001 (Central)”
168. data file “223-21800-OP-216-0001.pdf, Plan de Respuesta a Contingencias para Pozos Descontrolados en la UPMP, Gerencia de Seguridad Industrial, Protección Ambiental y Calidad, Revision 0, October 2005”
169. http://survivalsystemsinternational.com/prod_7keys.html
170. Escape, Evacuation, and Rescue Research Project, Phase II, Prepared for Transportation Development Centre Transport Canada by Bercha Engineering Limited, April 2003
171. US Code of Federal Regulations (CFRs), Title 46, Shipping, Mobile Offshore Drilling Rigs
172. Tormag Bote 1.pdf and Tormag Bote 2.pdf (yearly fitness for service inspections of the mandarinas)
173. Independent assessment performed on Mandarina 1 in August 2007, by Germanischer Lloyd
174. Lista de Avituallamiento, Julio-Octobre; Bote 1.pdf; Lista de Avituallamiento, Julio-Septiembre, Bote 2.pdf (no record that the transponders were put back in service.)
175. According to discussions 6 December 2007 between Leis, Chidester, and others of the Battelle Team and Dr Pedro Silva at RMSO, the usual PEMEX offshore site development process is based on applicable normatives and other PEMEX protocols and procedures(e.g.,

Brian Leis

[176-183] in contrast to the approach to development planning used for example in the US. Provided the process is based on viable normatives, protocols, and procedures, the outcome should be similar, leading to a viable and comprehensive risk management plan that includes EPMR and MoC.

176. AFLNRF-003-PEMEX-2000, “Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche”, including anexos, 2000
177. “Instrucción para Revisión y Validación de Ingenierías y Estudios de Infraestructura,” 268-38150-SGI-1.4.0, 10-Febrero-2005
178. documents of Activo Integral Litoral de Tabasco (AILT)
179. documents of Coordinación de Diseño de Explotación (CDE)
180. documents of Coordinación de Operación de Pozos e Infraestructura de Explotación (COPIE)
181. documents of Subdirección de Ingeniería y Desarrollo de Obras Estratégicas (SIDOE)
182. Doc. of Gerencia de Seguridad Industrial y Protección Ambiental y Calidad (GSIPAC)
183. documents of (SIASPA)
184. Cardone, V. J. and D. T. Resio, 1998. An assessment of wave modeling technology. Preprints of 5th International Workshop on Wave Hindcasting and Forecasting. Melbourne, Fl. January 26-30, 1998.
185. Cardone, V. J. and D. T. Resio. 1998. An assessment of wave modeling technology. 5th International Workshop on Wave Hindcasting and Forecasting, Jan. 26-30, Melbourne,
186. anon, GOMOS: Gulf of Mexico Oceanographic Study Project Description Revised October 13, 2006, OceanWeather
187. data file “AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA O Y T.pdf,”
188. data file “AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA RU.pdf”
189. data file “AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA FATIGA.pdf”
190. data file “1 Tablero de control y seguridad.pdf”
191. data file “3 Valvulas de seguridad.pdf”
192. data file “4 Valvulas de corte SDV.pdf”
193. data file “Analisis aceite-gas linea Ixtal-A.pdf”, indicating asphaltines are produced local to theKAB field
194. NORSOK Standard “Structural Design,” N-001 R4, 2004
195. NORSOK Standard “Design of Steel Structures,” N-004 R2, October 2004
196. ISO 19900, Petroleum and natural gas industries - General requirements for offshore structures, ISO 19902, Petroleum and natural gas industries - Fixed steel offshore structures, ISO 19904, Petroleum and natural gas industries - Floating offshore structures, ISO 19905-1, Petroleum and natural gas industries - Site-specific assessment of mobile offshore units - Part 1: Jack-ups and ISO/TR 19905-2, Petroleum and natural gas industries - Site-specific assessment of mobile offshore units - Part 2: Jack-ups commentary.
197. DNV, “Offshore Pipelines,” DNV OSF-101, 2000
198. Bomel Ltd. editor, “Loads,” HSE OTO-01013, 2002
199. MSL Engineering Ltd., “Assessment of the Effect of Wave-in-Deck Loads on a Typical Jack-Up,” HSE OTO-01034, 2001

Brian Lee

200. Zentech Inc., “Validation of Wave Response Analysis for Jack-Up Rigs,” HSE OTO-00094, 2000
201. Bomel Ltd. editor, “Stability,” HSE OTO-00049, 2001
202. ASME, ASME B31.4 and/or ASME B31.8
203. anon., “Mooring Code Joint Industry Study: Calibration of ABS, API, DnV, HSE(Den), and NMD Mooring Design Codes for Floating Drilling and Production Platforms, Executive Summary,” Mooring Code Joint Industry Group, October 1995
204. IMO, “Measures to Prevent Accidents with Lifeboats,” Ref. T4/4.01 MSC.1/Circ.1206, 26 May 2006
205. MaTSU / HSE, “Marine Offshore Rescue Advisory Group: Good practice in offshore rescue,” HSE OTO-01040, 2001
206. WS Atkins Consultants / HSE, “Rough Weather Rescue,” HSE OTO-01089, 2001
207. Technica / HSE, “Recovery and Pick-Up Following Emergency Evacuation,” HSE OTO-96010, 1996
208. RGIT Survival Center / HSE, “Survivability of Occupants of Totally Enclosed Motor Propelled Survival Craft,” HSE OTH-92376
209. US Patent 4739721, “Boat for Vertical and Horizontal Transfer,” 1988: for another example see US Patent 4356789, “Emergency Evacuation System for Offshore Oil Platform,” 1982
210. Lloyd’s Registry, “Amendments to SOLAS Make Bulk-Carriers Safer,” Horizons, Issue 6, December 2003
211. AWS, Welding Spec (which includes consideration of fitness-for-service and best practices for inspection),
212. ASME B&PV Code
213. ASTM flanged / bolted connections – representative examples
214. FMC, Surfacewellheadcatalog.pdf via http://www.fmctechnologies.com/upload/surfacewellheadcatalog_web.pdf
215. FMC, fmc_05.15.06.pdf via http://www.fmctechnologies.com/upload/fmc_05.15.06.pdf
216. private communication 08 February 2008: by phone between Leis and Moreno of the Battelle Team and Sr Pedro Sanchez of RMSO, noting that it was likely that the SSSV for Well 121 could be recovered it was unlikely to occur within the timeline of this project because of PGR-related constraints and other complications in reopening Well 121 – Realizing this it will be necessary to speculate through hypothesize on the SSSVs role and condition subject to other available data, which was covered during this discussion.
217. private communication 19 December 2007: discussion between Leis of the Battelle Team and Sr Pedro Sanchez of RMSO on an OSV about the Usumacinta Sea Pony KAB-101, while visually evaluating these structures noting a SWL ESD was usual, although no evidence of such was apparent
218. data file “Tabla VTs(SSSV).xls”, a listing detailing the SSSVs involved in AILT’s fields
219. Meeting with PEP/SIPAC coordinated by Subdirector Rogelio Morando Sedas 3 April 2008, including transfer of presentations and videos: 1) Subdireccion de Seguridad Industrial Maest Original.ppt; 2) Analisis Estrategico 2007.ppt; 3)Auditoría ASP RMS-CMG.ppt; 4) SSPA_2008.swf; 5) Acciones de Reforzamiento en Seguridad-vs1.ppt; 6)

Brian Leis

Organizacion SSIPAC 2008 v2.ppt: 7) China_RBMS.exe; 8) Reforzamiento para el Control de Contratistas DE PEP SSIPAC_4.ppt; and SSPA Gpo Dir 19 MARZO 2008.ppt, and two manuals; 8) Manual psicología de la seguridad.pdf

220. data file “Testimonios de sobrevivientes.pdf”

Anexos

El resumen de los anexos utilizados para capturar los detalles relevantes de este ACR se describe a continuación:

Anexo A Descripción General del Proceso de ACR de Battelle A1

Anexo B Aspectos de Otros Análisis de Causa Raíz Relevantes B1

Anexo C Experimentos de campo y observaciones C1

- C1: Condición física del mat de la P.A.E. Usumacinta C2
- C2: Condición física de las mandarinas C16
- C3: Inspección física del candelero (cabezal) de los pozos KAB-101 y KAB-121 ..... C33

Anexo D Detalles y análisis de las Unidades de Perforación Móvil (MODU), de las Plataformas Autoelevables de Perforación Bethlehem, la Usumacinta y las Plataformas Sea Pony D1

Anexo E Estadísticas y análisis relevantes de las Unidades Móviles de Perforación (MODU) costa afuera E1

Anexo F Amenazas costa afuera para la unidad móvil de perforación F1

- F1: Plan de desarrollo del sitio y evaluación relacionada con los riesgos F2
- F2: Historial del clima y estados de mar relacionados F4
- F3: Pronósticos retrospectivos del clima F7
- F4: Soporte y estabilidad del suelo marino F8
- F5: Aspectos funcionales de/ operación, perforación, producción y petróleo, ... F10

Anexo G Línea de Tiempo de Eventos Históricos (de largo plazo) y Relacionados con el Incidente G1

- G1: Línea de Tiempo Histórica (de largo plazo) G3
- G2: Línea de tiempo de eventos durante el rescate y la recuperación G4

Anexo H Líneas de investigación y resumen H1

Anexo I Cuestionarios para las Entrevistas y sus Variantes I1

- I1: Cuestionarios elaborados para realizar las entrevistas con sobrevivientes del incidente entre la Usumacinta y el KAB-101, el 23 de Octubre de 2007 ..... I2
- I2: Temas de interés específico que se hablaron durante las diversas entrevistas con el grupo de respuesta inmediata, primer grupo y segundo grupo de entrevistas I17

Anexo J Resumen de las entrevistas J1

- J1: Entrevista con los Sobrevivientes J3
- J2: Grupo de respuesta inmediata, primer grupo y segundo grupo de entrevistas J15

Brian Lewis

Anexo K Recopilación de información: procesos y resultados K1
K1: Procesos K2
K2: Requerimiento de información y base de datos resultante K9
K3: Seguimiento de requerimientos de información e información no proporcionada K10
Anexo L Factores causales y análisis L1
L1: Plan de Desarrollo del Sitio (PDS) L3
L2: Carga y Diseño (CyD) L10
L3: Construcción y Diseño Final Construido (CyDFC) L23
L4: Operación o Funcionamiento (O/F) L36
L5: Condición/Estado y Mantenimiento (CyM) L50
L6: Inspección, monitoreo y control (IMyC) L67
L7: Amenazas y Vulnerabilidades – Modos y Mecanismos (AyV/MyM) L87
L8: Administración del Cambio (AC) L113
L9: Planeación, Administración y Respuesta a Emergencias (PARE) L120
L10: Organización y Administración (OyA) L134
L11: Limitaciones externas (LE) L150
L12: Aspectos Especiales o Únicos (AEU) L155
Anexo M Desarrollo y priorización de escenarios de falla M1
Anexo N Reporte y análsis de tareas extraordinarias N1

References cited in the body of the report continue in use throughout these annexes, with some new references being added here as needed. Where footnotes are used herein they are numbered independently from the body of the report and are specific to the annex they are used in. Figuras and tables used in the annexes are labeled with a letter prefix corresponding to the annex (with exception of Annex N which is independent reports for extraordinary tasks), as follow:

List of Figuras

Página

Figura A1. Elementos y flujo de información en un análisis de causa directa y causa raíz A3
Figura C1. Patrón de desasolve del Mat C3
Figura C2. Lecturas del lodo sobre el Mat* C5
Figura C3. Señalización del sentido del flujo de aire C6
Figura C7. Colocación del arreglo-calibrador de la línea en la pierna C9
Figura C8. Conexión de la manguera de aire al arreglo-calibrador y ajuste de presión C10
Figura C9. Colocación del compresor del caballo de trabajo en la cubierta del patio de tubería C11

Brian Lee

Figura C10. Inicio de la prueba C11
Figura C11. Monitoreo de la prueba C12
Figura C12. Registros de la prueba C12
Figura C13. Fotos de actividades de la terminación de la prueba C13
Figura C14. Pruebas a los tanques restantes C14
Figura C15. Preparación de mandarinas para las pruebas C19
Figura C16. Evidencia de presencia en agua de lluvia dentro de la Mandarina 1 antes de las pruebas C20
Figura C17. Daño físico causado a la Mandarina 1 durante el transporte de la misma a las instalaciones de FIDENA C21
Figura C18. Daño físico causado a la flecha de la propela de la Mandarina 1 durante el transporte de la misma a las instalaciones de FIDENA C21
Figura C19. Izado de la Mandarina 1 para realizar revisión de condición física del casco y de los tapones de fondo C22
Figura C20. Izado de la Mandarina 1 y verificación de la ausencia de alguna fuga por los tapones de fondo C23
Figura C21. Fotos de los tapones de fondo verificando la ausencia de fugas de agua C24
Figura C22. Fotos de la Mandarina 1 flotando sobre el agua y ninguna evidencia de agua entrando en la misma C25
Figura C23. Fotos de la flecha del timón sin presencia de agua C26
Figura C25. (Cont.) Fotos de referencia para verificar la no entrada de agua a la Mandarina 1 ..... C28
Figura C26. Fotos de la manguera de enfriamiento del motor fuera de su lugar C29
Figura C27. Izado de Mandarina 2 y área dañada para sacar sobrevivientes C30
Figura C28. Revisión de tapones de fondo Mandarina 2 ..... C31
Figura C29. Daños al timón y estructura de la Mandarina 2 ..... C32
Figura C31. Inspección visual a la condición actual de los materiales que conformaron los elementos estructurales de control del los pozos 101 y 121 ..... C35
Figura C32. Inspección visual candelero, cabezal y válvulas del Pozo 121 ..... C36
Figura C33. Inspección visual cabezal y daños a los birlos de válvulas laterales pozo 101 ..... C37
Figura C34. Inspección visual brazo de estribor del cantilever C38
Figura C35. Inspección visual cabezal pozo 101 y daños C39
Figura C36. Inspección visual brazo de estribor del cantilever C40
Figura C37. Remoción del candelero para liberar cabezal Pozo 121 ..... C41

Figura C38. Documentación de los daños al cabezal y válvulas laterales del Pozo 121 después de la remoción del candelero C42
Figura F 1. Etapas en un plan de desarrollo típico F3
Figura F 2. Historial de viento y olas antes y durante el incidente (en Rebombeo) F6
Figura L 1a/b. Intercambiabilidad en el diseño de la mandarina de estribor L16
Figura L 2a/b. Vistas típicas de las mandarinas Whitaker (1) y Watercraft (2) L17
Figura L 3a/b. Vistas de las instrucciones de uso en los manuales de instrucciones de la mandarina L19
Figura L 4a/b. Esquema del sistema de control y una consola de control típica L28
Figura L 5. Diseño de la cubierta para KAB-101 ..... L30
Figura L 7. Vistas a lo largo de los planos de la fractura de la Mandarina 2 ..... L31
Figura L 8. Esquema ilustrativo de un árbol de producción y terminación del pozo típico L38
Figura L 9. Vista de la SSSV Schlumberger TRMAXX-10E (el lado superior está a la izquierda) L40
Figura L 10. Esquema de una SSSV: abierta y cerrada– la parte superior del pozo está arriba L41
Figura L 11.Estadísticas de fallas en servicio para las SSSV–Categorías de las fallas L42
Figura L 14. Corte transversal del pozo 121 ..... L45
Figura L 15. Programa de mantenimiento para las pruebas de la SSSV en el KAB-101 ..... L52
Figura L 17. Pruebas de hermeticidad de la SSSV del Pozo 101 en el 2007 ..... L53
Figura L 19. Criterios de riesgo para el remplazo de SSSVs L55
Figura L 20. Condiciones operativas para el Pozo 121 ..... L56
Figura L 21. Vida útil de las SSSVs en el AILT L57
Figura L 22. Problemas con las SSSVs en el AILT L58
Figura L 23. Fallas de las SSSVs en otros campos LL58
Figura L 24. Página de portada del manual de mantenimiento de la Mandarina 1 ..... L60
Figura L 25. Mantenimiento mensual programado para la Mandarina 2 ..... L61
Figura L 28. Comportamiento del Pozo 121 ..... L76
Figura L 29. Programa Operativo para la reparación menor del Pozo 121 ..... L77
Figura L 30. Nivel de Riesgo como función de las condiciones de servicio L78
Figura L 31. Reparación Menor programada para el Pozo 121 ..... L78
Figura L 32. Vida útil de las válvulas de tormenta evaluadas bajo el Control del AILT L80
Figura L 33. Problemas con los pozos administrados por el AILT L81

Brian Leis

Figura L 34. Sistemas de alarmas y detectores de gas en el área de temblorinas en la Usumacinta L84

Figura L 35. Sistema de detector de gas en el área del foso de lodo de la plataforma Usumacinta L85

Figura L 36. Amenazas y vulnerabilidades potenciales durante el incidente empezando con el traslado/reubicación de la Usumacinta del SINAN-C al KAB-101, a la evacuación, rescate y recuperación del personal. L88

Figura L 37. Viento máximo y condiciones significativas del oleaje en la ubicación de la Usumacinta durante todos los sucesos no tropicales desde 1958-2000 (El suceso de Oct. 2007 está graficado para comparación) L93

Figura L 38. Historial del viento y oleaje, previo y durante el incidente L93

Figura L 39. Ubicación de otras plataformas de perforación durante el Frente Frío 4 en relación con la Usumacinta L94

Figura L 40. Tamaños relativos de los MODUs anteriormente ubicados en el KAB-101 ..... L96

Figura L 41. Batimetría en la proximidad de la estructura de la plataforma mostrando las ubicaciones de las líneas de perfil extraídas L98

Figura L 42. Ubicaciones de las muestras de núcleos del suelo L101

Figura L 43. Imagen LANDSAT 17/11/1980 ..... L103

Figura L 44. Visión general de la secuencia de eventos de la respuesta a emergencias L124

Figura L 45. Influencia de la organización y administración en el desempeño de la seguridad L135

Figura L 46. Elementos de diagnóstico de seguridad de PEP L139

Figura L 47. La iniciativa de PEP para fortalecer la supervisión relativa a la seguridad L143

Figura M 1. Flujo de eventos y detalles causales relevantes para aspectos históricos del KAB-101 . M15

Figura M 2. Flujo de eventos y detalles causales relevantes para la fuga inicial M16

Figura M 3. Flujo de eventos y detalles causales relevantes la continuación de la fuga M16

Figura M 4. Flujo de eventos y detalles causales relevantes para las mandarinas y los decesos ... M17

Figura M 5. Escenario de falla de alto nivel M18

List of Tables

Página

Tabla C1. Medición del espesor de la capa de lodo sobre la parte superior del mat C4

Tabla C2. Distancia entre el mat y la estructura del KAB-101 ..... C4

Tabla C3. Resultado de las pruebas a los tanques permanentemente flotantes del mat C15

Tabla E 1 Uso Internacional de plataformas de perforación de unidad móvil de perforación costa afuera E2

Brian Lee

Tabla E2. Uso relativo de unidad móvil de perforación costa afuera en el Golfo de México mexicano E3

Tabla E3. Incidentes en la plataformas mat-cantilever vs. las unidadade móviles autoelevables de perforación costa afuera de piernas independientes con cantilever E4

Tabla F 1. Amenazas/peligros considerados en un plan de desarrollo típico F4

Tabla F2. Pronóstico retrospectivo de Wilkens Weather Technologies para el 23 de octubre 2007 ..... F7

Tabla F3. Pronóstico retrospectivo de Oceanweather Inc. para el 23 de octubre de 2007 ..... F8

Tabla H1. Líneas de investigación: sitio y circunstancias: precursores y desarrollo del incidente H3

Tabla H2. Líneas de investigación: Sea Pony (KAB-101) y Pozos: fuga y continuación de la fuga conforme se desarrolló el incidente H4

Tabla H3. Líneas de investigación: Usumacinta y la fase de abandono H5

Tabla H4. Líneas de investigación: mandarinas y fase de albergue seguro H7

Tabla H5. Líneas de investigación: fase de rescate y recuperación H8

Tabla H 6. Líneas de investigación: cultura de producción y seguridad – consideraciones especiales/únicas H9

Tabla I1. Temas de interés específico para las entrevistas con el grupo de respuesta inmediata, primer grupo y segundo grupo de entrevistas I18

Tabla J1. Resumen del Número de Entrevistas y Personas Entrevistadas J2

Tabla J2. Resumen de entrevistas y entrevistados para el ACR J31

Tabla K1. Preguntas iniciales, observaciones e información K3

Tabla K2. Información no proporcionada K11

Tabla K 3. Información solicitada directamente a PEMEX en diferentes reuniones, juntas de trabajo y por correo electrónico K20

Tabla L1. Resultados del lecho marino (resumidos a partir de la Referencia 29) L5

Tabla L2. Algunas propiedades del yacimiento y del fluido que se produce (después de la Referencia 58) L6

Tabla L3. Datos históricos usados en el código compartido en la industria de amarre (después de la Referencia 203) L14

Tabla L4. Requerimientos internacionales para la disposición operativa, inspecciones y mantenimiento del equipo salvavidas L71

Tabla L5. Detectores fijos y portátiles de gas en la plataforma Usumacinta L83

Tabla L6. Estimados de condiciones máximas en la Usumacinta al 23 de octubre de 2007 ..... L92

Tabla L7. Los cálculos de Wilkens Weather para las condiciones de tormenta de hace 1, 50, y 100 años, incluyendo sucesos climáticos tropicales y no tropicales; ubicado en la Usumacinta L92

Tabla L8. Lista de procedimientos de la respuesta a emergencias L121

Tabla M1. Desarrollo de escenarios del ciclo uno – integración de factores de eventos y causales M3

Brian Lewis

Anexo A
Descripción General del Proceso de ACR de Battelle

Las Cuatro Etapas del Proceso de ACR de Battelle

El Proceso de Análisis de Causa Raíz (ACR) de Battelle, ilustrado esquemáticamente en la Figura A1, se desarrolla mediante una secuencia de las siguientes cuatro etapas cíclicas e iterativas:

- Recopilación y análisis de información.
- Desarrollo de los posibles escenarios de falla e identificación de factores causales o contribuyentes potenciales.
- Análisis para identificar y caracterizar los factores que dieran origen a la causa directa, para luego aislar y validar la causa directa.
- Análisis para identificar y caracterizar los factores que dieran origen a la causa raíz, para luego aislar y validar la causa raíz.

El flujo de información y análisis correspondientes pasa por estas cuatro actividades de manera cíclica e interactiva.

Proceso y Metodología

En algunas metodologías tradicionales, el proceso de ACR depende de las entrevistas para generar todos los aspectos considerados por el análisis. En cambio, el proceso de Battelle involucra a expertos en cada materia que mantienen la dirección crítica del proceso y aportan insumos prácticos para garantizar que los detalles desarrollados sean viables y eficientes tanto en su contenido como su alcance. Sin la presencia de personal experto para impulsar el proceso de investigación, existe un riesgo significativo de que el proceso resulte mal orientado e ineficiente y que, al final de cuentas, produzca conclusiones indefensibles. En este contexto, los expertos filtran la confiabilidad de los insumos obtenidos por medio de entrevistas y constantemente orientan el rumbo del proceso en buscan de los factores que caracterizan la causa. Para lograr ese objetivo, la metodología de Battelle para este ACR combina nuestros conocimientos y experiencia (pericia) con el aporte de asesores externos cuyas destrezas complementan las nuestras para cubrir todas las facetas críticas, incluyendo elementos claves como las condiciones marinas y meteorológicas, las condiciones y capacidad de soporte del lecho marino, y la respuesta de la Plataforma P.A.E..

La Figura A1 indica que un ACR se desarrolla sobre un cimiento de información/datos que son evaluados mediante una gama de análisis que emplean las herramientas habituales del ACR. Los Anexos I, J y K presentan o explican los aspectos de esta información conforme con nuestro énfasis en la importancia de la información para el Proceso de ACR. Todo análisis viable de causa directa y causa raíz comparten esta dependencia de la información, por lo que no es de sorprenderse que el proceso observado para este Proyecto se desarrolla sobre una base de información y métodos analíticos que integran y alinean la información en el tiempo o dentro de otros marcos conceptuales. Como los conocimientos de los expertos guían el proceso, el enfoque está en la información que señalan las características de las causas directas y causas raíz, de manera que se minimiza el esfuerzo mientras se maximiza su utilidad. De acuerdo con la práctica acostumbrada, se sigue alineando la información de interés en el tiempo y el espacio, integrándolos para buscar tendencias en conjunto con otros análisis, todo con el fin de identificar

Brian Lee

posibles inconsistencias. Esto conduce a un grupo comprensivo de líneas de investigación, las cuales brindan soporte a los análisis para resolver las inconsistencias identificadas o bien para caracterizar mejor los elementos que se van desarrollando como causales del incidente.

El cimiento de información/datos en este ACR, ha sido construido con las observaciones de los expertos y el producto de las entrevistas, lo cual en conjunto con los análisis, produce las líneas de investigación y de allí se avanza hacia los posibles escenarios de falla descritos en este Reporte. Luego con más análisis se determinan los factores causales que, mediante mayor evaluación de los hechos que caracterizan la falla, permiten la identificación de la o las causas directas y la o las causas raíz.

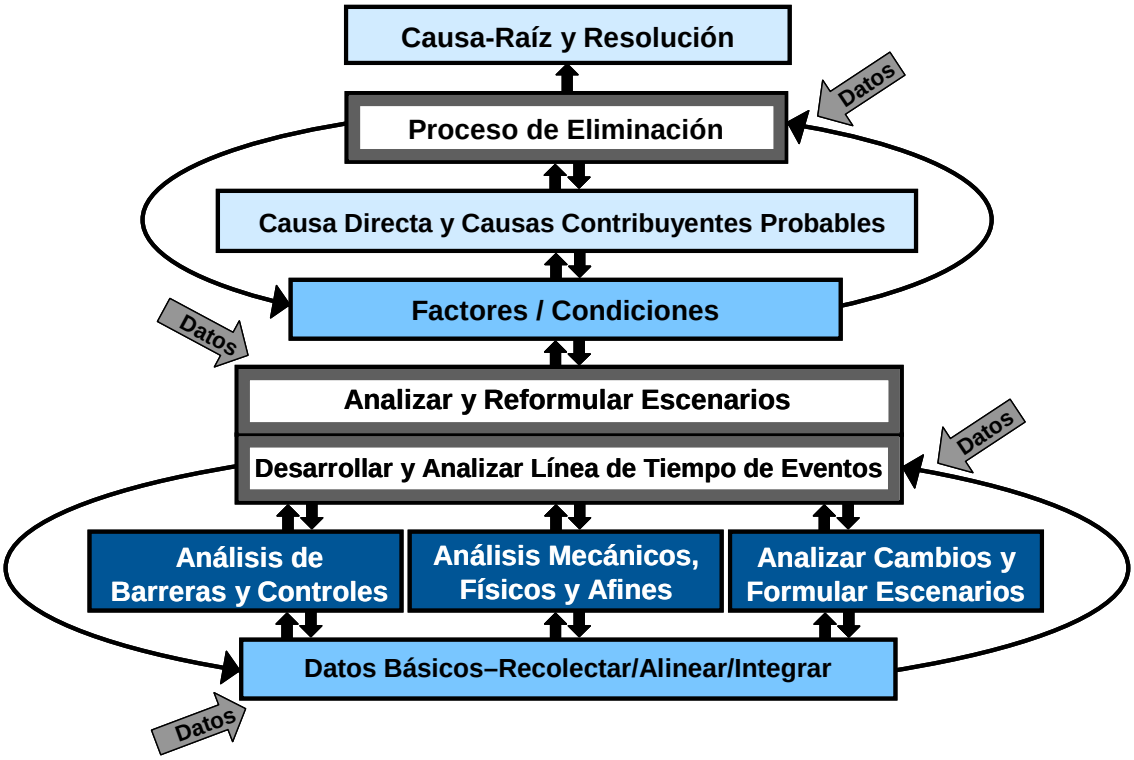


Figura A1. Elementos y flujo de información en un análisis de causa directa y causa raíz

Durante todo el proceso Battelle ha empleado herramientas típicas de ACR, incluyendo el análisis de las líneas de tiempo, análisis de cambios, proceso de eliminación, análisis de barreras, y el análisis de modalidades y efectos de fallas (FMEA, por sus siglas en inglés), todo dentro de del marco del árbol de omisiones y riesgos administrativos (MORT, por sus siglas en inglés) según se requiera o convenga. Estos análisis se apoyan en las ciencias y tecnologías aplicables, las cuales se pueden utilizar para validar la credibilidad de los datos o para simular los posibles escenarios de falla compuestos de combinaciones de factores causales o contribuyentes. Una serie de dichos análisis se realizaron durante este Proceso de ACR y se resumen en los Anexos G, H y N.

El proceso de Battelle continúa al tomar en cuenta una gama comprensiva de factores causales y contribuyentes genéricos, incluyendo los siguientes:

- Plan de desarrollo del sitio (incluyendo la ubicación de obras y la obtención de permisos, en su caso) (PDUP)
- Cargas y diseño (CyD)
- Construcción y diseño final construido (CyDFC)
- Operación o funcionamiento (O/F)
- Condición/estado y mantenimiento (CyM)
- Inspección, monitoreo y control (IMyC)
- Amenazas y vulnerabilidades (AyV) considerando modos y mecanismos de falla (MyM)
- Administración del cambio (AC)
- Planeación, administración y respuesta a emergencias (PARE)
- Organización y administración (OyA)
- Limitaciones externas (LE)
- Aspectos especiales o únicos (peculiares) (AEU)

Cada uno de estos factores causales y/o contribuyentes conlleva a múltiples posibles sub-factores. Por ejemplo, el factor causal PARE contempla los protocolos y prácticas de planeación para emergencias, protocolos y prácticas de administración de emergencias, protocolos y prácticas de respuesta a emergencias, capacitación inadecuada, especificaciones inapropiadas, factores humanos, etc. Por su diseño, el proceso de Battelle se enfoca en los aspectos aparentes que influyen en estos factores causales y contribuyentes, pero al mismo tiempo busca sub-factores inusuales o latentes que podrían ser únicos para el caso del incidente investigado.

Hasta este punto, las cuatro actividades mencionadas al principio de esta sección se han realizado en forma secuencial y han generado resultados que se han utilizado para identificar las decisiones, eventos u observaciones únicas destacables que se puede emplear para discriminar entre los varios posibles escenarios de falla que surgieron durante la investigación. Las varias líneas de investigación que se vienen siguiendo en este proceso, se presentan después en el anexo H, aunado con otras consideraciones de otros aspectos del procesos.

La evaluación de la información en vista de los análisis de barreras y de cambios en relación con la línea de tiempo, en conjunto con la alineación de los eventos en el tiempo, espacio o las circunstancias, ha permitido la identificación de escenarios que concuerdan con la evidencia disponible hasta la fecha. Estos escenarios han sido evaluados hasta el punto que fue posible, aún cuando algunos datos relevantes se perdieron durante el incidente o no han estado disponibles.

Esta base de datos fue desarrollada para generar respuestas a nuestro proceso analítico cíclico de observar – analizar – y plantear hipótesis. Este proceso comenzó con las entrevistas con los sobrevivientes (los que estuvieron disponibles durante el calendario del Proyecto) y otras personas, como las primeras personas u organizaciones que acudieron al lugar de la emergencia. Entre estas personas se incluyen los capitanes de los buques de rescate y apoyo, los pilotos de los helicópteros y otras personas con conocimientos de primera o segunda mano. El proceso de

Brian Lee

entrevistas abarcó un segundo ciclo porque fueron entrevistados más de una vez los sobrevivientes que estuvieron involucrados con aspectos críticos del incidente.

Algunas de las entrevistas fueron estructuradas formalmente sobre cuestionarios diseñados para obtener respuestas a los interrogantes críticos y resolver contradicciones específicas que surgieron en lo reportado anteriormente. El formato de entrevista más comprensiva se basaba en una serie extensa de preguntas (de unas diez páginas), mientras se permitió que otras entrevistas 'fluyeran' con preguntas improvisadas de manera lógica ante las respuestas recibidas. El proceso de entrevista empezaba con los antecedentes y luego avanzaba primero hacia los detalles relacionadas con las causas directas. Luego siguió una segunda ronda de entrevistas de estructura similar enfocadas en las causas raíz. El anexo I contiene detalles sobre los cuestionarios utilizados y las diferentes versiones diseñadas para ciertos entrevistados de 'alta relevancia'. El anexo K presenta un resumen de los resultados de las entrevistas con los sobrevivientes (43 de los 56), junto con un resumen de las demás entrevistas. En total se realizaron cerca de 120 entrevistas formales. Los detalles de estas entrevistas se han recopilado en un archivo de datos (CD) que se presenta independiente a este Reporte.

La información antes mencionada ayudó a establecer los datos necesarios para comenzar con el llenado de información de cada uno de los factores causales genéricos y pasarlos del ámbito genérico hasta el marco específico del incidente objeto de esta investigación. El anexo K presenta un guión de las solicitudes hechas para obtener la información/datos de soporte, junto con aquella proporcionada por PEMEX y los aspectos que aún se encuentran pendientes a la fecha de este Reporte.

La información y datos recopilados fueron alineados e integrados en el espacio y el tiempo con referencia a cada factor causal y permitir el análisis respectivo. El anexo L contiene los resultados de dichos análisis. Luego el anexo M considera los escenarios de falla derivados de este proceso. Las causas directas y causas raíz producto del proceso se reportan en dicho anexo y también en el texto del Reporte. Por último, los Anexos C y N describen los experimentos de campo críticos y otros análisis realizados.

Actividades de Recopilación y Análisis de Información

Como se mencionó antes, el Proceso de ACR empezó con la evaluación de los elementos disponibles y con lo que se sabía del incidente al momento de iniciar el ACR. En este caso dichos elementos consistían principalmente de los archivos PowerPoint referidos en la Fuente Citada No. 38 y la secuencia de fotografías tomadas para caracterizar a la P.A.E. *Usumacinta* y el KAB-101 (lo que se podía observar sobre la superficie del mar). Con base en esta información se elaboró una serie de preguntas que se presentan en el anexo K. El anexo K también suma los centenares de solicitudes de información generadas como soporte para este ACR. Desde la elaboración de las preguntas originales, las actividades de recopilación de información/datos se han enfocado en los aspectos que podrían explicar la fuga, la subsecuente continuación de la fuga y los decesos del personal. Para mantener la consistencia, la información fue recopilada y clasificada en relación con cada uno de los doce factores causales genéricos analizados por el Proceso de ACR de Battelle.

Las entrevistas secundarias abarcaron todo el personal de PEMEX disponible (con doble entrevista al personal que cerraron los pozos) y muchos empleados de Perforadora Central. Algunas personas fueron entrevistadas en personal o mediante videoconferencia más de una vez.

Brian Lewis

Sin embargo, sólo estuvieron disponibles para entrevistas unos cuantos de los empleados de SERCOMSA.

También fueron entrevistados muchos empleados de PEMEX en relación tanto a causas directas como causas raíz. Para tratar ciertos temas que abarcaban múltiples aspectos físicos y sistémicos, se llevaron a cabo algunas sesiones grupales. De entre esas sesiones cabe resaltar las que se realizaron sobre los siguientes temas:

- Los pozos, incluyendo su diseño y procesos hacia su terminación y operación, y hacia su mantenimiento.
- Las válvulas de tormenta (SSSV), incluyendo su diseño e instalación, historiales y problemas de desempeño, y mantenimiento.
- La condición física y estructural del mat (zapata) y de las mandarinas (botes salvavidas).

Los Anexos C, J y N documentan los resultados de dichos esfuerzos.

La entrevistas con el personal de PEMEX y Perforadora Central también aportaron datos o confirmaron los eventos relacionados con el traslado de la *Usumacinta* hasta el KAB-101, su posicionamiento sobre la estructura Sea Pony, la llegada de la tormenta, los dos eventos de fuga, y el abandono de la Usumacinta, incluyendo los relatos individuales de rescate. Si bien surgieron algunas contradicciones aparentes respecto a algunos detalles testimoniales, algo que se espera cuando hay muchas perspectivas individuales y el paso del tiempo que nubla la memoria de los eventos, sí hubo consenso claro referente a muchos de los aspectos críticos.

La información, datos, resultados de entrevistas y las observaciones in campo mencionados anteriormente constituyeron la base inicial para entender y evaluar el papel de los doce factores causales genéricos. También aportó la base necesaria para identificar brechas e inconsistencias en los datos, además de las decisiones y eventos críticos con lo que se elaboraron las líneas de tiempo presentadas en el anexo G. Asimismo, aportaron la base de datos necesaria para elaborar los cuestionarios y sus diferentes versiones que se presentan en el anexo I y también para elaborar otra solicitud de información enfocada principalmente en los aspectos relacionados con los pozos y los intentos para controlar las fugas. Por último, según avanzaban los trabajos quedó evidente que muchos de los aspectos claves antes mencionados no se podían analizar sólo con la información obtenida por medio de entrevistas y los demás datos disponibles. Por lo tanto, se recurrió a la subcontratación para caracterizar y cuantificar los siguientes aspectos relacionados con la P.A.E. *Usumacinta* y el sitio del incidente:

- La condición del mat (zapata), considerando la posible corrosión o pandeo local en la parte superior del mat (especialmente en los brazos) y la posibilidad de fugas en los tanques de flotación.
- Las condiciones meteorológicas relacionadas con el Frente Frío 4 y del día 23 de octubre.
- Las condiciones y capacidad de soporte del lecho marino debajo de la *Usumacinta*, además de los medios para explicar las diferencias entre las respuestas observadas durante las visitas a las Plataformas *Grijalva*, *Carolina* y *Colorado*, mediante el mapeo del fondo y el muestreo de suelos y caracterización de sus propiedades, posiblemente en un área limitada alrededor del mat, dentro del hueco y la ranura (de ser posible) y en los agujeros cilíndricos conocidos dejados por las plataformas de piernas independientes.

Brian Lewis

Los Anexos C, F y N presentan los resultados de la subcontratación de estas tareas extraordinarias, con sus implicaciones asimiladas/incorporadas al proceso de determinación de las causas directas y causas raíz.

También se consideró necesario realizar inspecciones oculares y pruebas de materiales para evaluar si algunos de los materiales (como el de las mandarinas involucradas en este incidente) se hayan deteriorado con el tiempo o si cumplieran con las especificaciones correspondientes (véase el anexo N). Asimismo, se realizaron trabajos para determinar la conformidad con las prácticas marítimas acostumbradas para las P.A.E. y fijas en circunstancias comparables al incidente objeto de este estudio.

Por último, se hizo aparente que la inspección directa de la válvula de tormenta (SSSV) y otros materiales relacionados del pozo, que no se pudo realizar durante el calendario establecido para este Proyecto, podría resultar indispensable para determinar con certeza los factores relacionados con la mala operación de dicho dispositivo. También se hizo aparente que la determinación de la condición física del mat (tarea que no se pudo llevar a cabo debido a las fuertes corrientes marinas durante los múltiples intentos para documentar este aspecto) podría dejar abierta la puerta a cierta controversia respecto a la causa directa.

Coordinación con el Cliente

Según lo anunciado en una serie de boletines de prensa, se sabe que una serie de análisis relacionados serán realizados por el Grupo de Coordinación Intergubernamental (CIG) y la Comisión Especial Independiente (CEI), entidades que están supervisando esta investigación desde perspectivas distintas. Hemos entablado discusiones detalladas con regularidad sobre el proceso y sus hallazgos con representantes de la CEI y con el grupo completo. Además, nos hemos reunido frecuentemente con los Subsecretarios de varias Secretarías que fueron designadas para participar en este proceso (según lo indicado en la Introducción del presente Reporte), y con menos frecuencia con los Secretarios de dichas entidades, incluyendo la PGR. También nos hemos reunido con un grupo de expertos contratados por la PGR para colaborar con sus actividades. Basta notar aquí que se elaboraron presentaciones extensas como material de soporte para las reuniones con la CEI. En cambio, las presentaciones elaboradas para la CIG tienden a ser de mayor nivel y por ende de menor alcance y complejidad. PEMEX cuenta con copias de dichas presentaciones en sus archivos.

Primeras Líneas de Investigación

La evaluación de las observaciones presentadas en las Fuentes Citadas No. 38, 77, 92 y 102, junto con otros datos desarrollados en las primeras etapas del Proyecto, permitió la identificación de brechas en la información, los cuales motivaron solicitudes de información/datos referentes a todos los factores causales. Luego las inconsistencias detectadas en la información y reportes disponibles también generaron solicitudes de información con el fin de solventar dichas incongruencias. De estas primeras brechas e inconsistencias surgieron varias líneas de investigación de mayor nivel relacionadas con la Usumacinta, el KAB-101, el sitio y sus circunstancias, las mandarinas, las operaciones de rescate y recuperación y otros detalles tanto previos como posteriores al incidente. La administración de la información y la comprobación de la veracidad de la evidencia son elementos medulares de este proceso para garantizar la integridad de la información y datos desarrollados y la cadena de custodia observada para la evidencia física recolectada durante el proceso.

Brian Lee

El análisis preliminar del incidente y las mandarinas y la información relacionada dio lugar a las siguientes líneas de investigación de alto nivel:

- Evaluar, incluir o excluir cada uno de los factores causales, con énfasis en la condición estructural, estabilidad y soporte, antes y después de la tormenta. El alcance incluirá las dos plataformas y las mandarinas tomando en cuenta aspectos desde la marejada y la acción del oleaje hasta factores humanos como la cadena de mando y la toma de decisiones contra las políticas y procedimientos establecidos. Lo anterior incluye aspectos fundamentales como la viabilidad y adecuación de las políticas y procedimientos, capacitación y la respuesta a emergencias y su impacto en la inclinación, evacuación, fuga y derrame, y los decesos del personal.
- Determinar cuáles prácticas de respuesta a emergencias se consideren adecuadas por terceros en términos de cualquier embarcación o plataformas cercanas a los involucrados en este incidente, además de tomar en cuenta las mejores prácticas y normas aplicables. Considerando que otras plataformas se encontraban cerca, determinar la línea de tiempo de la respuesta que implementaron.
- Evaluar la documentación existente para cada uno de los factores causales y llenar las brechas de información y documentación según se requiera, para luego establecer hasta donde sea posible la calidad de los datos críticos, con miras a la elaboración de una línea de tiempo de los eventos críticos antes, durante y después de la tormenta.
- Determinar cómo y porqué las mandarinas llegaron a estar en su condición actual y evaluar los aspectos relacionados con estos botes de supervivencia y la evacuación como factores causales o contribuyentes.
- Determinar cómo y porqué la Usumacinta y la KAB-101 llegaron a estar en su respectiva condición actual y evaluar los aspectos relacionados con dichas estructuras como factores causales o contribuyentes.
- Considerar los posibles factores causales en el contexto de los escenarios de falla desarrollados con combinaciones de dichos factores.
- Con base en los resultados de estas primeras líneas de investigación mencionadas aquí y las otras que surjan según avance el Proceso de ACR, determinar la causa directa y la causa raíz.

En total, más de cien líneas de investigación han sido evaluadas. El anexo H las identifica y las resume.

Brian Lee

Anexo B
Aspectos de Otros Análisis de Causa Raíz Relevantes

Aspectos de Otros Análisis de Causa Raíz Relevantes

Cuando sucede un accidente grave se puede comprender la ansiedad de las partes interesadas que quieren respuestas rápidas a sus interrogantes sobre las causas y responsabilidades. Desafortunadamente, las consecuencias negativas de emitir criterios apresuradamente pueden ser muy severas, por lo que se requiere de tiempo suficiente (típicamente un año o más). Para efectos de comparación, este anexo ofrece reseñas de algunos incidentes mayores históricos con respecto a su naturaleza y la línea de tiempo para la entrega del reporte final en términos tanto de las causas directas como las causas raíz. Esta comparación hace referencia a un incidente con consecuencias nacionales, paralelo a las dimensión del presente Análisis de Causa Raíz. Luego se hace referencia a un incidente grave ocurrido en una refinería, pasando después a presentar una serie de incidentes mayores en instalaciones marinas (costa afuera), igualmente para poner en perspectiva el incidente del 23 de octubre del 2007.

Primero se resumen los casos mencionados en formato tabular para resaltar la línea de tiempo del ACR respectivo desde el inicio del esfuerzo hasta la entrega del reporte final. Luego se presenta una descripción concisa de cada incidente con el fin de señalar las circunstancias que los análisis y reportes correspondientes tuvieron que considerar. Para tener cierta medida de consistencia con el incidente Usumacinta – KAB-101, todos los incidentes mencionados aquí también cobraron vidas humanas y ocasionaron fuertes pérdidas de bienes.

Líneas de Tiempo para las Investigaciones de Incidentes Mayores

A continuación se presenta una tabla con algunos incidentes mayores históricos con respecto a su naturaleza y la línea de tiempo para la entrega del reporte final sobre las causas directas y las causas raíz. Esta tabla hace referencia a un incidente con consecuencias nacionales, un incidente grave ocurrido en una refinería y una serie de incidentes mayores en instalaciones marinas. Luego se presenta una descripción concisa de cada incidente para poner en perspectiva cada uno y las circunstancias que los análisis y reportes correspondientes tuvieron que considerar. Sabiendo que el incidente Usumacinta – KAB-101 fue percibido como un suceso a nivel nacional, el siguiente resumen empieza con otro evento de impacto nacional, la falla del Transbordador Espacial *Challenger*. Luego para pasar a la industria petrolera, se menciona el incidente grave que ocurrió en la refinería de BP ubicada en Texas City, EE.UU. Por último, se mencionan varios incidentes que afectaron a instalaciones marinas, concluyendo con incidentes recientes como la falla de la Plataforma Piper Alpha en el Mar Norte.

Brian Lee

Nombre del Incidente	Tipo y Lugar del Incidente	Fecha del Incidente	Alcance del Reporte		Meses para Entregar Reporte	Vidas Perdidas
			Causa Directa	Causa raíz		
Challenger	Vehículo/ Espacio	28-01-86	X	X	18	7
Texas City	Refinería/ Terrestre	23-03-05	X	X	25	23
Offshore Express	Plataforma/ Marino	15-04-76	X	X	26	13
Ranger I	Plataforma/ Marino	10-05-79	X	X	24	7
ENSCO 86	Plataforma/ Marino	24-09-96	X	X	24	1
P-36	Plataforma/ Marino	15-03-01	X		11	3
Piper Alpha	Plataforma/ Marino	06-06-88	X	X	28	167

De la tabla anterior queda evidente que cuando el evento cobra vidas humanas, cuando la evaluación busca las causas directas y las causas raíz, cuando los datos necesarios para apoyar la evaluación se pueden obtener y son puestos a disposición, y cuando el incidente conlleva consecuencias significativas aparte de la pérdida de vidas, se tarda un promedio de dos años para llevar a cabo la evaluación y entregar el reporte.

El texto que sigue pone en perspectiva estos incidentes, empezando con la falla del Transbordador Espacial *Challenger*, un incidente cuyo impacto a nivel nacional se asemeja al incidente Usumacinta – KAB-101. Luego para pasar a la industria petrolera, se ofrece como ejemplo el incidente que ocurrió en la refinería de BP ubicada en Texas City, EE.UU. Por último, se mencionan varios incidentes que afectaron a instalaciones marinas, concluyendo con un incidente reciente de consecuencias gravísimas: la tragedia ocurrida en la Plataforma Piper Alpha en el Mar Norte.

Incidente Nacional: Transbordador Espacial *Challenger*

Durante el ascenso del Vuelo 25 (51-L) el día 28 de enero de 1986, el Orbitador *Challenger* sufrió la falla de un empaque en el cohete portador, la cual encendió el combustible y ocasionó la falla catastrófica del cohete. La explosión e incendio subsiguientes destruyeron el orbitador, provocando la pérdida del sistema y la muerte de todos los siete tripulantes. Se ha producido mucha literatura sobre las causas directas y causas raíz de este incidente, reflejando los amplios recursos del personal en muchas instalaciones de la NASA, además de las empresas independientes contratadas para apoyar la investigación (incluyendo a Battelle).

El reporte final elaborado por la Comisión Presidencial sobre el Accidente del *Challenger*, también conocido como el Reporte de la Comisión Rogers, fue desarrollado con base en los

Brian Lees

reportes preliminares e independientes entregados en forma parcial en junio de 1986 y en forma completa en junio de 1987, abarcando causas directas y causas raíz. Este incidente fue seguido por la pérdida del Orbitador *Columbia*, una nave de estructura similar cuya pérdida fue debido a causas muy diferentes.

Refinería: Refinería BP en Texas City

El incidente de Texas City ocurrió a las 13:20 horas del 23 de marzo del 2005. La refinería de BP en Texas City es la tercera refinería más grande de Estados Unidos. BP asumió la operación de la refinería después de la fusión en 1999 con AMOCO, la empresa propietaria anterior de la refinería.

El incidente que ocurrió en esta refinería fue uno de los peores desastres industriales en la historia reciente de Estados Unidos. Murieron 15 personas a causa de las explosiones e incendios, con otras 180 personas lesionadas. El incidente infundió miedo entre la comunidad local porque 43,000 habitantes fueron obligados a permanecer en sus casas y lugares de trabajo. Las casas dentro de un radio de 1,200 metros (tres cuartos de milla) alrededor de la refinería sufrieron daños. El siniestro también sacudió a la industria refinadora porque provocó pérdidas económicas que superaron los US$1,500 millones y abrió la puerta al escrutinio intenso por parte de las autoridades. Un aspecto significativo es el hecho de que los accidentes sucedidos en esta refinería durante los treinta años anteriores de operaciones habían cobrado 23 vidas humanas.

La Junta Investigadora de Seguridad y Peligros Químicos (CSHIB) presentó su reporte final sobre la causa directa y causa raíz de este incidente el 20 de abril del 2007, poco más de dos años después del siniestro. Varios reportes preliminares habían sido entregados en los meses anteriores sobre varios aspectos de la investigación, siendo reportes elaborados por los asesores independientes contratados para evaluar aspectos específicos.

Incidente Marino: *Offshore Express*

La *Offshore Express*, una típica plataforma de perforación, zozobró en la región norteamericana (septentrional) del Golfo de México el día 15 de abril de 1976. El incidente ocurrió durante la elevación del casco, en las primeras etapas de la transición desde la modalidad de remolque a la modalidad de perforación, el día después de concluirse el traslado por remolque. La falla del motor en uno de los tres remolcadores, en combinación con el fuerte oleaje, provocó la falla del cable de remolque del segundo buque, resultando en la pérdida de control que puso la plataforma de costado contra las olas. Por los golpes del oleaje fallaron los amarres de los collares, tubería y otros equipos de perforación en la cubierta, lo cual afectó la distribución de peso y el balance y provocó la zozobra de la plataforma. Con la excepción de una persona, la tripulación logró evacuar la plataforma en dos botes salvavidas cubiertos. Uno de los botes se zozobró mientras se intentaba trasladar sus ocupantes a uno de los remolcadores. Si bien muchos de los afectados sobrevivieron, murieron trece personas.

Otros eventos similares han ocurrido antes y después de dicho incidente. El reporte sobre el incidente marino fue elaborado por la Guarda Costa de Estados Unidos (USCG) presentado el 1ro de junio de 1978, unos dos años después del incidente. El informe analizó la causa directa y la causa raíz.

Incidente Marino: *Ranger I*

La *Ranger I* era una típica barcaza de perforación que se colapsó en la región norteamericana (septentrional) del Golfo de México el 10 de mayo de 1979. El colapso ocurrió por la falla de una de las tres patas como consecuencia de una grieta por fatiga que creció hasta alcanzar dimensiones catastróficas. La falla ocurrió cuando la plataforma se encontraba elevada en posición de perforación. La grieta por fatiga no fue detectada por los inspectores de la ABS y la Guarda Costa de Estados Unidos (USCG) durante las inspecciones hechas en dique seco pocos meses antes. El incidente dejó como saldo siete personas muertas, con otra persona desaparecida y aparentemente muerta, más 18 personas lesionadas e incapacitadas. Los decesos se dieron entre los tripulantes que se encontraban en el recinto habitacional y quedaron atrapados dentro de casco cuando éste se hundió rápidamente por causa del colapso estructural.

Otros eventos similares han ocurrido antes y después de dicho incidente. El reporte sobre el incidente marino fue elaborado por la Guarda Costa de Estados Unidos (USCG) presentado el 13 de mayo de 1981, casi dos años después del incidente. El informe analizó la causa directa y la causa raíz.

Incidente Marino: *ENSCO 86*

El 24 de septiembre de 1996 ocurrió un incidente en la plataforma autoelevable de perforación *ENSCO 86* mientras se estaban completando los trabajos en el Pozo A-16 en el Bloque 19 de Grand Isle en la región norteamericana (septentrional) del Golfo de México. Durante el incidente un eslabón giratorio fuera de control golpeó a un trabajador y lo mató. No hubo heridos.

Otros eventos similares han ocurrido antes y después de dicho incidente. El reporte sobre el incidente fue elaborado por la Guarda Costa de Estados Unidos (USCG) y presentado en agosto de 1988, casi dos años después del incidente. El informe analizó la causa directa y la causa raíz.

Incidente Marino: Plataforma Sumergible P-36

El día 15 de marzo del 2001 ocurrió un incidente a bordo de la plataforma semisumergible P-36 en la Cuenca marina Campos, en Brasil. La P-36 era una unidad de producción flotante (FPU) producto de la conversión de una plataforma Trendsetter L-1020 del fabricante Friede & Goldman. Como causa del incidente murieron once personas y se hundió la plataforma al cabo de cinco días. De acuerdo con la literatura, el análisis del incidente se enfocó principalmente en la causa directa. El esfuerzo se dificultó porque toda la evidencia quedó en aguas muy profundas y por ende no se pudo recuperar. Por lo tanto, el alcance de la investigación se limitó a los análisis hipotéticos complementados por evaluaciones tipo HAZOP y otros estudios cuantitativos a cargo de un equipo investigador integrado por más de 60 expertos.

El resultado de sus esfuerzos fue presentado en un informe resumen que señaló errores de procedimiento y otros aspectos como causales del accidente. El reporte se entregó en junio del 2001, pocos meses después del incidente, aparentemente debido al acceso limitado a los equipos y demás evidencia.

Incidente Marino: *Piper Alpha*

El día 6 de julio de 1988 ocurrió un incidente en la plataforma fija *Piper Alpha* en el Mar Norte. El incidente comenzó con un procedimiento de mantenimiento rutinario que, durante el siguiente turno, ocasionó una descarga de gas a alta presión que se encendió, provocando una explosión que reventó las paredes cortafuegos. El sistema de aspersión automático diseñado para contener o apagar los incendios nunca se activó porque había sido apagado. En pocos minutos el fuego debilitó y reventó varios ductos ascendentes *(risers)* de gran diámetro. Esto incrementó tanto las dimensiones del incendio que la única manera de sobrevivir era de escaparse inmediatamente. Viendo cerrado todo acceso a los botes salvavidas por el humo y las flamas, las personas aún con vida se lanzaron al mar. Los buques que se encontraban en la zona rescataron a 62 hombres. Sin embargo, murieron otros 167 personas y se perdió la plataforma.

Este desastre fue investigado por una comisión real cuyo reporte llenó múltiples tomos y fue entregado en noviembre de 1990, más de dos años después del incidente. El informe analizó la causa directa y la causa raíz.

Brian Lees

Anexo C
Experimentos de campo y observaciones

C1: Condición física de la Plataforma Autoelevable Usumacinta
C2: Condición física de las Mandarinas
C3: Inspección fisca de la terminación de los Pozos 101 y 121

Brian Lee

Experimentos en campo y observaciones

Este anexo tiene como objetivo reportar los trabajos y pruebas de campo que se desarrollaron a manera de comprobar y/o documentar las actividades que se llevaron a cabo para realizar pruebas y evaluaciones a diversos componentes y equipos que permitieran tener soporte tanto para las líneas de investigación, como para las conclusiones a que se llegue de las causas directas y raíz del evento evaluado en el presente reporte.

Los reportes a documentar en el presente anexo son los siguientes Estudios:

C1. Condición Física del Mat de la P.A.E. Usumacinta (actividad no concluida por condiciones adversas)

- Comentarios de los buzos a los procedimientos establecidos
- Niveles y hermeticidad de los tanques permanentemente flotantes

C2. Condición Física de las Mandarinas

C3. Inspección física del candelero (cabezal) de los pozos KAB-101 y KAB-121

C1: Condición física del mat de la P.A.E. Usumacinta

Comentarios de los buzos a los procedimientos establecidos

Los trabajos para la inspección externa del zapata de la P.A.E. Usumacinta (de ahora en adelante se refiere como Mat), se iniciaron el 31 de enero del 2008 con la previa autorización de la PGR, con el objetivo de verificar si existe daño físico o estructural en el MAT de dicha Plataforma. La embarcación que PEMEX Exploración y Producción (PEP) designó fue el B.P.D Caballo de Trabajo.

En un principio y debido a que PEP aprovecharía la presencia de buzos para realizar algunas mediciones relacionadas al aproamiento de la P.A.E. Usumacinta y la distancia en la que se encuentra ésta última con respecto a la estructura del KAB-101, el alcance de los trabajos fue:

1. Revisar si existe deformación en las piernas de soporte.
2. Medir el espesor de la capa de lodo sobre la parte superior del Mat.
3. Limpiar el lodo de la parte superior del Mat (desasolve).
4. Inspeccionar si existe deformación en la conexión entre las piernas de soporte y el Mat.
5. Realizar las mediciones de espesores en un área representativa del Mat.
6. Verificar el aproamiento actual de la P.A.E. Usumacinta.
7. Verificar si el dedo del Mat hizo contacto con la estructura del KAB-101.

Para la realización de estas actividades, Battelle sugirió las siguientes acciones:

- Se requiere limpiar/desasolvar el Mat desde el punto de origen de las flechas que se muestran en la Figura C1, pero no se deben exponer los lados más que unas pocas pulgadas.

Brian Lee

- No es indispensable que el Mat esté completamente libre de sedimentos del lecho marino, pero sí lo suficientemente limpio como para que una persona de la compañía ABS, con conocimientos de arquitectura/ingeniería naval, pueda determinar si existen daños físicos o estructurales en el Mat. Es decir, el Mat debe de estar recto y plano, libre de ondulaciones/torceduras, las conexiones de las patas deben estar perpendiculares, rectas y sus intersecciones libres de pliegues. Si las partes más someras se encuentran rectas y planas a lo largo de las flechas amarillas, entonces la atención se puede centrar en el área con mayor cantidad de lodo dentro del recuadro amarillo. El mismo proceso aplicaría entonces para ver si ese lado está recto, libre de pliegues, etc.

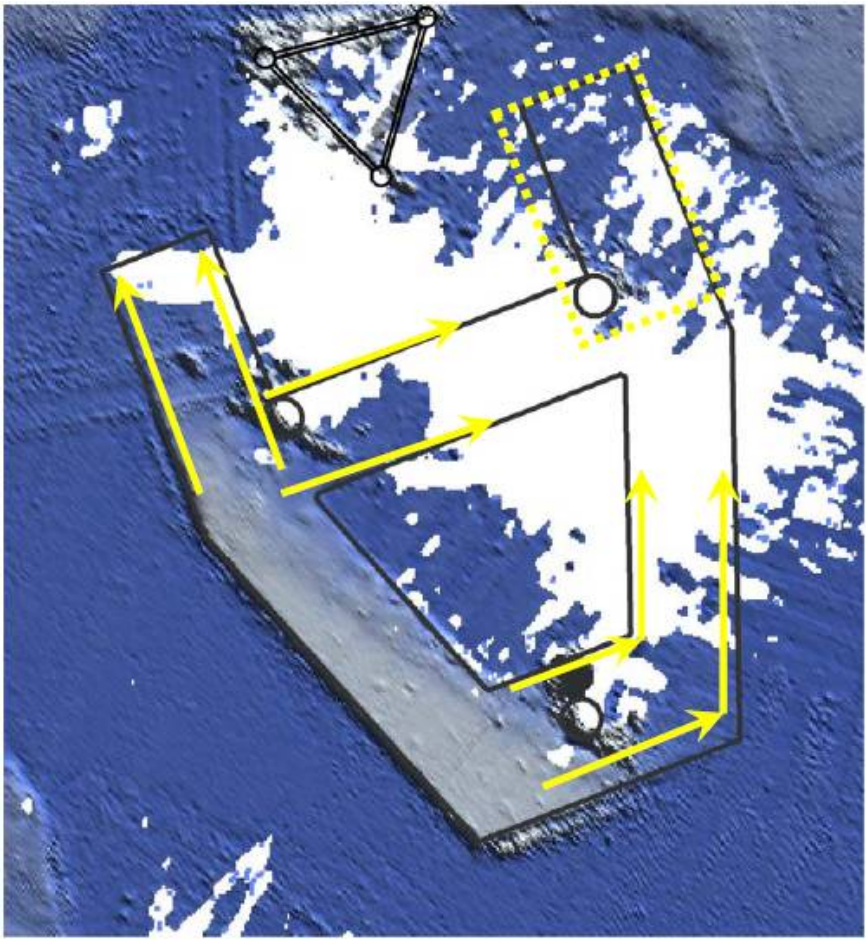


Figura C1. Patrón de desasolve del Mat

Debido a las inclemencias meteorológicas y otro trabajos que el Caballo de Trabajo estaba realizando, para el 9 de febrero del presente año se habían concluido únicamente las actividades de medición del espesor de la capa de lodo sobre la parte superior del Mat (actividad 2), el aproamiento de la P.A.E. Usumacinta (actividad 6) y la distancia entre el Mat y la estructura del KAB-101 (actividad 7); los resultados para esa fecha se muestran en las tablas C1 y C2 y figura C2 a continuación:

Tabla C1. Medición del espesor de la capa de lodo sobre la parte superior del mat

Niveles de Lodo encontrados sobre el Mat de la P.A.E. Usumacinta [metros]					
S.S.I.N.A.*	Nivel	S.S.I.N.A.	Nivel	S.S.I.N.A.	Nivel
1	0.60	11	3.70	21	4.60
2	0.70	12	4.80	22	3.70
3	0.90	13	4.90	23	3.00
4	1.50	14	4.40	24	2.50
5	1.60	15	4.30	25	2.00
6	1.00	16	3.80	26	1.50
7	2.50	17	0.25	27	0.85
8	4.00	18	0.40	28	0.30
9	4.00	19	0.60	29	0.20
10	3.90	20	0.00	30	0.05

Nota (*): S.S.I.N.A = Ubicación en donde se tomó la lectura del lodo (ver esquema a continuación)

La profundidad promedio es de 25 m.

Tabla C2. Distancia entre el mat y la estructura del KAB-101

Distancia entre las piernas de la P.A.E. Usumacinta y la Estructura del KAB-101*							
Distancia desde la pierna [metros]	Pozo 121	Pozo 101	Pozo 103	Ducto Colector	Soporte Principal del KAB-101	Soporte Secundario lado Estribor	Soporte Secundario lado Babor
Estribor	21.03	22.43	24.44	26.15	23.70	36.40	S/I
Babor	24.00	24.05	22.80	29.50	25.10	S/I	30.50

Nota (*): Las distancias entre las piernas de la P.A.E. Usumacinta y los soportes del KAB-101 están en referencia al diámetro exterior.

MUD LEVELS COVERING THE JACK-UP USUMACINTA MAT AND DISTANCES FROM EACH OF THE WELLS, THE SINGLE COLUMN, RISER AND SECONDARY COLUMN PORT & STABD OF THE PLATFORM KAB-101 WITH RESPECT TO PORT & STABD LEGS OF JACK-UP USUMACINTA.

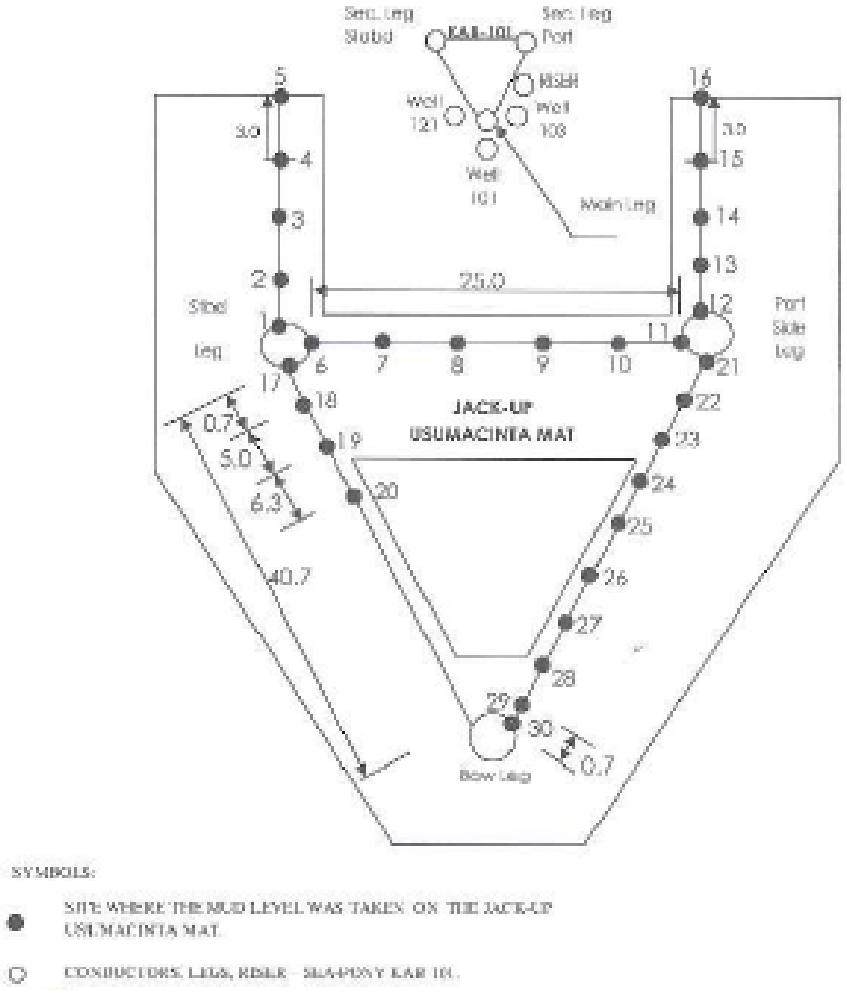


Figura C2. Lecturas del lodo sobre el Mat*

Nota (*): Las lecturas del lodo se tomaron cada 5.00 m, siempre y cuando no se indique lo contrario.

Finalmente el día 10 de Abril de 2008, a partir de una reunión entre personal de la Gerencia de Mantenimiento Integral (G.M.I.) de PEMEX Exploración y Producción (PEP), el representante de la Gerencia de Atención a Contingencias de PEMEX-DCO, los buzos del B.P.D. Caballo de Trabajo y personal de Battelle y ABSC, se decidió suspender la actividad de desasolve del Mat debido principalmente a los problemas que se han encontrado los buzos por la presencia de un lecho marino con consistencia suave que ocasiona que el buzo quede enterrado más de un metro e impidiendo que realice dicha actividad, así como la dificultad para localizar los extremos de los

dedos del Mat (principalmente el de popa babor que se encuentra enterrado en más de 4.90 m de lodo), ocasionando que no se pueda tener un punto conocido de referencia hacia dónde dirigirse.

Adicionalmente a los problemas anteriores, en dicha reunión también se comentó que después de suspender actividades por mal tiempo, al regresar al área de trabajo y reanudar las actividades de desasolve, los buzos se encontraban que el avance que se tenía se había perdía debido al depósito de sedimento arrastrados por las corrientes. Esto generó muchos retrasos y duplicidad de esfuerzos, además de no poder precisar una fecha para concluir esta actividad de desasolve.

Niveles y hermeticidad de los tanques permanentemente flotantes

A las 13:30 hrs del jueves 10 de Abril de 2008, personal de ABSC (Ronald Madison y Thomas Graf), personal de la compañía Perforadora Central (Ing. Francisco López e Ing. Ernesto Figueroa), el representante de Matthews Daniel (Charles Montpelier) y personal de Battelle (Ing. Julio Aysa), previa autorización de la PGR, abordaron la P.A.E. Usumacinta para comenzar las pruebas de inspección de los tanques permanentemente flotantes del Mat.

Procedimiento de prueba

1. El viernes 4 de abril, con la autorización de la PGR, se localizaron las conexiones de la líneas de prueba (por donde se introducirá el aire) y de venteo (por donde saldrá el aíre introducido en una prueba exitosa), para el tanque del Mat a ser inspeccionado. Esta actividad se realizó con la supervisión del personal de ABS y se señalaron con una flecha de pintura indicando el sentido de flujo del aire, para abajo (hacia el Mat) la línea de prueba y para arriba (hacia el cielo) la línea de venteo (figura C3).

Pierna 1 (Proa) – 1ra prueba, Tanque 1C	Pierna 2 (Popa Estribor) - 2da prueba, Tanque 3S	Pierna 2 (Popa Estribor) – 3ra prueba, Tanque 3C	Pierna 3 (Popa Babor) – 4ta prueba, Tanque 3P

Figura C3. Señalización del sentido del flujo de aire

2. A las 16:00 hrs, personal de PEMEX comenzó el retiro de los tapones (Figuras C4. C5 y C6) tanto de la conexión de aire y de la conexión de venteo. No se requirió la aplicación de calor para aflojarlos y tampoco fue necesario que personal se introdujera a la pierna para aplicar "palanca". Todas las herramientas utilizadas en el interior de las piernas estaban sujetas con cuerda u otro medio para evitar su perdida en el mar o dentro de la pierna.

Pierna 1 (proa)

Tapones de la Pierna 1- Tanque 1C

Personal de PEMEX realizando los trabajos para retiro de tapones

No fue necesario que personal de PEMEX se introdujera a la pierna

No fue necesaria la aplicación de calor

Supervisión de pruebas por parte de personal de Perforadora Central

Figura C4. Retiro de tapones de conexiones de aire y de venteo de Pierna 1

Pierna 2 (Popa estribor)

Tapones de la Pierna 2
Tanque 3S

Tapones de la Pierna 2
Tanque 3C

Personal de PEMEX realizando los trabajos para el retiro de tapones; supervisión de ABSC y Perforadora Central

Inspección de tapones por parte de Perforadora Central

No fue necesario que personal de PEMEX se introdujera a la pierna

Retiro de tapones para los Tanques 3C y 3S

Figura C5. Retiro de tapones de conexiones de aire y de venteo de pierna 2

Pierna 3 (popa babor)

Tapones de la pierna 3

tanque 3P

Personal de PEMEX realizando los trabajos para retiro de tapones

Figura C6. Retiro de Tapones de conexiones de aire y de venteo de Pierna 3

Nota (*): El retiro de los cuatro (4) juegos de tapones se realizó en paralelo en aprox. 2 hrs., gracias a las 3 brigadas que se formaron para optimizar y minimizar el tiempo.

3. Finalizado el retiro de los tapones, se acopló el arreglo-calibrador a la línea de prueba (ver procedimiento elaborado por ABS Consulting). Se comenzó en la pierna 3, de acuerdo a la sugerencia del personal de Matthews Daniel. (Figura C7.)

Personal de PEMEX realizando el acople del arreglo-calibrador; supervisión de ABSC

Personal de PEMEX colocando el manómetro requerido por procedimiento

Figura C7. Colocación del arreglo-calibrador de la línea en la pierna

4. A continuación, se requiere conectar la manguera de aire al arreglo-calibrador, verificando que tanto la conexión como la manguera de aire estén apropiadamente aseguradas.

Posteriormente se ajusta la presión en la válvula de regulación a la presión calculada de 83 psi (ver procedimiento elaborado por ABS Consulting). (Figura C8.)

Nota (*): De acuerdo al Manual de Operación de la P.A.E. Usumacinta, **EN NINGUN MOMENTO LA PRESION EN LA LINEA DE PRUEBA EXCEDERA 93 PSI.**

Personal de PEMEX realiza la conexión de mangueras al tanque regulador

Personal de PEMEX realiza el tendido de mangueras a cada pierna

Después de que personal de PEMEX realizó la conexión de la manguera de aire, personal de ABSC asegura la manguera y la conexión, y verifica arreglo.

Personal de ABSC ajusta la válvula de regulación a 83 psi

Personal de ABSC repite y verifica el ajuste de la válvula de regulación en cada prueba

Figura C8. Conexión de la manguera de aire al arreglo-calibrador y ajuste de presión

Para proporcionar el aire requerido para las pruebas, se utilizó un compresor de 600 psi del Caballo de Trabajo, el cual se colocó en el lado estribor de la cubierta del patio de tubería de la P.A.E. Usumacinta (Figuras C9).

Figura C9. Colocación del compresor del caballo de trabajo en la cubierta del patio de tubería

Nota (*): El tiempo programado para cada prueba se redujo significativamente, gracias a las 3 líneas de mangueras que se colocó hacia cada pierna donde se realizaría la prueba.

5. Para continuar con la prueba, primero se verificó la hermeticidad del arreglo-calibrador, posteriormente se abrieron las válvulas de entrada y salida para permitir que el aire sea introducido dentro del tanque. Esta actividad la realizó personal de ABSC, con la presencia del personal de Perforadora Central y Matthews Daniel, y apoyo del personal de PEMEX (Figuras C10).

Personal de ABSC comenzando la prueba en la Pierna 3

Personal de Perforadora Central y Matthews Daniel observando la prueba

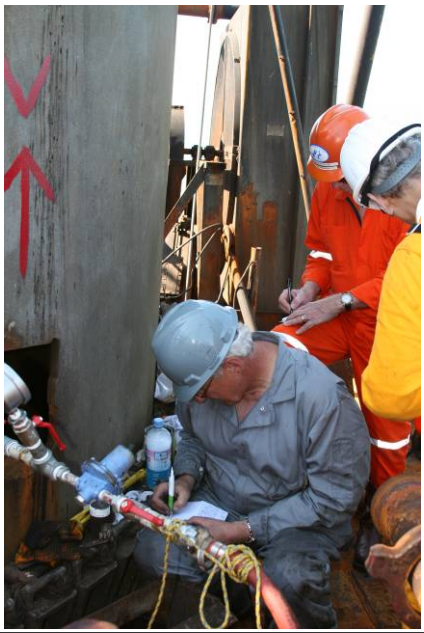
Figura C10. Inicio de la prueba

6. Durante la prueba, personal de ABSC monitoreó el avance esperando los resultados (Figura C11.)

Personal de ABSC monitoreando la prueba en la Pierna 3

Figura C11. Monitoreo de la prueba

7. Con base en los monitoreos de los pasos anteriores se llevará un registro escrito y fotográfico de los resultados. Esta actividad le corresponde a personal de ABSC. (Figura C12)



Personal de ABSC registrando los resultados de la prueba en el Tanque 3P; personal de Matthews Daniel observó los resultados

Figura C12. Registros de la prueba

8. Bajo la indicación de personal de ABSC, personal de PEMEX cerró la válvula de salida en el arreglo-calibrador y cortó el suministro de aire del compresor.

9. Una vez realizado el paso anterior, se liberó la presión de aire usando la válvula de purga ó venteo del arreglo y se retiró la manguera de aire del arreglo-calibrador. Nuevamente esta actividad fue realizada por personal de PEMEX, después de recibir indicaciones del personal de ABSC.

10. Finalmente, se retiró el arreglo-calibrador y se colocaron los tapones en las conexiones de aire y venteo, asegurándose de que los tapones estén bien colocados, revestidos con grasa o cinta teflón. Esta actividad fue responsabilidad de personal de PEMEX (Figuras C13.)

Colocación de tapones una vez concluidas las pruebas	
Pierna 1 (Proa) – Tanque 1C	Pierna 2 (Popa Estribor) – Tanque 3S
Pierna 2 (Popa Estribor) –Tanque 3C	Pierna 3 (Popa Babor) – Tanque 3P

Figura C13. Fotos de actividades de la terminación de la prueba

Estos pasos se repitieron para cada tanque, los cuales se indican en la siguiente figura C14 (ver procedimiento de ABSC para mayor detalle).

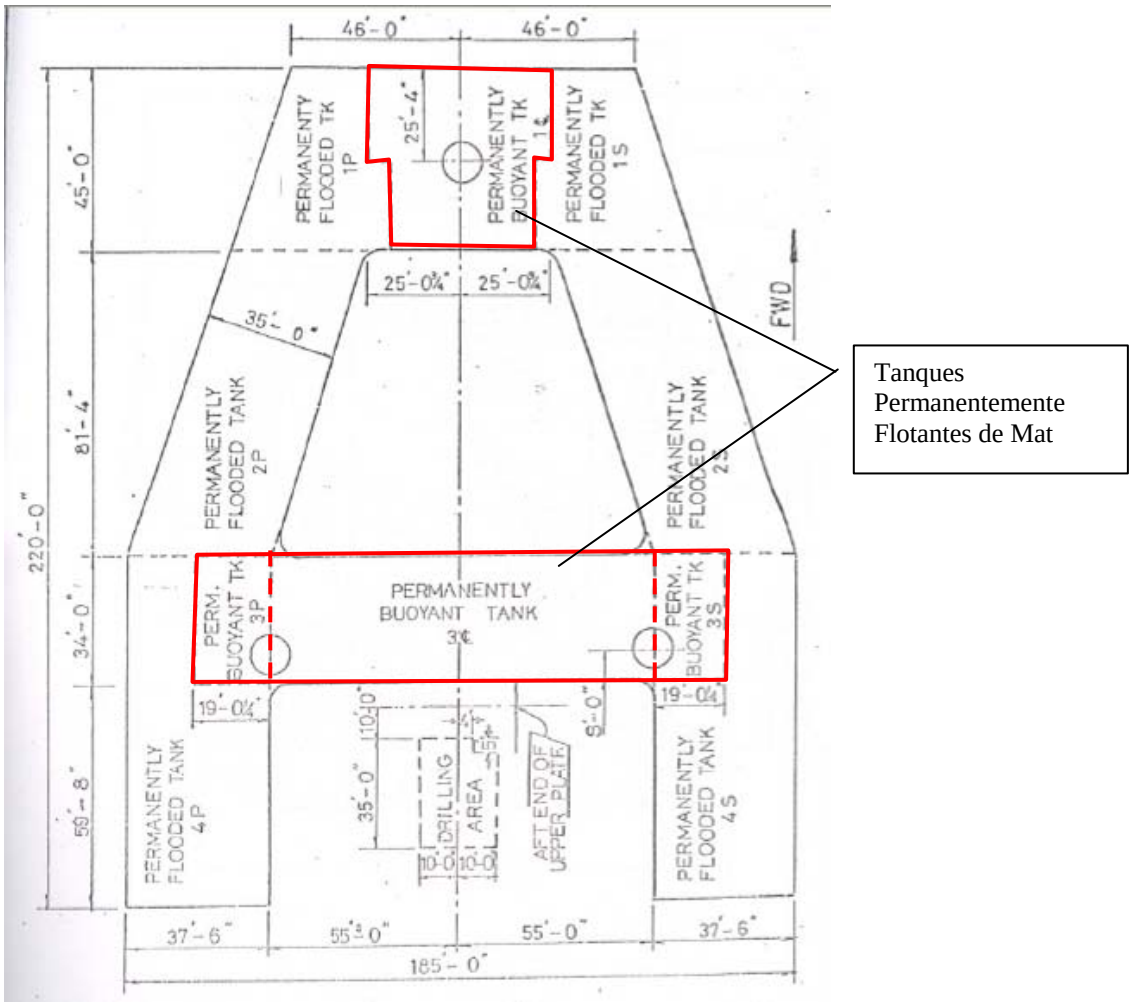


Figura C14. Pruebas a los tanques restantes

Los resultados, así como el horario de cada prueba, se describen a continuación con detalle (Tabla C3).

Tabla C3. Resultado de las pruebas a los tanques permanentemente flotantes del mat

Horario de prueba [hrs.]		Resultado	Imagen
16:10	16:20	***Tanque 3P*** A la salida del tubo de venteo se observó solamente aire. El reporte de ABSC indica: *Shut down air @16:20hrs. Test show the Void to be intact at this time and showed no sign of water. Closed valves and bled off air line to compressor, remove air hose, open valve to blow down line and bled off air from tank and remove. Test Manifold.*	
16:45	16:55	***Tanque 3C*** A la salida del tubo de venteo se observó solamente aire. El reporte de ABSC indica: *Shut down air @16:55hrs. Test show the Void to be intact at this time and showed no sign of water. Closed valves and bled off air line to compressor, remove air hose, open valve to blow down line and bled off air from tank and remove. Test Manifold.*	

Horario de prueba [hrs.]		Resultado	Imagen
17:05	17:15	***Tanque 3S*** A la salida del tubo de venteo se observó solamente aire. El reporte de ABSC indica: *Shut down air @17:15hrs. Test show the Void to be intact at this time and showed no sign of water. Closed valves and bled off air line to compressor, remove air hose, open valve to blow down line and bled off air from tank and remove. Test Manifold.*	
17:30	17:45	***Tanque 1C*** A la salida del tubo de venteo se observó solamente aire. El reporte de ABSC indica: *Shut down air @17:45hrs. Test show the Void to be intact at this time and showed no sign of water. Closed valves and bled off air line to compressor, remove air hose, open valve to blow down line and bled off air from tank and remove. Test Manifold.*	

C2: Condición física de las mandarinas

El día 30 de abril del presente año, la PGR autorizó llevar a cabo las pruebas que Battelle solicitó en relación a las mandarinas donde fueron evacuados los sobrevivientes durante el abandono de la Plataforma Autoelevable "Usumacinta" el día 23 de octubre del 2007.

Para llevar a cabo estas pruebas se trasladó a personal de ABS, Thomas Grafo, y de Battelle México, Mauricio Moreno, los días 29 y 30 de abril respectivamente a Cd. del Carmen, Campeche.

El coordinador de esta prueba por parte de la DCO de PEMEX fue el Ing. Jorge Oviedo y se contó con la presencia del Ing. Pedro Sánchez, Víctor Ceballos y Viviana Montero por parte de PEMEX Exploración y Producción.

Después de cumplir con la visita a las oficinas locales del ministerio público de la PGR a las 11:00 AM., se trasladó a todo el personal a las instalaciones de FIDENA donde se tienen a resguardo las dos mandarinas que estuvieron involucradas en los hechos ocurridos el día 23 de octubre del 2007.

Aproximadamente a las 12:00 P.M., se realizó una reunión entre el representante de la PGR, personal de PEMEX, Battelle y la compañía certificadora de las mandarinas para evaluar la factibilidad de realizar las pruebas a los botes salvavidas (Mandarinas) solicitadas por Battelle para cumplir con los objetivos del Análisis Causa Raíz que se está llevando a cabo del accidente ocurrido el día 23 de octubre del 2007 entre la Plataforma Autoelevable "Usumacinta" propiedad de Perforadora Central y la plataforma fija tipo Sea Pony KAB-101 propiedad de Petróleos Mexicanos.

El ministerio público solicitó a los representantes de Battelle explicar las pruebas a realizar a las mandarinas y con el apoyo del procedimiento a continuación descrito se tomó la decisión de llevar a cabo la prueba para ambas embarcaciones con la única excepción de que los cupones del casco de ambas mandarinas no se tomarían por falta de equipo adecuado para cortar el material solicitado, por lo que las muestras sólo serían tomadas de la parte superior de ambas mandarinas.

El procedimiento descrito a seguir en la prueba fue:

Objetivo:

- Determinar si el casco de la Mandarina No. 1 es hermético al agua.
- Determinar en ambas Mandarinas si los tapones del fondo fueron correctamente instalados.
- Evaluar la estructura molecular y condición mecánica de los materiales del casco y la cúpula de ambas Mandarina (No. 1 y No. 2).

Descripción:

- La prueba para determinar si los tapones del fondo fueron instalados, consiste en rolar las mandarinas a su costado para localizar el tapón y observar su posición.
- La prueba en la Mandarina No. 1 consiste en ponerla en el agua en las cercanías de donde se encuentra (dentro de FIDENA), por un periodo del orden de varias horas para observar/determinar si se le introduce agua y, de ser así, cómo y por dónde.
- Se debe comprobar la resistencia y ductilidad de la fibra de vidrio de los botes tanto en su casco como en la cúpula, con la resistencia señalada en las especificaciones técnicas de este tipo de materiales. Esto permitirá determinar las condiciones estructurales de los botes. Será necesario cortar dos cuadrados de material de 12x12" (uno en el caso y el otro en la cúpula) de ambas Mandarinas, a los cuales se les realizarán pruebas mecánicas y de otros tipos en los laboratorios de Battelle en los Estados Unidos.

Procedimiento y equipo a utilizar:

- Se utilizará un arnés para dar la vuelta a cada Mandarina y revelar la ubicación de los tapones. Observar o probar su presencia o ausencia. Documentar los hallazgos fotográficamente y por escrito.

Brian Lee

- Para realizar la prueba de flotación, la opción más deseable es colocar la Mandarina No. 1 en el agua y monitorear si le entra agua y si así ocurre, determinar por dónde está entrando. La segunda opción es llenar el interior del bote con agua y monitorear el drenaje o pérdida de la misma. Documentar los hallazgos fotográficamente y por escrito.
- Se requerirá apoyo de una grúa para rolar la mandarina y poder observar el tapón, y subsecuentemente para levantarla y colocarla en el agua y después de la prueba levantarla de nuevo para regresarla a su lugar de almacenamiento dentro de las instalaciones de la FIDENA. Se necesitará también un pequeño bote desde el cual se pueda monitorear la Mandarina No. 1 durante su prueba en el agua. No se requiere de equipo de buzos, ya que la prueba se realizará por dentro de la Mandarina; sin embargo, de ser necesario, habrá personal en el agua con visor, esnórkel y aletas para brindar apoyo.
- Cuando las pruebas descritas anteriormente se hayan completado, se utilizará una sierra portátil para remover porciones del material de fibra de vidrio de los botes (de 12 pulgadas cuadradas aproximadamente), tanto del casco como de la cúpula.
- Los cortes que se hagan en ambas Mandarinas, serán enviados a Estados Unidos para realizarles pruebas y determinar lo siguientes patrones de caracterización:
    a) Parámetros que caracterizan fractura/fisura potencial debido a la exposición ultravioleta; es decir, si la superficie se hizo quebradiza por exposición a rayos ultravioleta.
    b) Parámetros que caracterizan la pérdida de resistencia potencial debido al envejecimiento/desgaste o aspectos relacionados de los materiales de la Mandarina.

Tiempo de la inspección o prueba:

Se estima que la prueba se llevará a cabo en 4 a 5 hrs. una vez que se tenga la Mandarina izada y se pueda maniobrar.

Personal involucrado en la inspección o prueba:

NOMBRE	ESPECIALIDAD	COMPAÑÍA	ACTIVIDAD
Thomas Graft	ACR – Ingeniería	ABS	Supervisión, dirección y documentación de la Prueba
Mauricio Moreno	ACR – Ingeniería	BATTELLE	Supervisión, dirección y documentación de la Prueba

Una vez evaluada esta descripción, el representante del ministerio público cuestionó al personal de la empresa certificadora si era factible realizar las pruebas anteriormente descritas.

El personal de la empresa certificadora comentó que sí era posible realizar las pruebas pero que era importante hacer las siguientes aclaraciones:

- Este personal llevó a cabo una prueba de navegación en la mandarina 1 en el mes de agosto y revisaron todos y cada uno de los elementos tanto estructurales como mecánicos de esta embarcación encontrándoles en buenas condiciones.
- Si los tapones de fondo y/ó los sellos en la flecha del motor y la propela resultaran con una fuga, podría deberse a que se movieron o dañaron durante la manipulación de la

Brian Lee

mandarina al momento del rescate en la playa o bien, durante su transporte en el camión ya que seguramente se trasladó a las mandarinas apoyándolas en las propelas.

- En el momento de la prueba, las dos mandarinas tenían agua de lluvia en su interior, sobre todo la mandarina número 1 y si hubiese daño o fuga de los tapones de fondo se tendría fuga de agua, lo cual no estaba ocurriendo.
- En relación al corte de cupones del casco de ambas mandarinas, debido al espesor y dureza de los materiales se requeriría de equipo más grande del que PEMEX llevó al sitio y varias horas para llevar a cabo dicho corte. En el caso del corte de cupones de la parte superior no encontraron ningún problema.

El representante del ministerio público preguntó al personal de Battelle el objetivo de la toma de cupones y se le explicó que, para soportar las conclusiones del reporte, debían llevarse a cabo pruebas a los materiales para evitar cualquier duda con respecto a la evaluación de resultados.

Una vez terminada esta reunión, el representante del ministerio público dio el permiso para llevar a cabo las pruebas a las mandarinas.

Se procedió a descubrir las mandarinas para verificar el estado de las mismas antes de las pruebas (Figura C15.)

Figura C15. Preparación de mandarinas para las pruebas

Prueba a la Mandarina no. 1

En el caso de la mandarina número 1 se encontró que en relación al primer estudio fotográfico que se le tomó en diciembre del 2007, el día 30 de abril el nivel de la primera fila de asientos estaba totalmente inundado con agua de lluvia (Figura C16.)

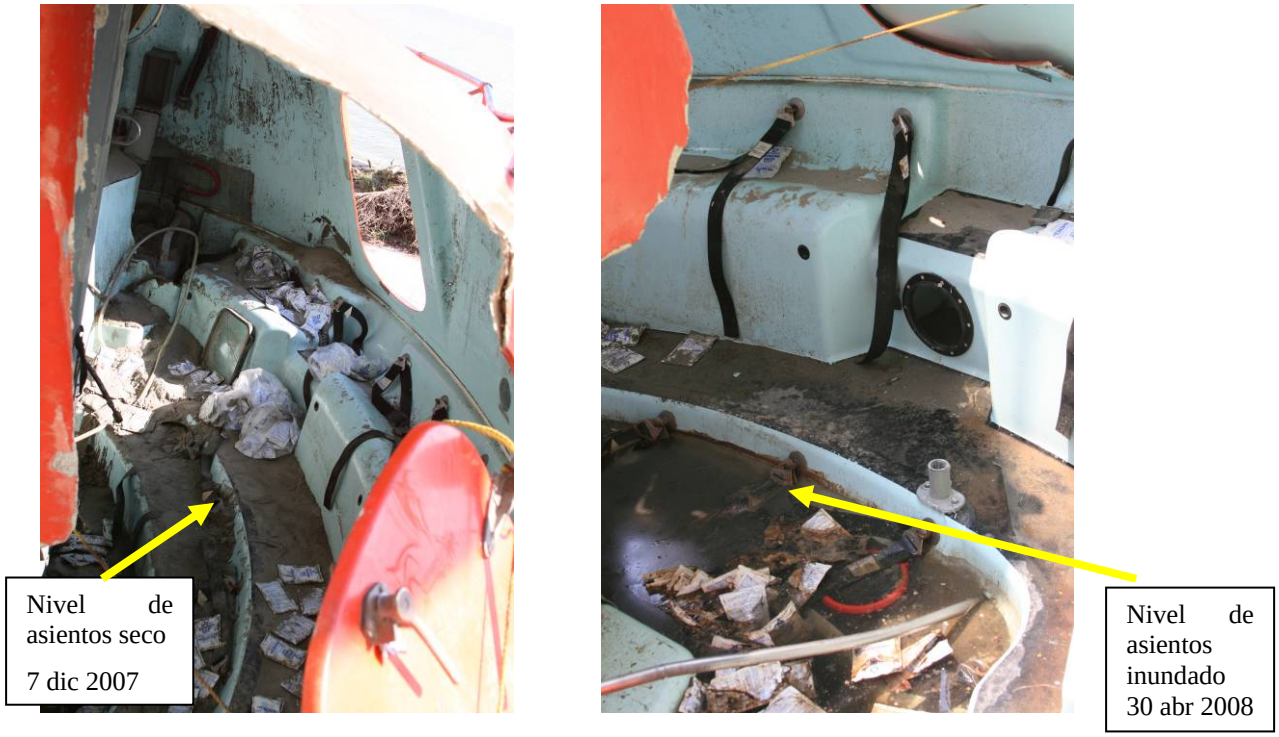


Figura C16. Evidencia de presencia en agua de lluvia dentro de la Mandarina 1 antes de las pruebas

Se procedió a revisar el estado físico de la mandarina 1 y se encontró que efectivamente al transportarla se colocó la mandarina sobre las propelas de la hélice y causándole daño tanto a la estructura como a la propela de la hélice (Figura C17.)

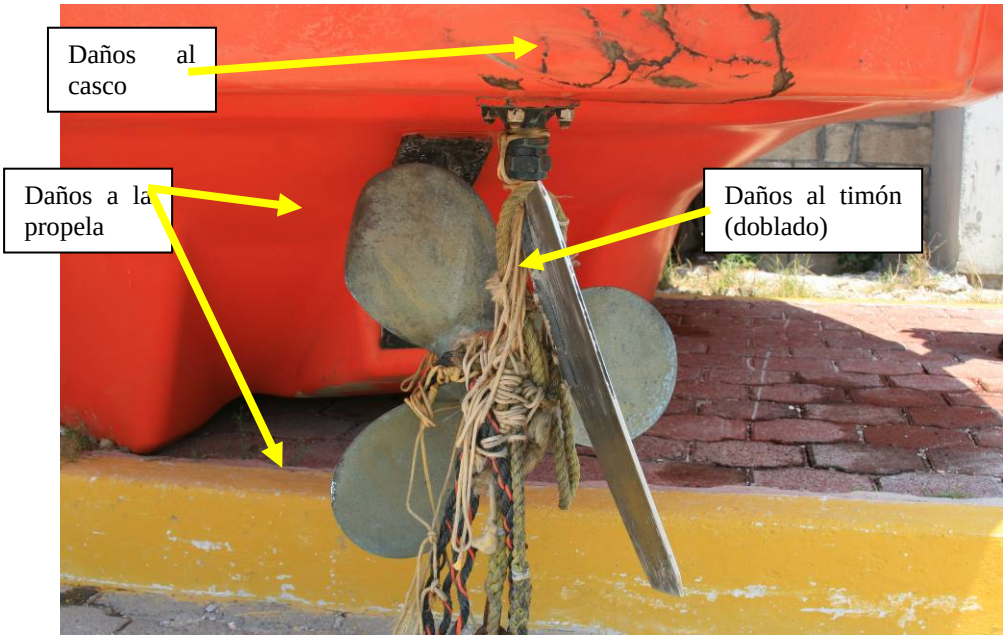


Figura C17. Daño físico causado a la Mandarina 1 durante el transporte de la misma a las instalaciones de FIDENA

Se tomó una imagen de la flecha de la hélice y se notó un desplazamiento que podría indicar daños a los bujes y sellos, que en caso de fuga dentro de la mandarina sería un daño secundario al transportar la mandarina por camión (Figura C18)

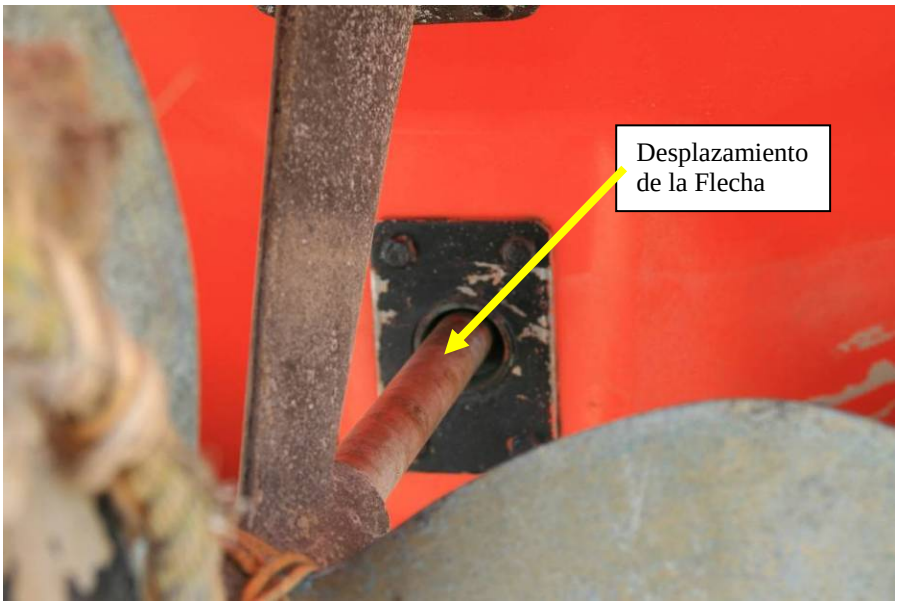


Figura C18. Daño físico causado a la flecha de la propela de la Mandarina 1 durante el transporte de la misma a las instalaciones de FIDENA

Una vez realizada esta evaluación, se procedió a revisar el estado del aparejo y su estructura para tratar de izar la mandarina 1 y se comprobó que tanto la estructura cómo el aparejo eran lo suficientemente fuertes para izar la mandarina de ese punto (Figura C19)

Figura C19. Izado de la Mandarina 1 para realizar revisión de condición física del casco y de los tapones de fondo

Durante la maniobra de izar la mandarina, se pudo comprobar que no había ninguna fuga por ninguno de los tapones de fondo, usando como referencia que el bote estaba inundado por dentro con agua de lluvia y al izarlo e inclinarse, no se presentó ninguna fuga por dichos tapones (Figuras C20).

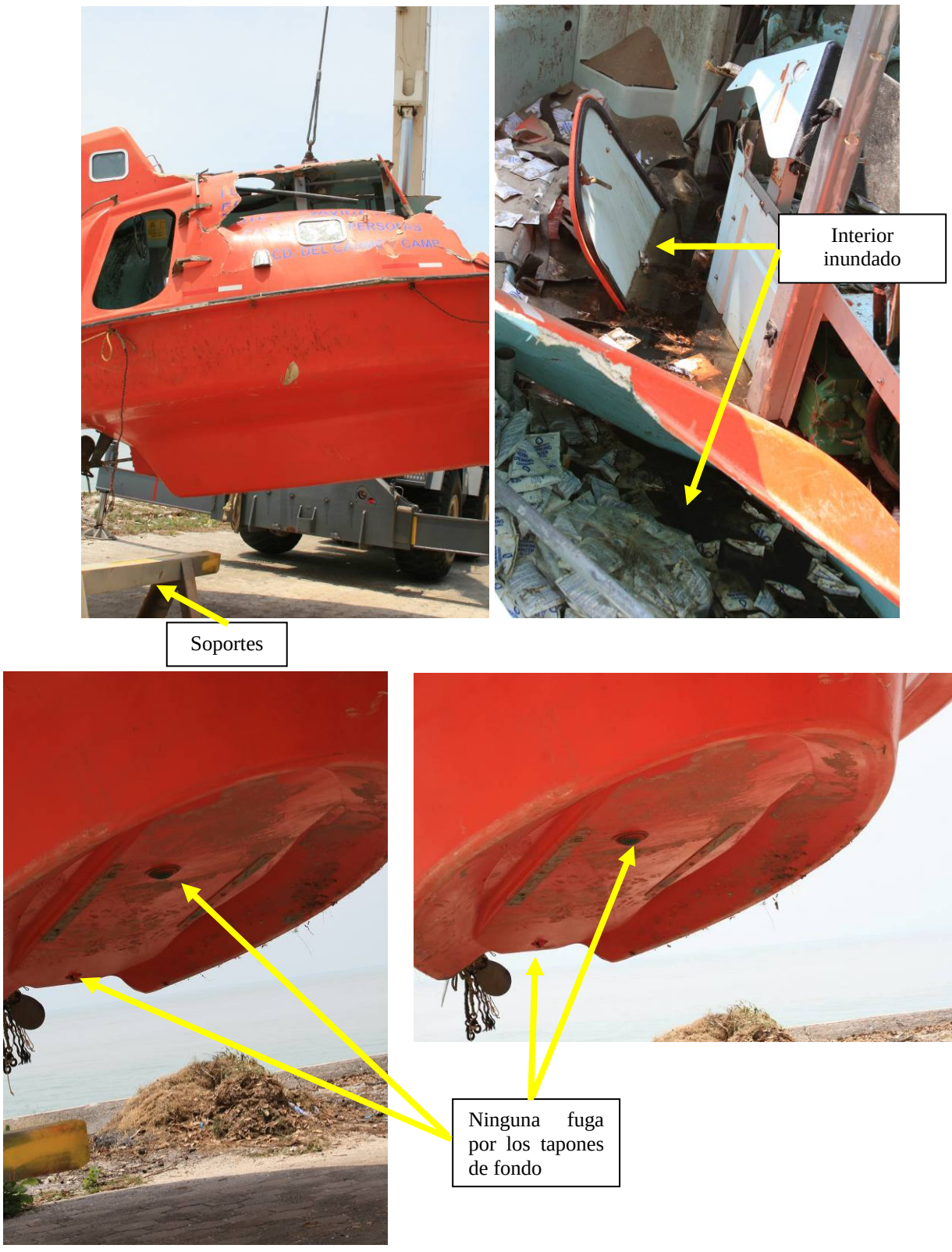


Figura C20. Izado de la Mandarina 1 y verificación de la ausencia de alguna fuga por los tapones de fondo

Esto mismo se verificó después al fotografiar éstos tapones por la parte de debajo de la Mandarina 1 al colocarla sobre los soportes metálicos utilizados para este fin (Figuras C21)

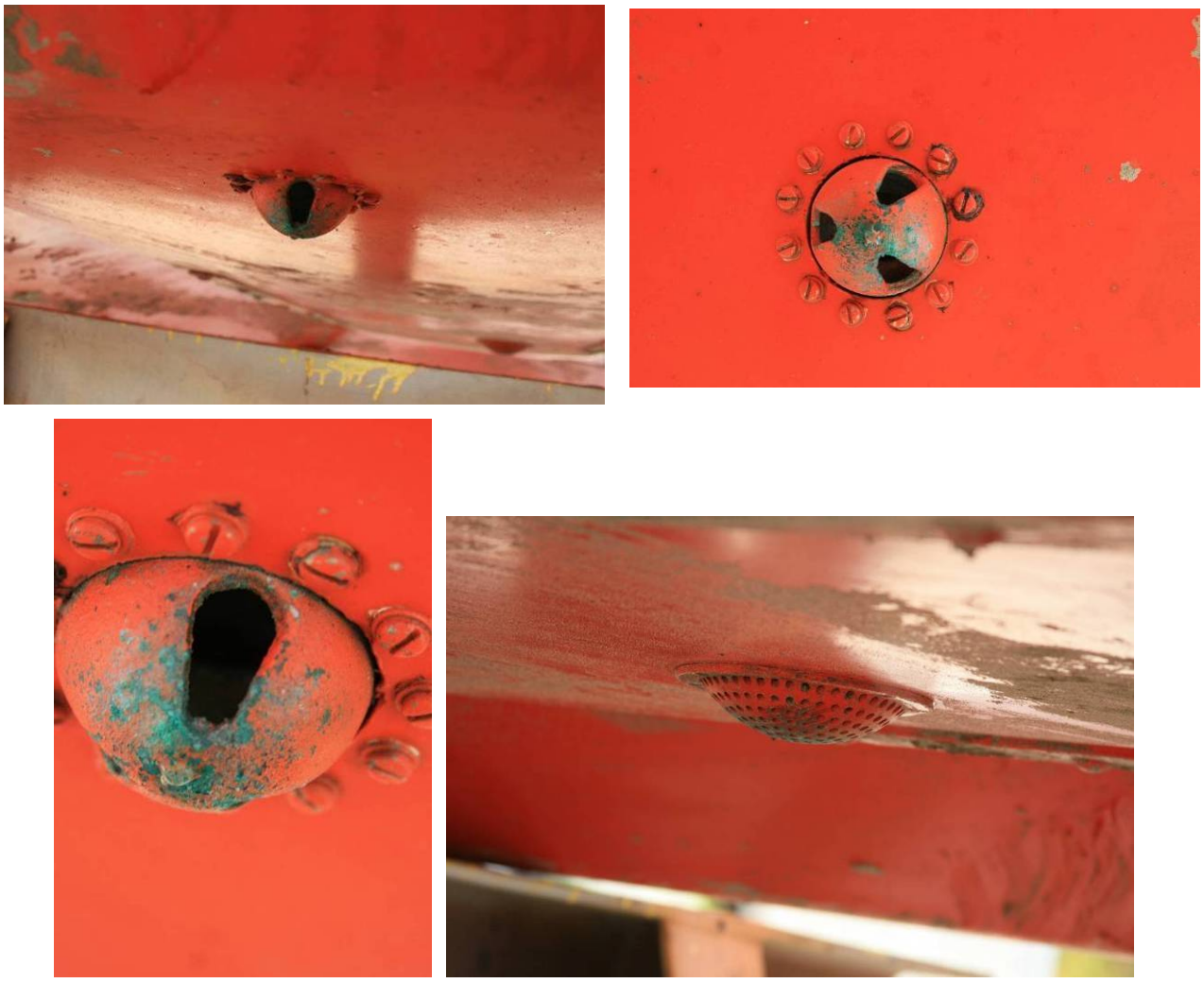


Figura C21. Fotos de los tapones de fondo verificando la ausencia de fugas de agua

Una vez comprobado que no había fuga por los tapones de fondo, se procedió a colocar la Mandarina 1 sobre el mar para verificar si había entrada de agua a la misma (Figuras C22)

Figura C22. Fotos de la Mandarina 1 flotando sobre el agua y ninguna evidencia de agua entrando en la misma

Una vez en el agua, la mandarina se mantuvo a flote sin ayuda alguna durante los 25 minutos que duró la prueba aproximadamente.

Para verificar la entrada de agua a la mandarina, Thomas Graft y Mauricio Moreno procedieron a entrar a la mandarina que estaba flotando sobre la superficie del mar.

Una vez dentro de la mandarina, se tomó primero una foto de la flecha del timón para verificar alguna entrada de agua y no se detectó alguna (Figuras C23)

Figura C23. Fotos de la flecha del timón sin presencia de agua

La manera por la cual se confirmó que no entraba agua a la mandarina, fue utilizar como referencia el nivel del agua dentro de la embarcación, tomándose fotografías a los 2, 5, 10, 15, 20 y 25 minutos de la prueba, verificando en cada caso que no se incrementara dicho nivel por filtraciones en el fondo o la flecha del motor a la propela. (Figuras C24)

Con esta prueba se concluyó que no entra agua a la Mandarina 1.

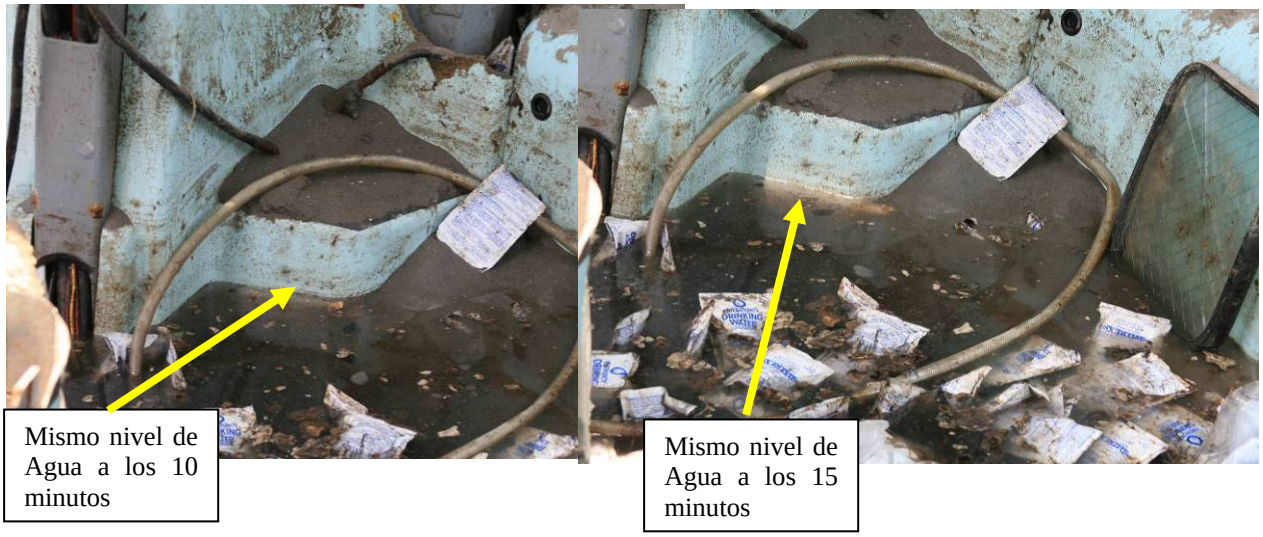


Figura C24. Fotos de referencia para verificar la no entrada de agua a la Mandarina 1

Figura C25. (Cont.) Fotos de referencia para verificar la no entrada de agua a la Mandarina 1

Se encontraron las mangueras de enfriamiento del motor fuera de su lugar (Figuras C26), pero de acuerdo a testimonios del personal de la compañía certificadora, Germanisher Lloyd, éstas fueron removidas después del accidente del 23 de octubre por actos de vandalismo, afirmando además de que ellos certificaron que el bote era navegable en la prueba de navegación realizada a esta mandarina en agosto del 2007.

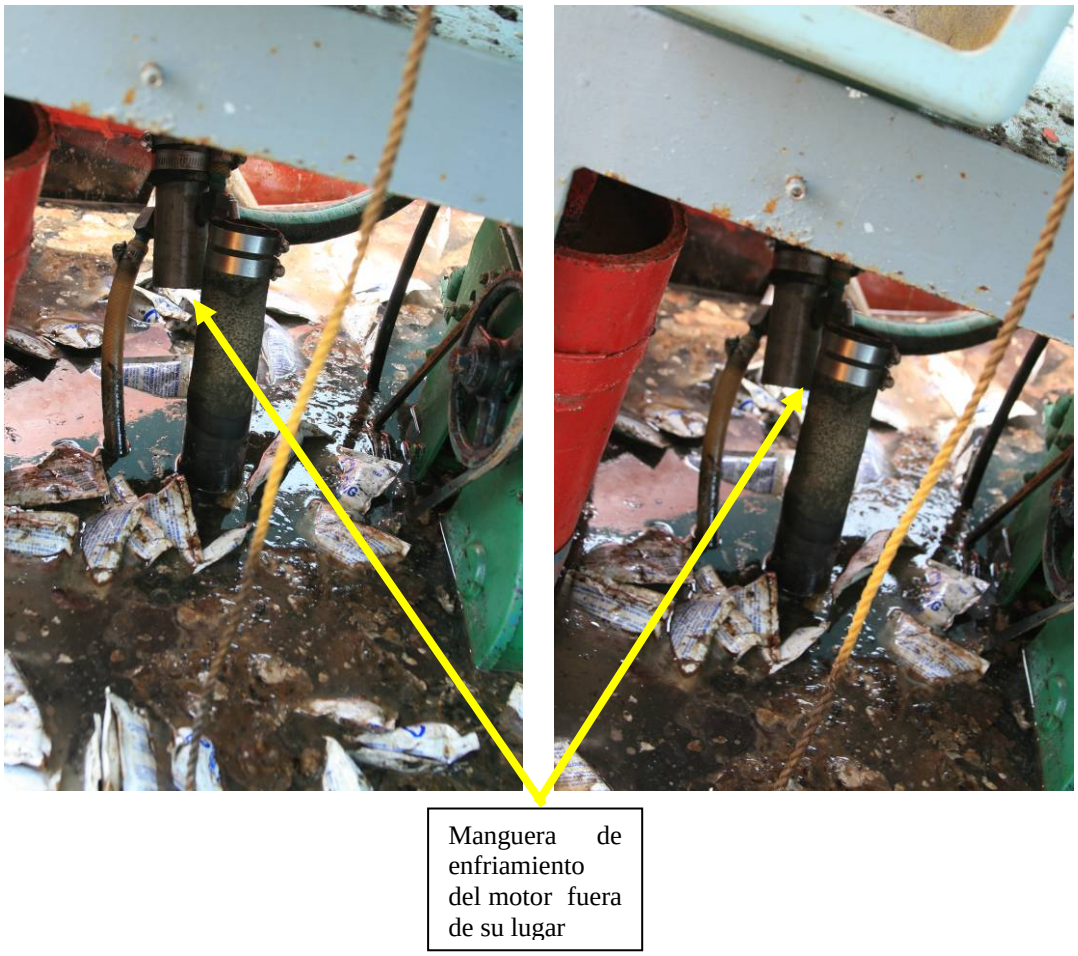


Figura C26. Fotos de la manguera de enfriamiento del motor fuera de su lugar

Prueba a la Mandarina no. 2

El objetivo de esta prueba sólo era corroborar la condición de los tapones de fondo y se suprimió la prueba de flotación debido a que el casco de esta mandarina tuvo que ser fracturado para sacar a los sobrevivientes atrapados en esta embarcación. (Figuras C27)

Figura C27. Izado de Mandarina 2 y área dañada para sacar sobrevivientes

Se revisaron los tapones de fondo y se encontraron sin problemas. (Figuras C28)

Figura C28. Revisión de tapones de fondo Mandarina 2

Otro elemento que se revisó este día es el daño al timón y a la estructura del bote junto a la propela, que se encuentran fracturados, pero que, de acuerdo al testimonio del personal de Germanisher Lloyd, fue provocado durante el trasporte de esta mandarina por vía terrestre (Figuras C29)

Figura C29. Daños al timón y estructura de la Mandarina 2

El proceso final de estas pruebas fue la toma de cupones de muestra de las estructuras superiores de ambas mandarinas para realizar los análisis de laboratorio para evaluar la condición física y estructural de estos materiales (Figuras C30)

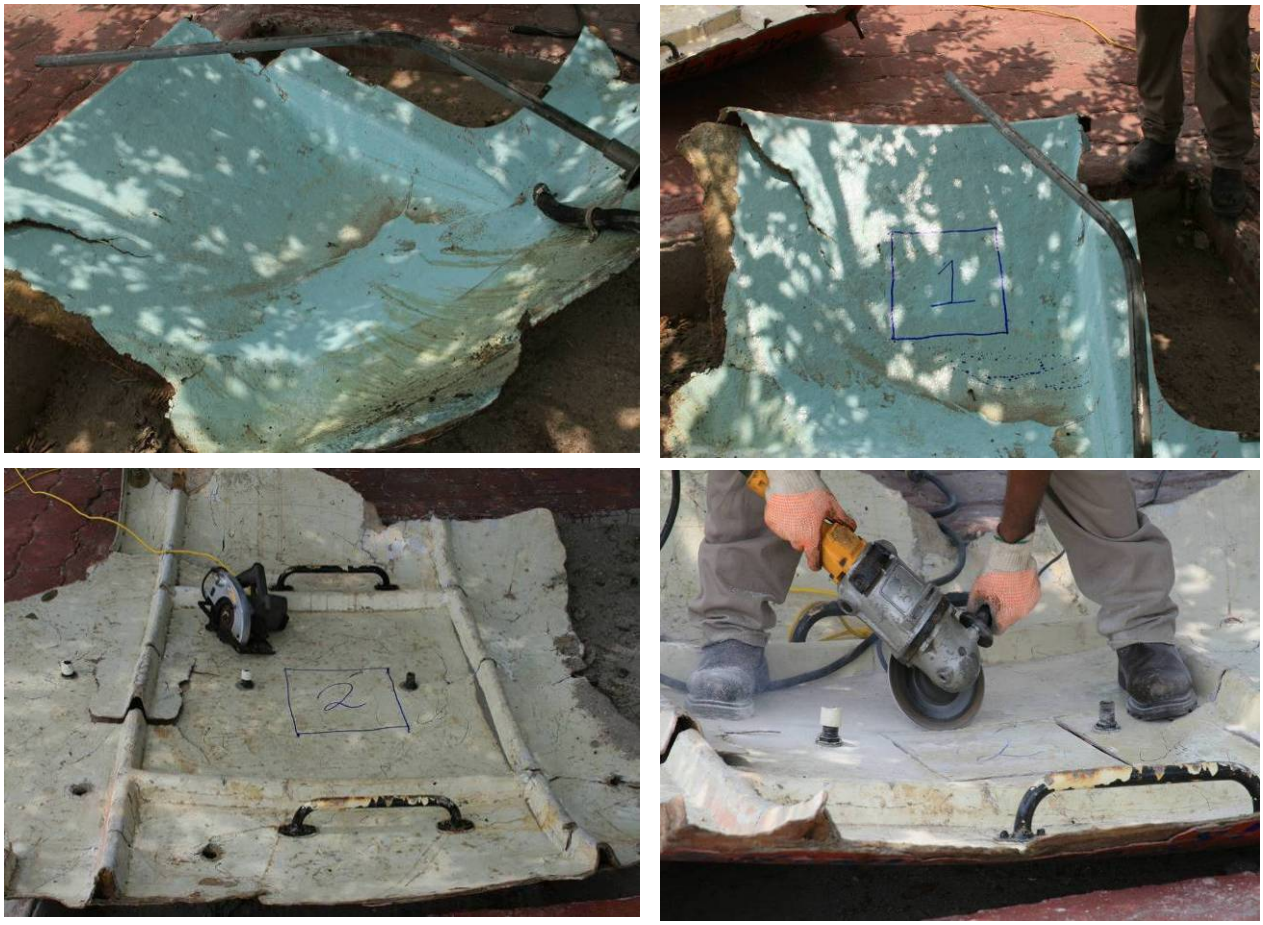


Figura C30. Toma de cupones de muestra de materiales de las dos Mandarinas

Las pruebas fueron concluidas a las 16:00 hrs del día 30 de abril del 2008

C3: Inspección física del candelero (cabezal) de los pozos KAB-101 y KAB-121

El objetivo de esta actividad fue inspeccionar físicamente los cabezales de los pozos KAB -101 y KAB -121 ubicados originalmente sobre la Plataforma Fija Sea Pony denominada KAB -101.

El elemento más importante de la evaluación era encontrar evidencia de los daños provocados por el brazo del cantilever de la Usumacinta o de la estructura auxiliar soldada a éste, tanto a los cabezales como a las válvulas de control de presión (o a sus bases ante la ausencia de las mismas) y tratar de establecer el sentido y magnitud de los golpes tanto deformantes como de cizallamiento a estos importantes elementos mecánicos de control de presión.

Esta evaluación se realizó en dos visitas debido a que en la primera sólo se tuvo acceso a los elementos resguardados en los patios de almacenamiento de Dos Bocas de manera muy restringida por instrucciones de la Procuraduría General de la República de no tocar ni mover ningún elemento a menos que se tuviese tanto el permiso de esta instancia legal, así como la presencia de un funcionario de la misma institución que documentara la evaluación y movimientos a los materiales a ser estudiados.

Este procedimiento administrativo permitió sólo realizar un registro fotográfico muy limitado el día 28 de febrero del 2008.

El registro fotográfico que mostraremos a continuación permitió a los expertos de Battelle evaluar la condición final que tienen todos los elementos mecánicos que alguna vez conformaron los elementos de control y conducción de los pozos KAB-101 y KAB-121, es decir, los cabezales, válvulas y estructuras sobrevivientes del árbol de navidad después del incidente y las actividades de control del Pozo 121.

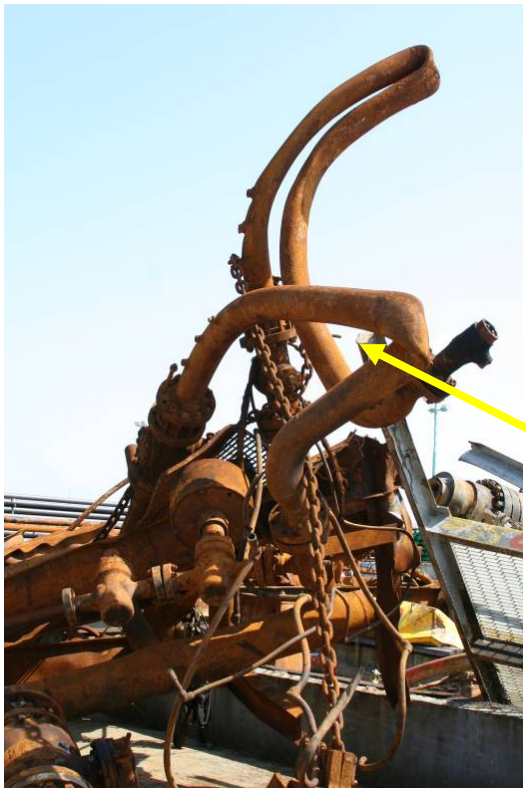
Primera v isita A Dos Bocas

Se procedió en esta visita a realizar una inspección visual de los restos de la estructura del árbol de navidad y tubo bajante de los pozos del Sea Pony KAB -101, así como su condición actual (Figura C31).

Ya que el objetivo principal era verificar el estado del cabezal del Pozo 121, se procedió a documentar su condición y se descubrió que estaba todavía puesto el candelero que se utilizó durante el proceso de control.

Con objeto de determinar la logística, equipo material y personal necesario para llevar a cabo la maniobra de liberación del cabezal retirando el candelabro, se tomaron fotos en distintas perspectivas para estar en posibilidad de tomar decisiones posteriormente (Figuras C32)

Posteriormente se tomaron diferentes perspectivas de partes del Cabezal del pozo KAB-101 para determinar golpes, deformaciones y dirección de las fuerzas de cizallamiento (Figuras C33).



Estado actual del tubo "bajante"

Figura C31. Inspección visual a la condición actual de los materiales que conformaron los elementos estructurales de control del los pozos 101 y 121

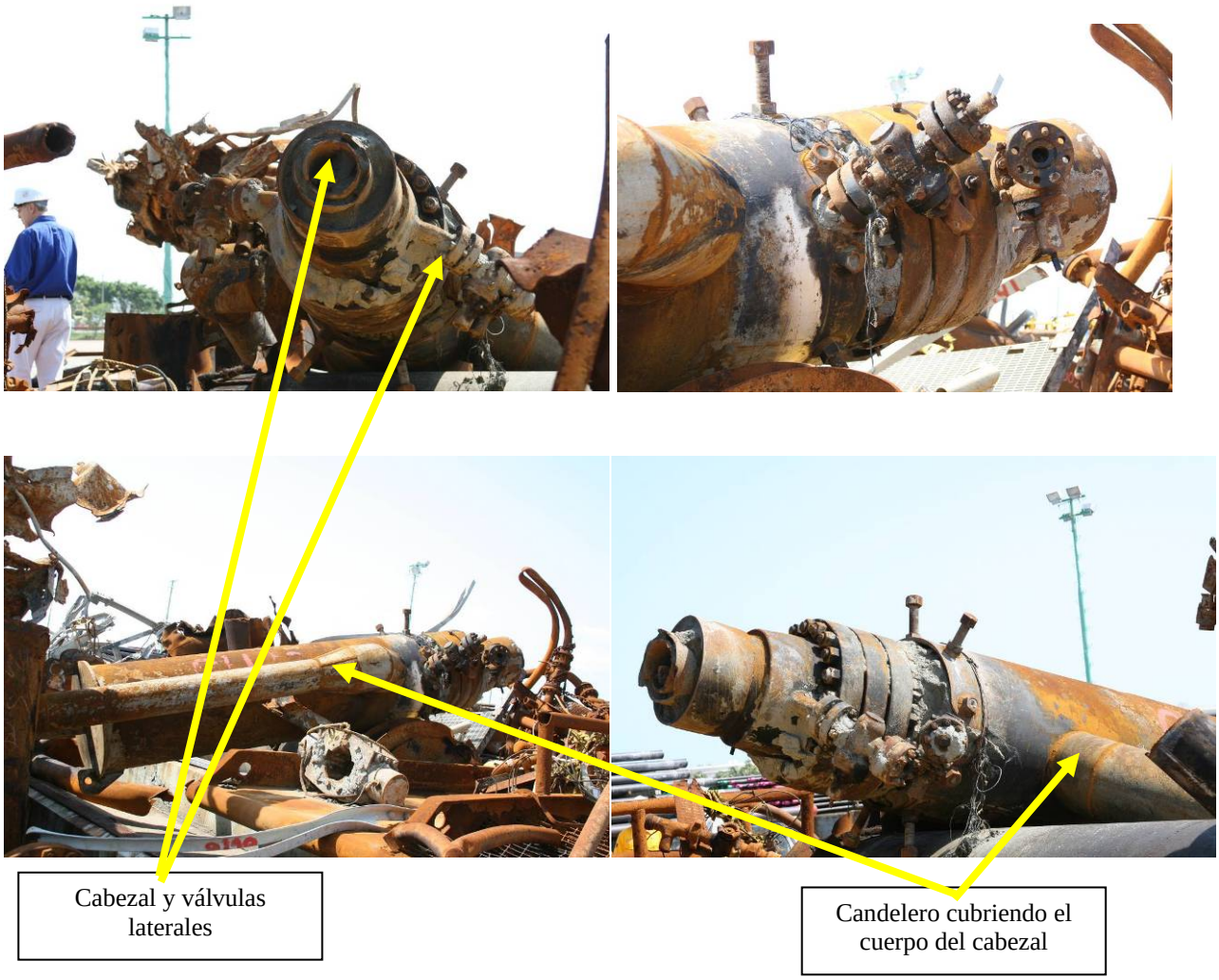


Figura C32. Inspección visual candelero, cabezal y válvulas del Pozo 121

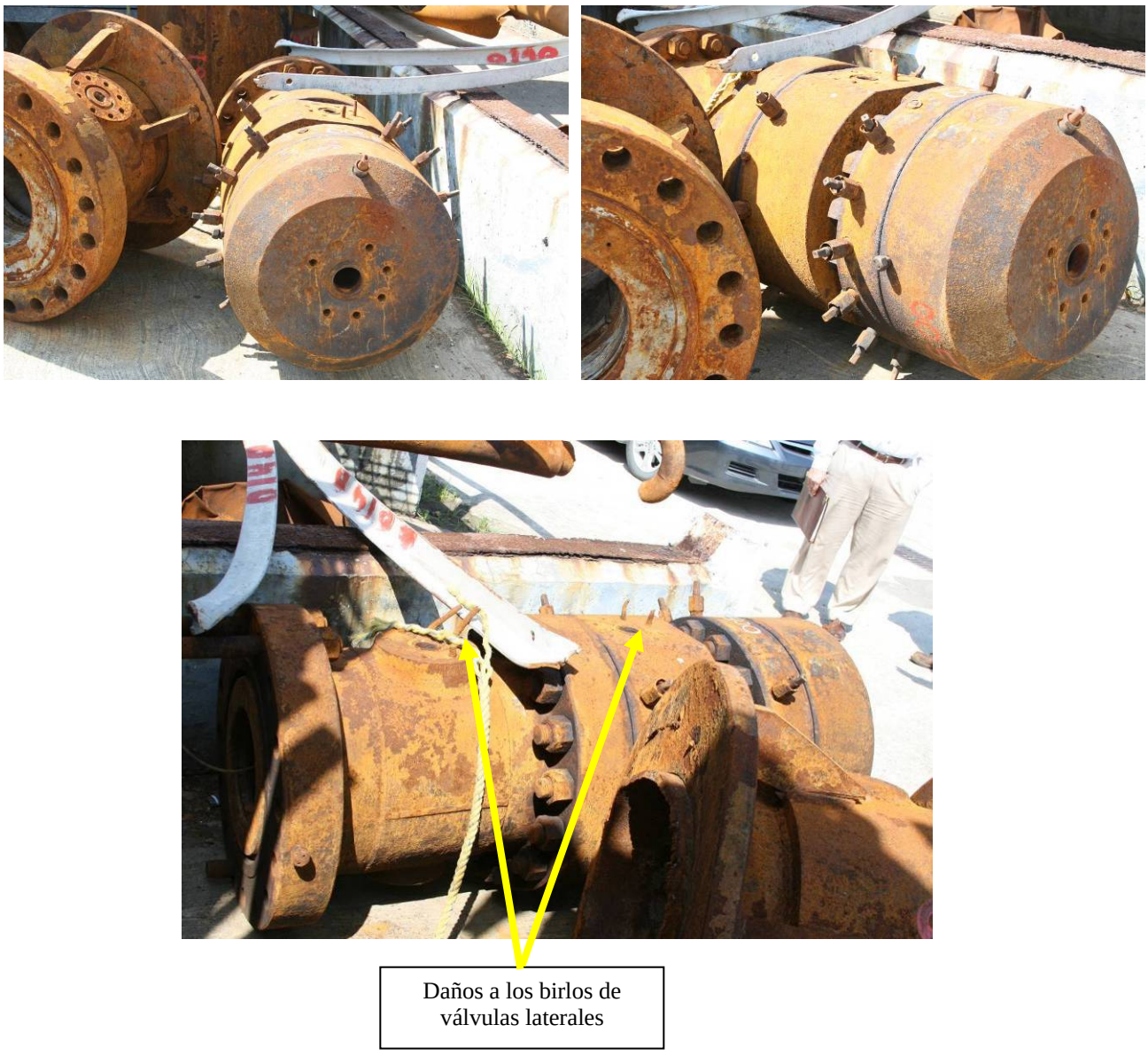


Figura C33. Inspección visual cabezal y daños a los birlos de válvulas laterales pozo 101

Un elemento que se documentó al final de la primera visita fue el brazo de estribor del cantilever para una posterior evaluación (Figura C34)

Figura C34. Inspección visual brazo de estribor del cantilever

Segunda visita A Dos Bocas

Con el material fotográfico de la primera visita, se solicitó al personal de PEMEX que apoyara a los expertos de Battelle con gestiones ante la PGR para remover la estructura del candelero y poder evaluar directamente la condición del cabezal.

La PGR dio la autorización para esta actividad hasta el día 22 de abril del presente y se procedió al traslado de personal de DCO, Battelle y la PGR a las instalaciones de PEMEX de Dos Bocas. Una vez ahí, después de realizar una junta de trabajo con personal del AILT y de Perforación para evaluar el plan de actividades y recomendaciones de seguridad, se llevó al personal al área de almacenaje de los materiales y estructuras rescatados tanto de la Plataforma Usumacinta como de la plataforma Fija KAB-101 y sus respectivos pozos.

Durante el tiempo que el personal de PEMEX tardó en trasladar todo el equipo, personal y herramientas hacia el patio de almacenamiento de los elementos estructurales en evaluación, se procedió a tomar una serie adicional de imágenes tanto del cabezal del pozo KAB-101, así como también a documentar la condición estructural del brazo del cantilever que golpeó a los pozos para contar con referencias reales que permitieran desarrollar la herramienta electrónica de modelado para visualizar tanto los movimientos de la Usumacinta, como las diferentes perspectivas en cómo este brazo del cantilever golpeó a la estructura de los pozos. (Figuras C35 y C36)

Figura C35. Inspección visual cabezal pozo 101 y daños

Figura C36. Inspección visual brazo de estribor del cantilever

Una vez que el personal y equipo estuvieron listos, se procedió con las maniobras de remoción del candelero a fin de liberar el cabezal del Pozo 121 (Figuras C37)

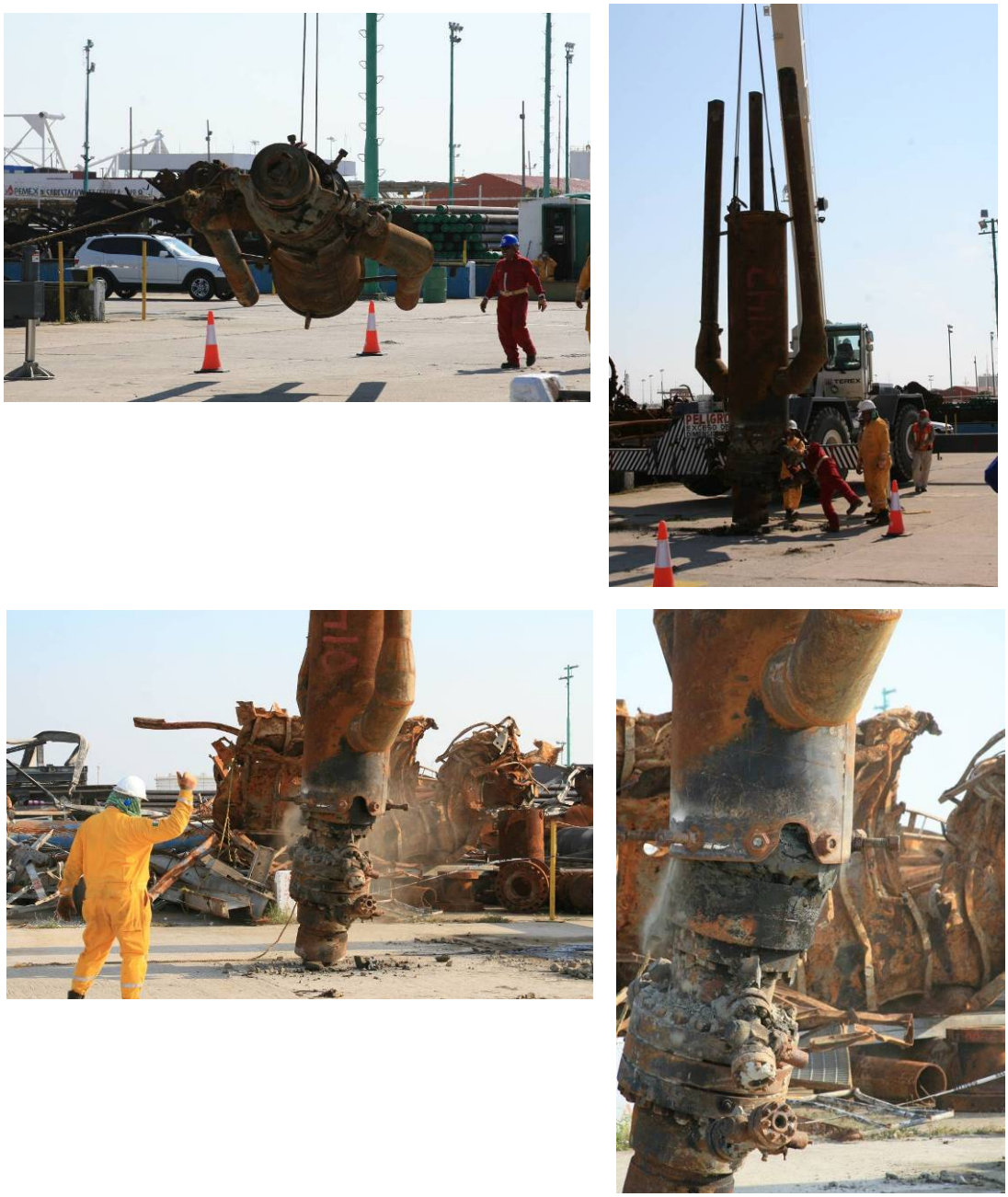


Figura C37. Remoción del candelero para liberar cabezal Pozo 121

Cuando finalmente se liberó el cabezal del Pozo 121 se tomaron fotos frontales y laterales del cabezal para ver la condición de la parte donde estaban las válvulas laterales. Se pudieron lograr tomas donde se aprecian daños a la parte superior del cabezal y a los birlos de las válvulas laterales (Figuras C38). Se le solicitó al personal de AILT y de Perforación de Dos Bocas que

realizara un proceso de limpieza posterior a la visita realizada y se obtuviesen fotos con mayor definición y calidad.

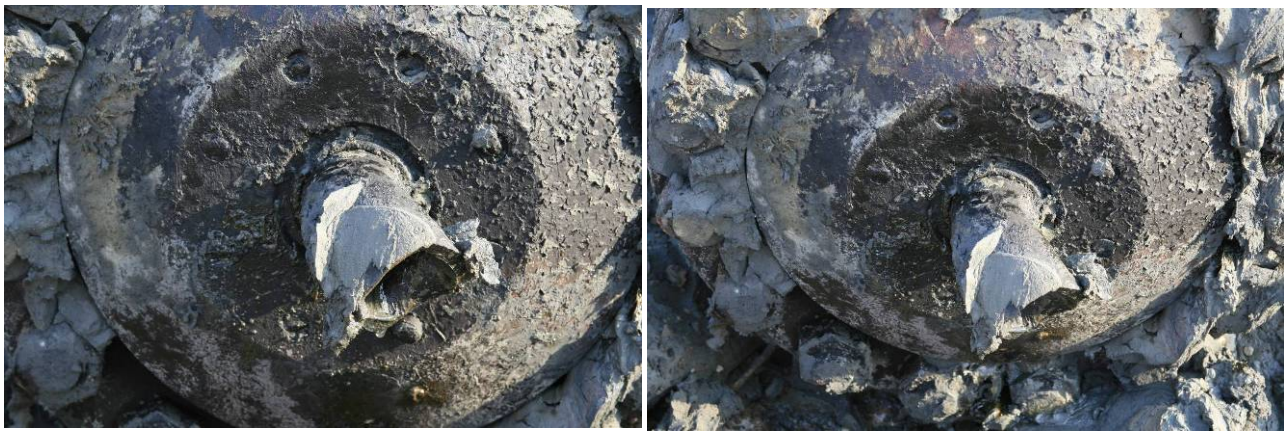


Figura C38. Documentación de los daños al cabezal y válvulas laterales del Pozo 121 después de la remoción del candelero

Anexo D
Detalles y análisis de las Unidades de Perforación Móvil (MODU), de las Plataformas Autoelevables de Perforación Bethlehem, la Usumacinta y las Plataformas Sea Pony

Detalles y análisis de las Unidades de Perforación Móvil (MODU), de las Plataformas Autoelevables de Perforación Bethlehem, la Usumacinta y las Plataformas Sea Ponys

Unidad móvil de perforación costa afuera de barcazas y de mat

De acuerdo a la Referencia 4, la unidad móvil de perforación costa afuera que se basa en el concepto de barcazas o Mats ha estado evolucionando a partir de 1928 cuando al Sr. Louis Giliasso de Philadelphia se le otorgó una patente para una unidad de perforación flotante tipo barcaza para aguas poco profundas. El desarrollo más importante de este tipo de concepto de barcaza se dió a la expiración de su patente. En aquellos tiempos, Bethlehem Steel Corporation compró el Astillero Pennsylvania, que se convirtió en su Astillero Beaumont (1947). Muy pronto, de ahí en adelante, alrededor de 1950, apareció la primera plataforma de perforación con piernas atada a un mat – a la que se le conoce como plataforma de perforación flotante tipo "contenedor" por la forma de sus cuatro piernas colocadas simétricamente. Muchas de estas barcazas y plataformas de perforación con mat anteriores tenían una "ranura" con un tamaño para adaptarse alrededor de un conjunto de plataformas de producción en las que se anticipaba que la plataforma de perforación iba a dar servicio, con instalaciones de perforación fijas en un sitio dentro de la forma plana del casco de la unidad.

El Mr. Gus I, fab ricado alrededor de 1954, fue aparentemente la primera unidad móvil de perforación costa afuera en utilizar piernas movibles, que se amarraban a un mat complejo que incluía soportes que ayudaban a tensar el dispositivo de sus 12 piernas auto-elevables a su mat. La apariencia de la Mr. Gus II, que fue fabricada alrededor de 1957, era parecida a la de una unidad móvil de perforación costa afuera de las plataformas autoelevables de perforación y en ese contexto podría considerarse el precursor de las plataformas de perforación auto-elevables modernas. Mientras las plataformas de perforación auto-elevables anteriores utilizaban cuatro o más piernas, los diseños que fijaban las tres piernas a un mat, eventualmente se convirtieron en la base para dichas plataformas de perforación, con las piernas construidas más comúnmente con una sección transversal tubular.

En 1960 se vió la introducción de una unidad cantilever que alojaba a las instalaciones de perforación [(4)], que se mantenían dentro de la forma plana del casco para ayudar a estabilizar la plataforma de perforación en tránsito y que se extendía fuera del caso sobre la plataforma de producción una vez que se colocaba en sitio la plataforma de perforación. Este concepto de cantilever es ahora la norma para las plataformas auto-elevables de perforación, no importando quién diseñó o construyó la plataforma de perforación. Como es evidente de la Figura D1a, que muestra una plataforma de perforación autoelevable cantilever con mat típica, tres piernas generalmente tubulares se utilizan para soportar el casco de la plataforma de perforación. La Figura D1b muestra una descripción general del mat, que por su diseño es única, ya que contiene cámaras cuyo tamaño y posición se eligieron para lograr la flotabilidad neutral o casi neutral de la plataforma de perforación. Estas piernas generalmente tubulares están atadas a una mat que tiene la forma de la letra A, como se evidencia en la Figura D1b. Sin embargo, en algunas aplicaciones, los límites del enfoque con mat son rectangulares en su forma, como se ilustra esquemáticamente en la Figura D2a.

Brian Lee

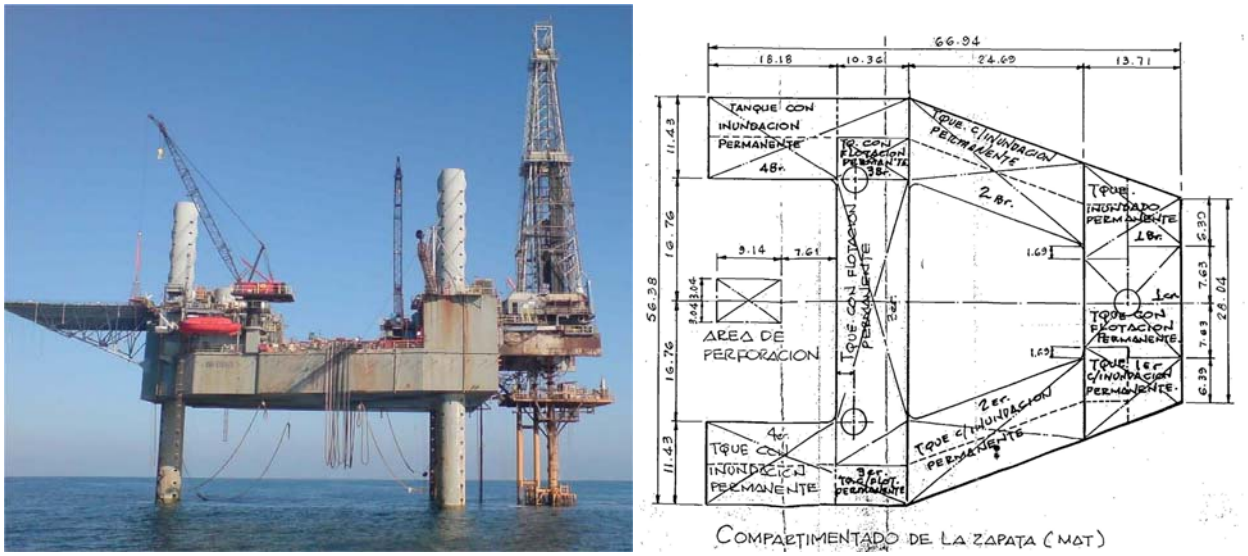


Figura D 1a/b. Vistas típicas de una unidad móvil de perforación costa afuera de la plataforma de perforación autoelevable, cantilever y su mat

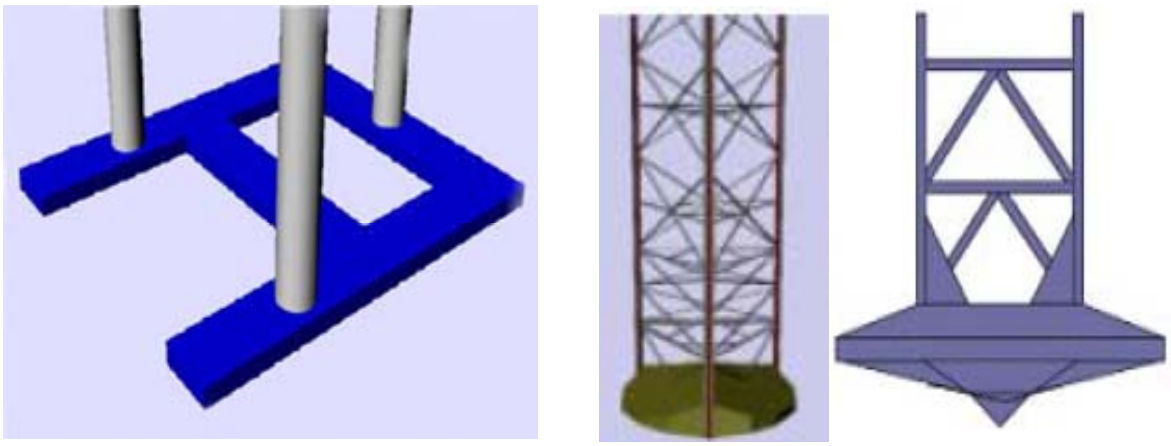


Figura D 2 a/b. Piernas y sistema de apoyo que contrastan para las unidades móviles autoelevables de perforación costa afuera, mat-Cantilever y de piernas independientes

El movimiento vertical de las plataformas de perforación con piernas tubulares se lleva a cabo engranando alternativamente uno de los dos conjuntos de clavijas rectangulares en las ranuras rectangulares en las piernas, con cuatro ranuras típicas ubicadas en forma simétrica que se utilizan por pierna en un nivel auto-elevable determinado. Mientras un conjunto de clavijas se engrana entre el casco y el corte en las ranuras de las piernas, el segundo conjunto de clavijas, que están fijas a los gatos en el alojamiento de gatos en cada pierna, se mueve automáticamente en forma incremental y se vuelve a engranar en el siguiente nivel de ranuras, con una secuencia repetida de este proceso moviendo el casco hacia arriba y hacia abajo conforme se considere necesario. Cuando el sistema funciona como se diseñó y nada lo impide, todas las piernas se mueven en sincronización, por lo que se le llama unidad móvil de perforación costa afuera auto-elevable.

Lógicamente, debido a que todas las piernas se elevan en sincronía en una unidad móvil autoelevable de perforación, el diseño con un mat es adecuado para sitios con un fondo plano suave, como la plataforma continental con inclinación gradual. Dichos diseños utilizan típicamente un mat que logra una flotación neutral (o muy cercana) por lo menos para el mat, pero generalmente también para la plataforma de perforación. Se logra esta flotación neutral mediante el uso de compartimientos flotantes permanentemente o inundados permanentemente en el mat con los compartimientos ubicados para lograr estabilidad en la reacción en tránsito y de forma local cuando se asienta en el lecho marino. Esto le da la ventaja de una carga reducida que disminuye la profundidad del casco en el agua en tránsito, mientras también disminuye el peso transferido al lecho marino – que mantiene la carga por área unitaria en el lecho marino bastante baja haciendo este diseño particularmente útil para lechos más suaves. Las desventajas que se acumulan a estas mismas características de diseño – debido, en forma notable, a que la carga transferida al lecho marino es baja, las plataformas de perforación tipo mat son propensas a deslizarse o experimentar otras formas de fallas en el soporte del suelo marino [(por ejemplo, consultar 4-9)], y también son propensas a balancearse en corrientes o vientos fuertes.

Finalmente, debido a que las formas y tamaños de los mat varían dependiendo del diseñador de la plataforma de perforación o en una extensión menor del astillero que lo fabricó, posiblemente el mat que no es coincidente en su huella, podría representar problemas con las plataformas de perforación que se están asentando en un lecho irregular debido a la huella de una plataforma de perforación anterior. Podría haber dificultades relacionadas para la unidad móvil de perforación costa afuera tipo mat si los “dedos” en la unidad de plataforma cantiveler con mat que asienta la plataforma de producción descansaran sobre los orificios cilíndricos de penetración (can-holes) del fondo creadas durante una visita anterior de una unidad móvil de perforación autoelevable con piernas independientes.

Unidad móvil de perforación autoelevable con piernas independientes

Los años 1950 y 60 también vieron la introducción de la unidad móvil de perforación costa afuera con Plataforma de perforación autoelevable que utilizó piernas independientes, continuando actualmente la producción de dichas plataformas de perforación . Los aspectos de los cascos y cantiveler de dichas plataformas de perforación de piernas independientes con cantilever son similares a los aspectos de los cascos y cantilever en la plataforma cantiveler con mat de las plataformas autoelevables de perforación. Las únicas excepciones son los alojamientos de las piernas y el alojamiento autoelevable.

Mientras la unidad móvil con plataforma autoelevable de perforación mat-Cantiliver costa afuera recae en las piernas tubulares, las piernas en la unidad móvil autoelevable de perforación costa afuera de piernas independientes típica se fabrica de un enrejado de cuerdas verticales unidas y dándoles rigidez mediante soportes diagonales y laterales. Aunque no siempre es el caso, las unidadades móviles de perforación con “piernas de enrejado” utilizan más comúnmente “piernas independientes”, siendo que los diseños tanto del casco, el alojamiento de gatos y los controles, facilitan la elevación o bajada de cada pierna independientemente. Dichas piernas están ubicadas en los “orificios de perforación”, en lugar de estar atadas a una mat – como es evidente contrastan las características para la Plataforma de perforación de piernas independientes en la Figura D2b con la situación correspondiente para la unidad móvil de perforación costa afuera tipo mat que se muestra en la Figura D2a. La referencia 6 señala la evolución del diseño de perforación cilíndrica y por lo tanto es un recurso excelente para evaluar esta característica en la

unidad móvil de perforación con plataforma autoelevable de piernas independientes. El movimiento independiente de las piernas en una plataforma de perforación de piernas independientes se impulsa verticalmente mediante el engrane de cremallera y piñón en las cuerdas de cada pierna, con la rejilla teniendo dientes que engranan en los dientes del piñón, ajustados e impulsados en cada alojamiento de la pierna y controlados desde el alojamiento de elevación. Al igual que la plataforma autoelevable de perforación mat-Cantilever, la unidad móvil de perforación costa afuera de piernas independientes utilizó tres o más piernas – aunque las unidades con tres piernas son más comunes por diversas razones relacionadas con la estabilidad. La Figura D3 presenta una vista de una unidad móvil con plataforma autoelevable de perforación costa afuera de piernas independientes típica.

Figura D 3. Vista de una unidad móvil con plataforma autoelevable de perforación costa afuera de piernas independientes con cantilever

Cuando está en operación, cada pierna puede asentatse en el fondo marino y ajustarse para compensar tanto en superficies inferiores desiguales, como en la penetración en el lecho marino en la medida en que sea requerido. La cantidad de penetración de la pierna depende de la fracción relativa de carga muerta y carga variable (carga viva más almacenamiento/suministros) que va a ser aplicada a cada pierna y que estará sujeta a la capacidad de soporte del suelo marino, la cual se toma en cuenta para la precarga de la plataforma autoelevable de perforación de piernas independientes conforme es asentada de manera inical en el lecho marino. La ventaja de las piernas independientes es que facilita la adaptación a un rango de condiciones diferenciales del fondo – ya sea un lecho marino desigual / no nivelado o la presencia de estructuras laterales en el fondo como los ductos marinos. Aún con las ventajas obtenidas por una unidad móvil de perforación tipo mat, estas plataformas autoelevables de perforación de piernas independientes

tienen desventajas relativas desde la perspectiva del soporte de suelo marino – particularmente en lo relacionado con la "perforación a través de" (por ejemplo, 2, 9-12) que en su momento puede provocar volcadura por inestabilidad (por ejemplo, 13), un fenómeno que también preocupa en el casode las unidadades móviles autoelevables de perforación costa afuera con mat (14). Otros inconvenientes pertenecen a la naturaleza del enrejado utilizado típicamente en la unidad móvil de perforación costa afuera de piernas independientes ya que involucra una fabricación compleja y un número importante de sitios posibles en los cuales se podrían desarrollar y crecer fisuras por fatiga. Esto a su vez, complica la inspección general anual y de cinco años que se le da a estas unidades como parte del proceso de certificación por Clases. Otros problemas bastante complejos también están relacionados con la "diferencia en la fase de las rejillas" generalmente escrita como RFD (por ejemplo, consultar 15, 16) que se puede desarrollar entre las piernas de las plataformas autoelevables de perforación con diseño de piernas independientes.

Unidad móvil de perforación con plataforma autoelevables de perforación Bethlehem típica

Bethlehem Steel Company, y sus astilleros en Beaumont y Sparrows Point Yards, junto con otros 19 astilleros en otros 10 países, han construido modernas plataformas móviles autoelevables de perforación para servicio costa afuera, Bethlehem, con una base de mat (como se determina mediante el análisis de datos reportados en la Referencia 17). Las primeras de estas plataformas de perforación se construyeron en 1969, mientras la última que se conoce al momento de redactar el presente se terminó en 2006. Estas Plataformas autoelevables de perforación se produjeron con la capacidad de perforar en aguas desde 50 a 400 pies de profundidad (~15 a 122 m) y perforar a profundidades de hasta 35,000 pies (10,660 m). Durante el intervalo de 1969 a 2006, se produjeron casi 60 Plataformas autoelevables de perforación Bethlehem – todas consistentes en conceptos y criterios de diseño que se volvieron ampliamente aceptables y típicos desde la perspectiva de plataformas autoelevables de perforación más o menos de mediados a finales de 1970 (por ejemplo, consultar 18).

Las plataformas autoelevables de perforación de Acero Bethlehem son tan típicas como todas las Unidades móviles de perforación costa afuera que utilizan un cantilever para soportar un piso de perforación y un arreglo con una grúa colocada sobre la plataforma desde un casco que está soportado a su vez en tres piernas tubulares que están fijas a un mat. La Figura D1 muestra una plataforma de perforación Bethlehem típica, que Bethlehem designó JU-XXX MC, donde la JU indica una plataforma autoelevable de perforación, las XXX denotan la profundidad máxima del agua en pies y la MC denota al mat-cantilever .

Aunque el diseño típico de una inidad móvil autoelevable de perforación (JU MODU) Bethlehem utiliza piernas tubulares, por lo menos una unidad se produjo con piernas de enrejado fabricadas, como es usual, de cuerdas verticales unidas y dándoles rigidez mediante soportes diagonales y laterales, que es más típico de una unidad móvil autoelevable de perforación de piernas independientes. Esta unidad cuando se construyó fue designada JU-300 MS – donde la S en MS indica la ranura suministrada para alojar la plataforma de producción. Esta plataforma de perforación que es propiedad de Pride Drilling Co. y que se llama Pride Texas, se modificó en 1998 a una configuración cantilever (19). La Figura D4a muestra una vista de esta plataforma de perforación, mientras la Figura D4b la muestra en perfil.

Brian Lee

Plataforma mat-Cantiveler JU-200 Usumacinta

La plataforma de perforación Usumacinta es típicamente una unidad móvil de perforación costa afuera "autoelevable" desarrollada y fabricada por Bethlehem Steel Company. Bethlehem designó a la Usumacinta como JU-200 MC, donde JU indica la plataformas autoelevables de perforación, el 200 indica la profundidad máxima del agua y MC indica el mat-Cantilever. Fue terminada en 1982 por Bethlehem Singapore Private Limited como Casco 4239, siendo construida para Houston Offshore Joint Venture específicamente para utilizarse en el Golfo de México.

La plataforma de perforación inicialmente se llamaba Sabine V y estaba clasificada desde entonces como JU MODU consistente con los requerimientos de clase (por ejemplo, 27) de ABS (Instituto Norteamericano de Transporte Marino). Perforadora Central compró la plataforma de perforación a su dueño original (Houston Offshore Joint Venture) en enero de 1988. Su siguiente dueño continúo su Clase ABS como una unidad móvil autoelevable de perforación costa afuera (JU MODU), que permaneció así hasta el incidente (63) cuando ABS (Instituto Norteamericano de Transporte Marino) suspendió la Clase

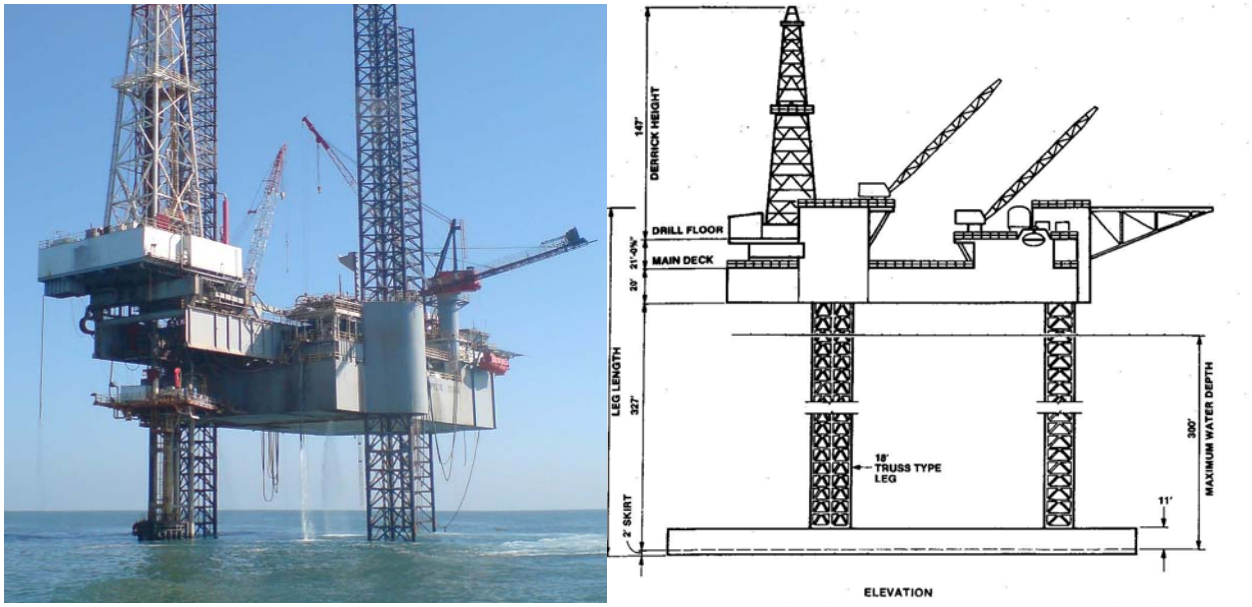


Figura D 4 a/b. Vista de Bethlehem – designada Pride Texas después de su readaptación en 1998 como JU-300 MC

Consistente con los requerimientos, las plataformas de perforación se someten a una evaluación anual, con una evaluación más amplia que se requiere cada cinco años. El proceso de "reclasificación" de cinco años fue iniciado recientemente para la Usumacinta al momento del accidente, pero todavía no estaba completo en todas sus facetas (63). Los detalles en la Referencia 63 indican que este proceso de reclasificación estaba bien, dentro de un marco de tiempo aceptable, con el proceso en buena parte terminado, excepto en lo relacionado al mat. Mientras es esencial reclasificar dichas plataformas de perforación, el propietario de la plataforma de perforación sigue siendo el responsable en todos los aspectos de la funcionalidad e integridad de las plataformas de perforación. La clasificación no exime al propietario de la plataforma de perforación de ninguna responsabilidad.

La configuración típica del Sea Pony, KAB-101 para exploración y producción

KAB-101 es la pequeña plataforma de producción de aguas poco profundas sin tripulación cuyo diseño recae en un soporte único tipo monopolo de gran diámetro. Este diseño que se conoce como "Sea Pony", es un diseño propietario desarrollado por Atlantia [(68)] que actualmente está registrado para Seahorse Platform Partners Limited (EUA). La estructura de Sea Pony está prefabricada en dos secciones conocidas una como subestructura, que se encuentra en gran parte debajo de las líneas de aguas tranquilas (SWL) y una superestructura, que se atornilla en campo a su subestructura y que está en gran parte sobre las Líneas de aguas tranquilas. La cubierta de la superestructura tiene una disposición hasta para tres conductores/pozos.

KAB-101 es un uso típico de la Sea Pony, asentada en aguas a ~24 metros de profundidad en la plataforma continental justo costa afuera de la costa de Tabasco. La KAB-101 tiene tres posibles conductores en uso, con pozos conocidos como Pozo 101, Pozo 121 y Pozo 103. El Pozo 101 entró en producción durante agosto del 2005, este Pozo 101 estuvo en producción un poco más de dos años antes del incidente. El Pozo 121 entró en producción en agosto de 2006 y como tal ha estado en producción durante solamente un año antes del incidente. El Pozo 103 se perforó parcialmente y al momento del incidente fue taponado.

La Figura D5 muestra una vista de una plataforma Sea Pony típica en la cual solamente se desarrolló un pozo. Aunque se puede apreciar en sitio un muro contrafuego en esta vista, la cubierta está escasamente equipada. Dados los sistemas de control y tubería asociados q ue se ven típicamente en un pozo de producción y que se encuentran ausentes en esta imágen, uno podría inferir que este pozo aún no está en producción.

Figura D 5. Vista de una Sea Pony típica

La Figura D6 muestra una plataforma mat-Cantiliver JU-300 Bethlehem (Pride Texas) trabajando en la plataforma KAB-101 durante la perforación. (Específicamente, esta foto muestra a la Pride Texas perforando el Pozo 103). Es evidente en la Figura D6 que hay un espacio grande entre la parte superior del equipo de producción del Sea Pony y el equipo en la parte inferior del piso de perforación (giratorio) del paquete de perforación instalado sobre las vigas cantilever. Este espacio es esencial para evitar el contacto entre el equipo en la plataforma y el que se encuentra debajo del piso giratorio en la plataforma de perforación, que podría ocasionar posibles daños mecánicos al pozo y a su equipo de producción.

Reconociendo la posibilidad de que ocurra un daño conforme se mueve la plataforma de perforación cerca o sobre la plataforma, es usual cerrar el (los) pozo(s) a través de la válvulas (s) de tormenta durante el proceso de posicionamiento y movimiento de la plataforma de perforación. También es evidente que hay un colchón (espacio) de aire importante entre la parte inferior del casco de la plataforma de perforación y las líneas de aguas tranquilas. Este espacio se estableció para evitar los problemas inducidos por las olas en el caso de una tormenta intensa. Este colchón de aire que se requiere como mínimo y que está configurado para limitar los problemas por olas inducidas por una tormenta, se estableció de acuerdo con las regulaciones (por ejemplo, 48) y fue acordado por las aseguradoras (por ejemplo, 25).

Las imágenes posteriores al incidente de Usumacinta que se muestran en las Figuras D7a y D7b muestran un fuerte contraste con relación a la vista del Pride Texas que se muestra en la Figura D6. Debido a que, como se indica anteriormente, la Pride Texas se modificó para incorporar un cantilever, uno que podría inferir que el espacio entre la parte superior del equipo de producción de Sea Pony y el equipo en la parte inferior del cantilever es único para esa configuración. En consecuencia, para evitar la confusión debido a esta diferencia, las Figuras D8a y D8b muestran la configuración usual para una plataforma de perforación de la plataforma cantilever con mat JU-200, en este caso la Grijalva – que es una plataforma autoelevable de perforación hermana de igual diseño que la Usumacinta y que se construyó en 1984 (y que también es propiedad de Perforadora Central).

Brian Lee

Figura D 6. Vista de Pride Texas sobre la plataforma KAB-101

Estas vistas del Grijalva enfatizan los puntos indicados anteriormente que contrastan con la situación anterior al incidente de la Figura D6 a la situación posterior en la Figura D7 – es decir, hay un intervalo mínimo que se requiere entre la parte superior del equipo de producción de Sea Pony, incluyendo una cubierta Texas si se utiliza, y el equipo de la parte inferior del cantilever. De lo contrario, habría contacto mecánico entre estas porciones de la plataforma y de la plataforma de perforación y se pondría en peligro el control e integridad del pozo como se ilustra esquemáticamente en la Figura D9. Dichas circunstancias son consistentes con los eventos como se reportó en los días posteriores al incidente y como se describe en el Anexo G con relación al marco de tiempo de eventos detallados. También son consistentes con los eventos reportados por unos cuantos sobrevivientes que observaron estos detalles, incluyendo los dos "segundos" que bajaron a la plataforma KAB-101 para acabar con la fuga en el Pozo 121. Es por eso que gran parte del enfoque de este Análisis causa raíz es analizar cómo y por qué se vio comprometido este espaciamiento, llevando a posibles daños mecánicos del pozo, su equipo de producción, resultando en las fugas inicial y continuada.

Figura D 7. Vistas posteriores al incidente en la popa y popa/estribor de Usumacinta

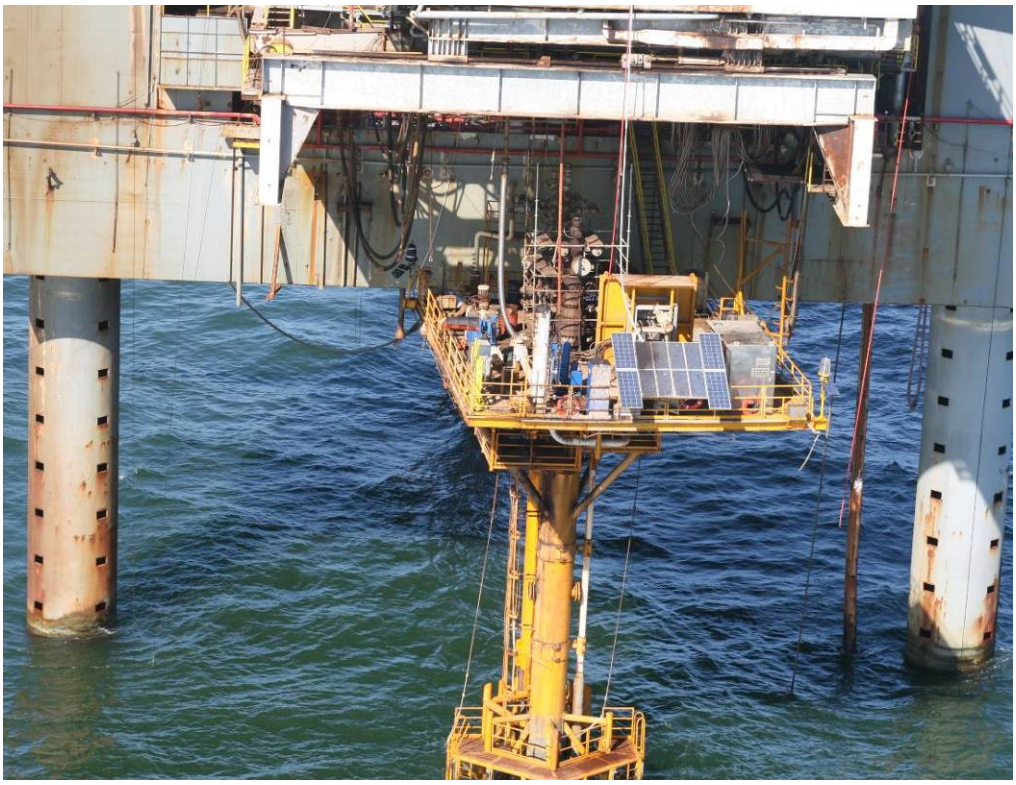


Figura D 8a/b. Vistas del estribor y popa de Grijalva trabajando sobre un Sea Pony

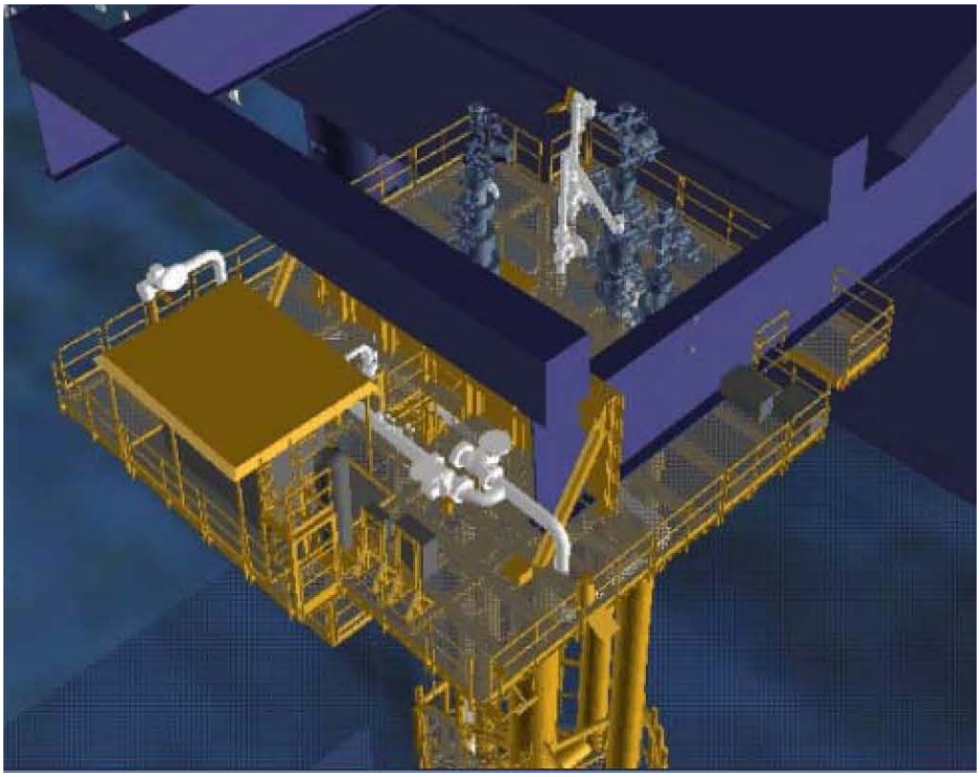


Figura D 9. Esquema posterior al incidente de la cubierta de la plataforma KAB-101

Anexo E
Estadísticas y análisis relevantes de las Unidades Móviles de Perforación (MODU) costa afuera

Uso relevante de la plataforma autoelevable de perforación y estadísticas de incidentes/accidentes

Las Tablas E1 y E2, que fueron elaboradas con registros públicos [por ejemplo, 19, 22,23], presentan datos históricos a nivel mundial del uso asociados de todas las populares unidades móviles de perforación costa afuera (MODU´s), incluyendo las plataformas autoelevables de perforación mat-Cantiveler y las de piernas independientes, las barcazas de perforación, los buques de perforación y las semisumergibles. Para estas unidades móviles de perforación costa afuera, los resultados en estas tablas se enfocan específicamente en las plataformas autoelevables de perforación, buques de perforación y semisumergibles debido a que estos tipos de unidades móviles de perforación costa afuera, dominan por mucho este segmento del mercado.

Los resultados en la Tabla E1 indican que después de décadas, la plataforma autoelevable de perforación se conserva como el concepto de unidad móvil de perforación costa afuera más popular en uso actualmente, a pesar de sus limitaciones para aplicaciones que involucran aguas con una profundidad más baja. Es aparente a partir de esta tabla, que a nivel mundial, la plataforma autoelevable de perforación es el tipo más utilizado de plataformas de perforación [22,23] – con más de 90% de plataformas de perforación en uso actualmente de las que están disponibles, a pesar de su limitación por la poca profundidad de agua y tomadando en cuenta que más de 400 plataformas de perforación autoelevables están en uso hoy en día [17]. No obstante los resultados que se muestran en la Tabla E1 reflejan el historial reciente, dichas tendencias son típicas a largo plazo.

Tabla E 1 Uso Internacional de plataformas de perforación de unidad móvil de perforación costa afuera

Uso a nivel mundial de plataformas de perforación costa afuera
Estadísticas para los segmentos principales de la flota de plataformas de perforación costa afuera competitivas
De rigzone.com http://rigzone.com/data/utilization_rigtype.asp

	<---Buques de perforación--->			<----------Auto-Elevables------->			<-------Semisumergibles------->		
	utilizado	disponible	fracción	utilizado	disponible	fracción	utilizado	disponible	fracción
Octubre 2007	33	35	0.943	337	362	0.931	139	155	0.897
Septiembre 2007	32	35	0.914	335	362	0.925	136	155	0.877
Agosto 2007	32	35	0.914	331	360	0.919	140	155	0.903
Julio 2007	31	35	0.886	332	359	0.925	143	155	0.923
Junio 2007	30	35	0.857	326	355	0.918	143	155	0.923
Mayo 2007	30	35	0.857	323	353	0.915	138	155	0.89
Uso promedio			0.895167			0.922167			0.902167
La autoelevable es la más dominante									

La Tabla E2 proporciona información sobre la distribución geográfica de la unidad móvil de perforación costa afuera. Es evidente a partir de la Tabla E2 que el Golfo de México mexicano se encuentra entre las regiones de mayor uso de la unidad móvil de perforación costa afuera en el mundo (superior al 70%), y donde el uso es significativamente mayor que en el Golfo de México de EUA (con solamente el 53.5%).

La Tabla E3 presenta datos reproducidos de la Referencia 19 que contrastan con la experiencia de incidentes para la plataforma autoelevable de perforación mat-Cantilever con relación a la plataforma autoelevable de perforación de piernas independientes con cantilever. Estos

Brian Lee

resultados indican que la operación en el Golfo de México representa un riesgo importante para la unidad móvil de perforación costa afuera, ya que casi la mitad de estos incidentes en el mundo ocurrieron en el Golfo. Estos resultados muestran claramente que la plataforma cantiveler con mat es mucho más segura en realción con la plataforma de perforación de piernas independientes con cantiveler, ya que solamente una décima de estos incidentes están involucrados con la unidad móvil de perforación costa afuera con mat. Por lo tanto, la decisión de utilizar las plataformas autoelevables de perforación de plataforma cantiveler con mat, tomada por PEMEX es bastante racional. Los registros disponibles indican que alrededor de 60 plataformas de perforación Bethlehem se encuentran en servicio actualmente y comprenden cerca de un octavo de las plataformas autoelevables de perforación en servicio [17].

La situación actual es que solamente unas cuantas plataformas autoelevables de perforación Bethlehem se han retirado o perdido ya sea en tránsito o en servicio. En total, cerca de la mitad de las unidades móviles de perforación costa afuera Bethlehem fabricadas son del mismo tipo que la Usumacinta. Las plataformas autoelevables de perforación mat-Cantiveler Bethlehem son el segundo diseño más popular, siendo las unidades de la plataforma de perforación de piernas independientes con cantilever diseñadas y fabricadas por LeTourneau [17] las más comunes. Mientras ha disminuido la producción de plataformas de perforación Bethlehem, esta observación refleja la utilidad limitada de plataformas autoelevables de perforación en términos de profundidad en el agua – ya que cada vez más la exploración y producción se está moviendo a aguas más profundas. Por lo tanto, esta disminución se relaciona con los límites en utilidad contraria a otros factores [24].

Tabla E1. Uso relativo de unidad móvil de perforación costa afuera en el Golfo de México mexicano

Nombre de la región	Rigs contratados		Flota de Rigs		Utilización	
					%	fracción
Africa-Otros	1 rigs	1	3 rigs	3	33.33	0.333
Africa-Oeste	64 rigs	64	70 rig s	70	91.43	0.914
Africa-Caspian	17 rigs	17	25 rigs	25	68.00	0.680
Asia-Lejano Este	23 rigs	23	68 rigs	68	33.82	0.338
Asia-sur	47 rigs	47	50 rigs	50	94.00	0.940
Asia-SurEste	66 rigs	66	146 rigs	146	45.21	0.452
Australia	18 rigs	18	20 rigs	20	90.00	0.900
Mar Muerto	13 rigs	13	14 rigs	14	92.86	0.929
Europa-Este	3 rigs	3	10 rigs	10	30.00	0.300
Europa-Mar del Norte	158 rigs	158	162 rigs	162	97.53	0.975
Mediterráneo	20 rigs	20	23 rigs	23	86.96	0.870
Medio Oriente- Golfo Pérsico	75 rigs	75	99 rigs	99	75.76	0.758
Medio Oriente- Mar Rojo	15 rigs	15	15 rigs	15	100.00	1.000
N. América- Atlántico Canadiense	3 rigs	3	3 rigs	3	100.00	1.000
N. América- Pacífico Canadiense	0 rigs	0	1 rigs	1	0.00	0.000
N. América-México	**50 rigs**	**50**	**68 rigs**	**68**	**73.53**	**0.735**
N. América - US Alaska	1 rigs	1	4 rigs	4	25.00	0.250
N. América - US Golfo de Mex	**145 rigs**	**145**	**271 rigs**	**271**	**53.51**	**0.535**
N. América - US Otros	2 rigs	2	28 rigs	28	7.14	0.071
S. América - Brasil	42 rigs	42	45 rigs	45	93.33	0.933
S. América - Otros & Caribe	12 rigs	12	16 rigs	16	75.00	0.750
S. Améica - Venezuela	30 rigs	30	45 rigs	45	66.67	0.667
Todo el Mundo (Ninguna Región)	1 rigs	1	3 rigs	3	33.33	0.333

Tabla E2. Incidentes en la plataformas mat-cantilever vs. las unidadade móviles autoelevables de perforación costa afuera de piernas independientes con cantilever

Consultar siguiente página.

Brian Lee

Name	*Foundation Type*	*Location*	*Designer*	*Year*	*Comment*
Kolskaya	Legged	Norwegian North Sea	-	1990	Scour
West Omicron	Legged	Norwegian North Sea	-	1995	Punch-through, one leg sank 1.5 m
Monarch	3 Legged	Southern North Sea	Friede & Goldman L780 Mod V	2001-02	Scour, Eccentric Loading, RPD
Monarch	Legged	Southern North Sea	Friede & Goldman Mod V	2002	2 legs damaged from uneven seabed/scour
Monitor	Legged	Central North Sea	Friede & Goldman Mod V	2000	1 leg damaged from uneven seabed
101	Legged	Central North Sea	KFEL's modified Mod V	2000	1 leg damaged from adjacent footprint
-	Legged	Gulf of Mexico	-	-	Punch-through
-	-	Gulf of Mexico	-	-	Footprint
Dixilyn Field 81	3 Legged	Gulf of Mexico	-	1980	Additional penetration in Hurricane Allen
Penrod 61	3 Legged	Gulf of Mexico	Le Tourneau, Inc	1985	Additional penetration in Hurricane Juan
Maverick I	Legged	Gulf of Mexico	-	1965	Overturned in hurricane BETSY(220' WD) / Punch-through
Pool Ranger 4	-	Gulf of Mexico	-	1997	Break-through or slide into crater
Pool 55	-	Gulf of Mexico	-	1987	Soil failure when drilling
Zapoteca	Legged	Gulf of Mexico	-	1982	Punch-through while jacking up
John Sandifer	Legged	Gulf of Mexico	Levingston 111S	2002	1 leg damaged from extra penetration
Transgulf Rig 10	Legged	Gulf of Mexico	-	1959	Capsized when preparing to move/ punch-through
Mr Gus 1	Legged	Gulf of Mexico	-	31 Mar 1957	Punch-through- Tilted 9 degrees. Later capsized in Hurricane Audrey (1 Fatality)
Penrod 52/ Petrel	Legged	Gulf of Mexico	-	9 Sep 1965	Punch-through & Capsized moving on then bit by Hurricane Betsy
Bigfoot 2	Legged	Gulf of Mexico	-	20 Oct 1987	2 Bow legs broke through while preloading- 21 deg list. 1 corner of hull 10' underwater. CTL
Keyes 30	Legged	Gulf of Mexico	-	23 Feb 1988	Bow leg punch-through 2 m while preloading legs bent-listed. Constructive total loss.
Western Triton 2	Legged	Golf of Mexico	-	8 Jan 1980	1 Leg break through 22'- Jacking up-Damaged Jacking System and chord-crew in sea
Dresser 2	-	Gulf of Mexico	-	28 Apr 1968	Overturned due to soils failure
Harvey Ward	Mat	Gulf of Mexico	-	1980	Mudslide (Total Loss) Mat Foundation
-	Legged	Gulf of Mexico	-	-	Punch-through
-	Legged	Gulf of Mexico	-	-	Punch-through
Triton II	Legged	High Island, Off Texas	-	1980	1 leg Punch-through during preloading, 2 other legs buckled
-	Legged	Brazil	-	-	Punch-through
-	Legged	Brazil	-	-	Punch-through
High Island V	Legged	Brazil	-	1982	Punch-through while jacking up
Hakuryu 9	Legged	Bay of Bengal, North Sumatra	-	1987	Punch-through
-	Legged	Brazil	-	-	Punch-through
-	Legged	Brazil	-	-	Punch-through
High Island V	Legged	Brazil	-	1982	Punch-through while jacking up
Hakuryu 9	Legged	Bay of Bengal, North Sumatra	-	1987	Punch-through
Hakuryu 7	Legged	Bay of Bengal, North Sumatra	-	1987	Punch-through
Dixilyn Field 83	Legged	Indian Ocean	-	20 Nov 1986	Starbd Leg broke through/capsized preloading@4m air gap off Bombay
60 Years of Azerbaijan	-	Caspian Sea	-	1983	Seabed failure/ volcanic action (5 Fatalities)
Baku 2	Legged	Caspian Sea	-	1976	Capsized and sank while drilling/ jacking up?/Punch-through? First location, age 0
Marlin 4	Legged	South America	-	1980	Jack house split, 3 legs damaged due to seabed Slide- Hull dropped-30ft down bow leg-when jacking
Rio Colorado I	Legged	Argentina	-	1981	Punch-through of one leg offshore
Gemini	Legged	Gulf of Suez	-	1974	Punch-through/ Leg failure whilst in-situ (18 Fatalities)
Victory	Legged	South Australia	Modec 300C-35	1996	3 legs damaged from Punch-through
Harvey Ward	Legged	Indonesia	Friede & Goldman Mod II	1998	3 legs damaged from Punch-through?
Gulftide	4 Legged	Sable Island, Canada	-	1977	Damaged due to scour
57	Legged	South China Sea	Friede & Goldman Mod II	2002	Rapid Leg Penetration
Ekhabi	Legged	Persian Gulf	Lev MSC CJ50	2001	Punch-through

Brian Lee

Anexo F
Amenazas costa afuera para la unidad móvil de perforación

F1: Plan de desarrollo del sitio
F2: Historial de clima y estados de mar relacionados
F3: Pronósticos retrospectivos del clima en resumen
F4: Soporte y estabilidad del suelo
F5: Perforación y producción

Brian Lee

Amenazas costa afuera para unidadades móviles de perforación

Riesgos y amenazas para la unidad móvil autoelevable de perforación mat-Cantiliver

Al igual que cualquier sistema de ingeniería, las amenazas a la utilidad contínua en términos de su función e integridad son específicas al uso y ubicación del sistema. En el caso de los sistemas de exploración y producción que operan costa afuera en comparación con las ubicados en tierra, las diferencias esenciales de estas amenazas tienen que ver en gran con el medio ambiente de operación y la función del sistema – es decir, los vientos y estados de mar relacionados – y la función del soporte del suelo y perforación/petroquímica. Estos sistemas son el enfoque presente – la unidad móvil de perforación costa afuera – asentada en el lecho marino de manera que las amenazas también difieren en términos de las condiciones del soporte del suelo marino – las cuales están determinadas en gran parte por la naturaleza del lecho marino sobre la formación donde se encuentra el petróleo. Debido a que las amenazas en los sistemas estructurales que se encuentran en tierra son bastante bien conocidos, esta sección se enfoca en los aspectos específicos relativos a las situaciones y detalles de la localización que existen costa afuera justo como se indica. Una vez evaluadas las anteriores, se continúa con las amenazas clave que están relacionadas con la plataforma de perforación y su diseño, también en respuesta a estos impulsores únicos costa afuera. Este anexo también incluye un resumen de los resultados de los pronósticos retrospectivos de clima realizados para este incidente (en el Anexo N se pueden encontrar los detalles completos de este informe de trabajo).

F1: Plan de desarrollo del sitio y evaluación relacionada con los riesgos

Las decisiones que se toman sobre el desarrollo de un campo costa afuera son comparables a las decisiones que se toman en campos en tierra, excepto por la consideración de los aspectos genéricos identificados anteriormente. Como lo indica la Figura 1, estas decisiones se desarrollan a través de cuatro pasos: evaluaciones conceptuales, análisis preliminares, diseño y construcción y después operación. La decisión de moverse a lo largo de esta ruta tiene como base en cada paso un análisis de los costos y beneficios, aumentando el grado de exactitud y precisión de este análisis conforme el plan de desarrollo se mueve de conceptual a real. Para las aplicaciones costa afuera, esta secuencia de decisiones probablemente es más incierta que para los desarrollos en tierra – simplemente porque para los campos descubiertos recientemente, la información que caracteriza las amenazas asociadas con los vientos, los estados de mar, el soporte del suelo marino y los aspectos petroquímicos/perforación están generalmente definidos en forma más deficiente que con relación a una situación en tierra. Esto es particularmente real cuando el sitio lo determina el escenario de la formación donde se encuentra el petróleo, que establece las condiciones de soporte del suelo, el clima y también puede restringir el asentamiento y los permisos al considerar estos aspectos.

La Tabla F1 resume algunas de las amenazas o peligros de alto nivel que deben evaluarse al pasar por cada uno de los cuatro pasos del plan de desarrollo en sitio como se muestra en la Figura F1. Como se implementó en México [175], el plan de desarrollo en sitio recae en las políticas de nivel unitario, corporativo y procedimientos, que están documentados, por ejemplo, en las Referencias 176 a 183.

Brian Lee

Los aspectos que se cubren en la secuencia en la Tabla F1 incluyen el soporte y estabilidad del suelo marino, los vientos y los estados de mar que relacionados actúan en la plataforma autoelevable de perforación y entre ésta y sus aspectos relacionados de perforación/operación. Aunque no es obvio, esta tabla simple tiene un alcance muy extenso, que se ilustra en las cuatro subsecciones que siguen y que tratan con:

- los vientos y estados de mar relacionados que actúan en la plataforma de perforación,
- los pronósticos retrospectivos del clima,
- los aspectos de estabilidad y soporte del suelo marino, y
- la plataforma de perforación y aspectos de operación/perforación y petroquímica relacionados.

De las tres amenazas consideradas en estas subsecciones, las primeras dos tienen un subconjunto de la tercera que será identificada subsecuentemente como factores causales de primer orden para los incidentes de la unidad móvil de perforación costa afuera, una tendencia que está soportada en las estadísticas de accidentes en el Anexo E. Por esta razón, se resaltan con negritas, las amenazas probablemente más críticas en la Tabla F1.

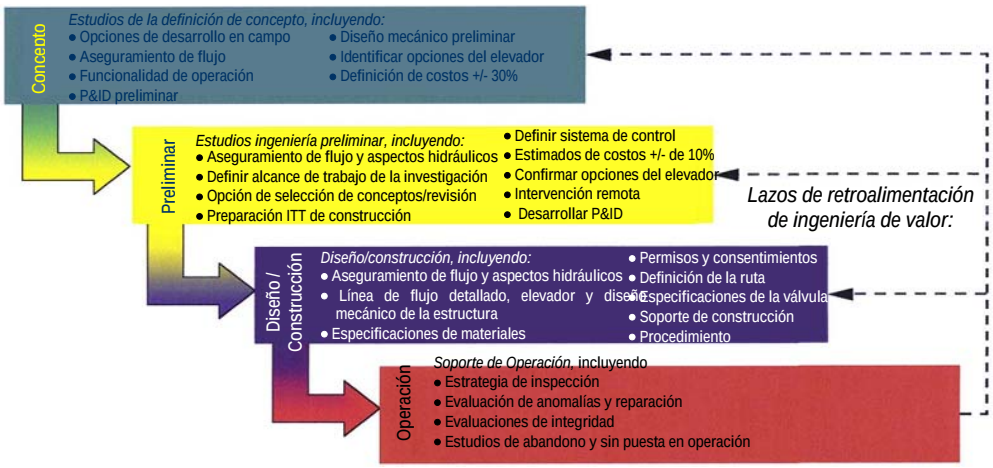


Figura F 1. Etapas en un plan de desarrollo típico

Cada uno de los primeros, segundos y cuartos aspectos listados anteriormente con viñetas representan amenazas o peligros que se deben anticipar y planear con anticipación dentro del plan de desarrollo y tomarse en cuenta para el plan de administración de riesgos que se desarrolla para definir la planeación, administración y respuesta a emergencias. La planeación, administración y respuesta a emergencias debe ser lo suficientemente fuerte para tratar con cualquier eventualidad, una vez que se haya realizado el plan de desarrollo y se inicie la operación.

Tabla F 1. Amenazas/peligros considerados en un plan de desarrollo típico

Ubicación	Estado	Amenaza / Peligro
Línea de lodo y/o inferior	normal o alterado	**Soporte y estabilidad para el soporte del suelo**
Superior a la línea de aguas tranquilas	normal o alterado	**clima / viento / olas**
Plataforma de perforación	normal o alterado	**falla estructural/fallo debido a las condiciones del sitio**
		liberación – producción relacionada con (explosión/elevador/tubería) – combustible, tóxico o asfixiativo
		liberación – relacionada con el proceso – combustible, tóxico o asfixiativo
		liberación – incendio/explosión sin proceso
		falla eléctrica/fallo – chispas/iluminación
		falla en la comunicación/fallo
		otra falla del equipo/pérdida de controles
		falla estructural/fallo (como impulsor independiente)
		accidente – personal/laboral
dentro/en el agua o aire	normal o alterado	accidente – transportación/cambio de tripulación/transferencias en campo – buque asistente (para cada categoría de buque, velocidades de eventos/energizado/inclinación) o helicóptero – buceo
	Alterado	Sistema de sobrevivencia - relacionado a falla o fallo

F2: Historial del clima y estados de mar relacionados

Como en el caso de los aspectos del soporte del suelo marino, la línea única en negritas que enfoca los problemas metoceánicos, incluye también un amplio rango de consideraciones de amenazas. La literatura es amplia en términos de amenazas y peligros relacionados con aspectos metoceánicos, justo como lo es para cada uno de los otros elementos que son el enfoque de cualquier plan de desarrollo para la producción de una formación costa afuera. La información histórica disponible en términos de rangos en diversas partes el Golfo de México, habla de una gran cantidad de tormentas, que van desde huracanes y tormentas tropicales hasta frentes fríos. Están disponibles, tanto en libros que presentan los aspectos rudimentarios desde una perspectiva costa afuera (por ejemplo, 31), como los recursos en línea (por ejemplo, 32) que a su vez abren la puerta a una gran cantidad de enlaces adicionales. La literatura disponible también enfoca estos aspectos (por ejemplo, 10, 33-35).

No obstante estuvieron disponibles los detalles históricos sobre las condiciones de soporte y estabilidad del suelo marino que existen en el escenario del campo KAB, los datos que

identifican los parámetros metoceánicos históricos no estuvieron tan bien caracterizados. Sin embargo, los recursos en línea sí proporcionan imágenes de satélite a través de diversas tecnologías que enfocan el Golfo de México, cubriendo las formaciones usuales de nubes hasta tormentas de intensidad variable, pero más típicamente huracanes y depresiones tropicales. En forma reciente, Control Marino [36] soporta los aspectos metaoceanicos de vientos, olas y el clima que se toman en consideración para cualquier plan de desarrollo de PEMEX para sureste del Golfo de México.

De forma potencial el clima severo tiende a aproximarse a esta región del Golfo de México, ya sea del este al oeste, durante la estación de huracanes y tormentas tropicales, cuando los vientos giratorios representan una amenaza, o de norte a sur durante el periodo de frentes fríos que sigue, en los cuales los vientos en línea recta representan la amenaza. Debido a que estos huracanes deben aproximarse a esta región pasando sobre la Península de Yucatán, su alcance es relativamente pequeño. También, dichas tormentas se deben debilitar al pasar sobre la península en comparación con las condiciones que tienen al aproximarse a Yucatán. Por el contrario, el alcance de los frentes fríos para el sureste del Golfo de México es muy grande, ya que se desarrolla sobre casi la distancia total de norte a sur del Golfo. Esto crea la posibilidad que los estados del mar sean más severos en función de la velocidad del viento para los frentes fríos en comparación con los vientos giratorios – aún siendo iguales.

Los estados del mar pueden ser caracterizados en diversas formas; se pueden incluir las métricas de su severidad, para cuantificar la carga ambiental, evaluar las amenazas relacionadas y evaluar los requerimientos y enfoques para la mitigación. Los parámetros útiles en este contexto, incluyen profundidad del agua, altura de las olas, periodos pico, direccionalidad, extensión, velocidad del viento, ráfagas, perfil, velocidad de corrientes, oleajes y flujos. Las amenazas específicas para las plataformas de perforación involucradas incluyen el coeficiente de dragado de las piernas, las áreas de la sección cruzada del viento, la cinemática de olas, el bloqueo de corrientes, el crecimiento marino y aspectos como olas solitarias y periodo de regreso como una función de severidad. Las interacciones específicas de las plataformas de perforación con la métrica de severidad incluye la interacción de estructuras-fluidos, interacción de estructura-tierra, que pueden depender de los periodos naturales de las olas con la estructura con un(a) posible cancelación/refuerzo. El objetivo fundamental es establecer la respuesta de las plataformas de perforación en términos de corte en el fondo marino y el momento de regreso. Lógicamente es deseable tener la probabilidad de una distribución de las cargas extremas y así en adelante, pero las plataformas de perforación se han utilizado exitosamente costa afuera mucho antes que se entendieran estos problemas. Aun hoy en día, estos aspectos están frecuentemente caracterizados por sus efectos adversos, excepto por casos especiales donde se perciben amenazas únicas.

Las mejores prácticas cuando se desarrollan protocolos y procedimientos de Planeación, administración y respuesta a emergencias con base en los riesgos identificados mientras se mueve a través del plan de desarrollo, evalúan típicamente la amenaza metoceánica que representa el clima histórico local o en los alrededores para las plataformas de perforación sobre una formación.. No obstante que los datos específicos del sitio aparentemente no estuvieron disponibles durante el desarrollo del campo KAB, ahora debido a la existencia y función de Control Marino que surgió después de ese desarrollo [36], dichos datos se miden desde entonces y podrían proporcionar una vista retrospectiva de la severidad metoceánica absoluta o relativa.

Brian Leis

Esto podría facilitar tener un mejor entendimiento de la severidad y riesgo de huracanes y tormentas tropicales relacionadas con frentes fríos.

La motivación de una evaluación actualizada de las condiciones metoceánicas locales para el campo KAB se deriva de diferentes fuentes. En primer lugar, la parte histórica significa medir como ha evolucionado la severidad de la tormenta (por ejemplo, altura de las olas) así como las definiciones y exactitud relativa de las métricas de severidad de la tormenta (por ejemplo, altura de las olas o intensidad de vientos importantes). Tales cambios llevan a algunos autores a contrastar los resultados de 100 años históricos de un periiodo de retorno con valores de 50 años de retorno modernos y concluyen "en el histórico, los números estuvieron muy por debajo de lo que fue determinado finalmente como valores de 50 años de retorno[10]". De la misma manera, al elaborar el informe para la Dirección General de Recursos Minerales de los Estados Unidos , que es responsable de todos los desarrollos costa afuera en los Estados Unido, se ha establecido [37] que "hay una diferencia significativa entre cómo los datos (metoceánicos) son interpretados por organizaciones diferentes para el mismo acontecimiento, lo que lleva a la conclusión de que son necesarias ideas adicionales en relación con las diferencias en la metodología, la filosofía y finalmente en los valores que especifica cada empresa". En segundo lugar, los cambios climáticos y el calentamiento global podían implicar que la severidad de las tormentas está aumentando de tal manera que las medidas históricas no estiman la severidad real. Finalmente, debido a posibles cambios en la severidad, los que tienen una perspectiva histórica podrían reaccionar equivocadamente de manera débil a un pronóstico de clima severo – motivado por su perspectiva de que "nunca ha sido tan malo".

Es suficiente hacer notar aquí que los vientos y olas importantes fueron reportados durante el periodo anterior a, así como durante, el incidente objeto de nuestro estudio, como es evidente en la Figura F2. Esto sugiere que los aspectos metoceánicos constituyen un posible factor causal para este incidente. Como se indica anteriormente, la Figura D7 muestra evidencia de factores teniendo un papel causal de aspectos como el soporte del suelo marino, que dadas las tendencias en la Figura F2, indican que tres elementos en negritas en la Tabla F1 tienen roles causales verosímiles en este incidente.

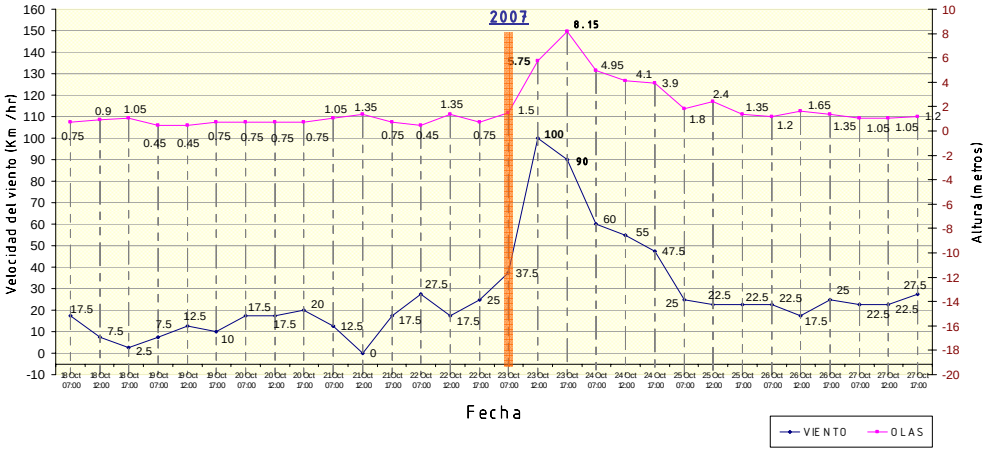


Figura F 2. Historial de viento y olas antes y durante el incidente (en Rebombeo) [36, 38]

F3: Pronósticos retrospectivos del clima

La recreación de pronósticos retrospectivos de las condiciones costa afuera para el 23 de octubre en el sureste del Golfo de México y la Bahía de Campeche, fueron elaborados por dos empresas meteorológicas que se especializan en el Golfo de México: Wilkens Weather Technologies y Oceanweather, Inc. Las técnicas que utilizaron para generar pronósticos retrospectivos incluyen análisis estadísticos de boyas y datos de estaciones climáticas en la plataforma tanto a bordo, como simulaciones numéricas. Estas técnicas son objeto de revisión entre miembros [184,185] y se aceptan como normas industriales, por las empresas específicas que las conservan para propósitos actuales, además de ser utilizados ampliamente en análisis relacionados de la Dirección General de Recursos Minerales de EE.UU. El trabajo de nuestros subcontratistas se cita por ejemplo en las Referencias 37 y 45, que proporcionan una vista retrospectiva de dos huracanes que ocasionaron daños a instalaciones de exploración y producción en el Golfo de México de los Estados Unidos a nombre de la Dirección General de Recursos Minerales de los Estados Unidos. La referencia 186 proporciona una descripción general de la tecnología y procesos involucrados.

La diferencia más notable entre los pronósticos retrospectivos desarrollados por nuestros dos subcontratistas se encuentra en la resolución temporal que utilizaron. Oceanweather, Inc. proporciona condiciones de pronóstico retrospectivo cada 30 minutos, mientras Wilkens Weather Technologies proporciona condiciones de pronóstico retrospectivo cada 3 horas. El Apéndice N presenta los informes completos de sus esfuerzos, considerando que aquí se proporciona un resumen de los resultados.

Las Tablas F2 y F3 presentan las condiciones máximas para vientos, olas y corrientes, (donde se encuentran disponibles) de ambas firmas. Las alturas importantes de las olas (la más alta de 1/3 de todas las olas) va de 6.71 a 7.60 metros mientras las alturas máximas de las olas (posiblemente la ola más alta) va de 10.97 a 12.42 metros. El pronóstico retrospectivo de Oceanweather, Inc. tiende a indicar estados en gran escala tanto para el viento como para las olas debido a la resolución temporal más refinada de los pronósticos retrospectivos, que mejor capturan los eventos pico. El Apéndice N proporciona gráficas preparadas por Oceanweather, Inc. que ayudan a visualizar el estado máximo del viento y el mar como se desarrolló a través del Golfo de México el 23 de octubre de 2007.

Tabla F2. Pronóstico retrospectivo de Wilkens Weather Technologies para el 23 de octubre 2007.

Pronóstico reprospectito de Wilkens Weather	
Altura máxima de una ola importante (pies)	22
Altura máxima de una ola importante (m)	6.71
Altura máxima de la ola (pies)	36
Altura máxima de la ola (m)	10.97
Viento máximo sostenido (kts)	46
Ráfagas de viento máximas (kts)	69

Tabla F3. Pronóstico retrospectivo de Oceanweather Inc. para el 23 de octubre de 2007

OceanWeather	
Altura máxima de una ola importante (pies)	24.93
Altura máxima de una ola importante (m)	7.60
Altura máxima de la ola (pies)	40.80
Altura máxima de la ola (m)	12.42
Viento sostenido máximo (m/s)	21.51
Viento sostenido máximo (kts)	41.43
Ráfagas de viento máximas (ms)	62.5941
Corriente máxima (ms)	0.494

Una métrica útil de la intensidad de una tormenta es la comparación de eventos con valores estadísticos correspondientes a torrmentas de 1, 50 y 100 años. Estos estimados están sujetos a diferencias en los métodos y definiciones para la medición de los diversos parámetros sobre el intervalo de interés. Con esta advertencia, se utilizaron los análisis de todos los datos disponibles en el Golfo de México para determinar los intervalos de recurrencia de 1, 50 y 100 años para las condiciones de viento y olas indicados en la Tabla F2 y F3, en la medida que se obtuvieron datos confiables y disponibles. Como se detalla en el Anexo N, este análisis indica que ambos pronósticos retrospectivos están cerca del rango de una tormenta recurrente al año para en todo el año para todos los tipos de tormentas (por ejemplo huracanes, tormentas tropicales menos intensas, frentes fríos y otras tormentas). Sin embargo, cuando se realizó esta evaluación con relación a las tormentas que hubo en el mes de octubre y que excluye tormentas tropicales, entonces este evento de clima cae cerca de un evento en 50 años.

Esto indica que el Frente Frío 4 fue una tormenta severa que ocurrió a una frecuencia de una vez en 50 años cuando se evaluó en el contexto de clima para el mes de octubre. En contraste, el Frente Frío 4 no es peor de lo que podría haberse experimentado una vez al año cuando se consideraron todas las formas de clima (es decir, tormentas tropicales y no tropicales).

F4: Soporte y estabilidad del suelo marino

La línea única en negritas en la Tabla F1 que se enfoca en los problemas de soporte del suelo incluye, dentro de ésta, un amplio rango de condiciones geológicas y geotécnicas específicas del sitio, que determinan las condiciones de soporte y estabilidad y así caracterizan el soporte del suelo marino disponible para cualquier plataforma de perforación que se proponga utilizar en ese sitio (por ejemplo, 4-9, 12-16). La lógica establece que se pueden evaluar estos parámetros para identificar el mejor tipo de plataforma de perforación para ese sitio. La lógica también establece que cualquier cambio importante dependiente del tiempo que impacte la viabilidad del soporte del suelo marino se evalúe cada vez que una plataforma de perforación se va a trasladar a un sitio. En consecuencia, las prácticas industriales incluyen la consideración de las condiciones del soporte del suelo marino – una práctica que se implementó para caracterizar las propiedades del soporte suelo marino antes de construir la plataforma KAB-101[30] así como antes de mover la Usumacinta a la plataforma KAB-101[29]. Las prácticas industriales adoptadas por las aseguradoras (incluyendo aseguradoras asociadas con el movimiento de Usumacinta), incluyen

los mapas del fondo marino para asegurar la viabilidad del sitio para el tipo de plataforma de perforación que se consideró. Es debido a esta práctica que, a pesar del número importante de unidades móviles de perforación con plataformas autoelevables costa afuera en servicio, el número de fallas debidas a problema con el soporte del fondo marino relacionadas con este tipo de plataformas han disminuido a través del tiempo [2, 3, 6, 12, 28].

De hecho, el uso de estas mejores prácticas industriales para caracterizar las condiciones del soporte del suelo marino ha producido un registro admirable de monitoreo. Sin embargo, estas prácticas tienden a ser recientes – viendo a la apariencia física del fondo marino como una métrica de cambio. Sin embargo, dichas propiedades del fondo marino pueden disminuir a través del tiempo debido a los orificios cilíndricos de penetración (can-holes)[6], así como también sería posible debido a una importante falta de coincidencia entre las huellas de los Mats. Estos cambios representan una amenaza para el desempeño seguro del soporte del suelo marino donde son asentadas las plataformas autoelevables de perforación móviles. Estos peligros pueden y deberían evitarse investigando las condiciones de la subsuperficie, reduciendo por lo tanto el riesgo de fallas en el soporte del suelo marino. Estas amenazas existen en términos de pérdida de soporte así como de inestabilidad dependiendo de la ubicación de las piernas o mat con relación a cualquier posicionamiento anterior en cuanto a la debilidad del soporte del suelo marino inducida por este uso. Para resolver este aspecto, sería adecuado utilizar métricas de densidad de suelos o rastrear el historial de las plataformas autoelevables de perforación de acuerdo a su tipo en cuanto a su localización, así como su impacto estructural en el fondo marino, dado que una falla en el soporte del suelo marino puede ser desastrosa.

Desde que la primera plataforma autoelevable de perforación móvil – la Barnsdale-Hayward-Breton Rig 20 – se utilizó fuera de la costa de Louisiana en 1949, se han desarrollado una amplia variedad de diseños para plataformas autoelevables de perforación. Éstas se pueden dividir en dos amplias categorías de acuerdo a su soporte en el suelo marino. Estas categorías incluyen el concepto de piernas independientes y el concepto de mat, que como se indica anteriormente, impusieron muchas demandas diferentes en el soporte del suelo marino. Las unidads móviles autoelevabl es de perforación costa afuera de piernas independientes generalmente tienen áreas de soporte que van de ~1000 pies^2 a 1600 pies^2, o diámetros desde 37 a 45 pies (11 a 14 m), que da por resultado presiones de soporte de 3,000 a ~6,000 libras/pies^2. (Note que el escalamiento en la presión no es lineal con relación al área debido a las diferencias en las cargas impuestas a cada pierna, dado un diseño determinado de la plataforma de perforación). Estos tamaños y presiones relacionados con las propiedades locales de la tierra resultan en penetraciones en tierra más blanda que las que se reportan que generalmente van de 30 a 60 pies, con profundidades de más de 100 pies que se indican a continuación debajo de la línea de lodo en áreas de suelos muy blandos. En contraste, las unidades móviles autoelevabl es de perforación costa afuera con mat frecuentemente tienen áreas de soporte que van de 13,500 a 25,000 pies^2 y que desarrollan presiones mucho más bajas de soporte, generalmente en el rango de 400 a 700 libras/pies^2. Estas presiones reducidas de soporte permiten que se utilice este tipo de plataforma de perforación en tierra muy blanda con sólo penetraciones mínimas del mat en el lecho marino. Para la plataforma cantilever con mat Usumacinta JU-200, solamente se espera una penetración nominal en el orden de 1.5 pies, [29] con base en los datos de las propiedades del suelo específicas para este sitio que se caracterizaron en 1990[30], aparentemente cuando se desarrolló el campo KAB.

Las amenazas y peligros relacionados con el soporte de suelo marino relevantes para el presente incidente incluyen [por ejemplo, 12] las fallas de capacidad de soporte en la tierra subyacente al mat,

Brian Lee

deslizamiento horizontal de la plataforma de perforación soportada por el mat debido a vientos severos y fuerza de las olas, debilitando el mat debido a elementos como socavamiento / erosiones/ perforación, pérdida de soporte del lecho marino debido a inestabilidad del fondo, (particularmente en áreas de características geológicas como barrancas con flujos de lodos o depresiones colapsadas) y el desplazamiento del mat debido a depresiones existentes creadas por una huella de una plataforma autoelevable de perforación anteriormente posicionada. La severidad de los riesgos asociados con cada amenaza o peligro varía de acuerdo al tipo de soporte de suelo, su carga, la profundidad del agua, los asentamientos geológicos, el tipo de tierra(s) y estratificaciones. Dichos riesgos se pueden mitigar mediante las mediciones de las propiedades pertinentes y los análisis relacionados para evaluar/cuantificar la probabilidad de problemas asociados con la experiencia para una plataforma de perforación determinada en un sitio específico. Los estudios geofísicos con una resolución suficiente pueden ayudar en este proceso, para identificar irregularidades en el fondo, ductos, o depresiones dejadas por plataformas de perforación de piernas independientes. Se pueden detectar problemas bien conocidos como sedimentos cargados de gas, variaciones en el espesor del estrato de la tierra, y fallas, si se utiliza tecnología con la resolución adecuada. Donde está disponible, las mejores prácticas tienden a utilizar dicha tecnología única o de alta resolución solamente cuando trata con casos inusuales reconocidos. Lógicamente, la utilidad de dicha información para cuantificar el desempeño del soporte del suelo marino disminuye cuando el proceso se basa en resultados que no son específicos para el sitio, particularmente cuando la resistencia del soporte del suelo marino se puede apreciar en forma variable en distancias cortas como puede ocurrir en el Golfo de México. Se pueden encontrar en el Anexo L consideraciones adicionales para estos aspectos con base en las mediciones llevada a cabo para este incidente.

F5: Aspectos funcionales de/ operación, perforación, producción y petróleo,

La literatura [por ejemplo, 1] señala consistentemente un número de parámetros y/o incertidumbres relacionadas que tienen el mayor impacto significativo sobre la confiabilidad asociada con incidentes mayores para un tipo de plataforma auotelevable de perforación determinada en una ubicación específica, como los siguientes:

- altura significativa de las olas en estados extremos del mar y variabilidad de la cresta extrema (o respuesta de la plataforma de perforación) en un estado del mar,
- respuesta específica de la plataforma de perforación a condiciones metoceánicas,
- resistencia del soporte del suelo marino.

Dichos resultados tienen su base en análisis de estadísticas de accidentes relacionados [por ejemplo, 2, 3]. Por lo tanto, haciendo referencia a la Tabla F1, podemos concluir que los aspectos de soporte del suelo marino y las condiciones metoceánicas indicados anteriormente tienen una influencia de primer orden sobre la confiabilidad en general. La implicación para esta investigación es que uno de estos aspectos está muy probablemente asociado con la causas directa y raíz, por lo menos en el contexto de la fuga.

Análisis similares a aquellos que identifican los factores de primer orden que controlan la confiabilidad, han identificado también parámetros de segundo orden [(1)], los cuales incluyen:

- periodo de pico espectral y factor de mejoramiento de pico espectral,
- velocidad actual, velocidad del viento, oleajes/corrientes y,

Brian Lee

- embarcación ligera y carga variable.

En forma similar y haciendo referencia a la Tabla F1, uno podría concluir que estos aspectos de segundo orden tienen menos probabilidad de estar asociados con la causa directa y causa raíz, por lo menos en el contexto de la fuga.

Aún cuando no es evidente en los aspectos relacionados tanto petroquímicos, como de perforación/operación, por el alcance simple de la Tabla F1, las entradas relacionadas con las operaciones/funciones son muy extensas. Por ejemplo, en relación con las amenazas y peligros involucrados con los aspectos de operación, el término único "explosión" que aparece en la primera hilera abarca explosiones durante la perforación, terminación, reparacion, incluyendo recubrimiento de cables, etcétera, en asociación con la contención del alojamiento, así como con la explosión subterránea que se desarrolla junto al alojamiento, junto con otros incidentes bien controlados que tienden a ser menos severos que las explosiones. Algunas personas podrían considerar que el término podría ir más allá, como incluir cualquier alteración en el sistema de perforación (por ejemplo, pozos de lodo, temblorinas, etcétera). Alternativamente, el simple término "liberar…. proceso" que aparece en la segunda hilera abarca rupturas o fugas de combustible y/o gas tóxico y/o productos de aceite/petróleo del cabezal del pozo, separadores y otros equipos de proceso, compresores, y otros equipos de tratamiento de productos fabricados, tuberías de proceso, bridas, válvulas, bombas, líneas de flujo en la parte superior, lanzadores/receptores de diablos instrumentados, sistemas de emergencia/ventilación, tanques de almacenamiento, sistemas de carga o descargas relacionados etcétera. La ilustración del alcance podría continuar a través de todos los aspectos. Sin embargo, es suficiente considerar solamente una más – "descargas no relacionadas con procesos". Algunos aspectos relevantes, por ejemplo incluyen derrames de sustancias químicas que podían abarcar metanol//diesel/turbosina u otros combustibles y fugas desde tanques de gas embotellado, que en el peor de los casos si se cae y se rompe por el cuello podría convertirse en un proyectil impulsado. Otra descarga no relacioada con procesos no considerada frecuentemente, es un accidente con los isótopos radioactivos utilizados en soldaduras de inspección. Esto sería suficiente para ilustrar algunas de las muchas amenazas y peligros en la operación.

Algunas de estas amenazas o peligros varían en tamaño durante cada uno de los cuatro pasos del plan de desarrollo, por lo tanto esta tabla debe ser ampliamente considerada. Por ejemplo, durante las fases conceptuales y preliminares, aspectos tales como las descargas deben ser evaluados en términos del riesgo que implicasn, como la base para la evolución del plan de desarrollo y como la base para las consideraciones organizacionales al desarrollar el Plan de Administración y Respuesta a Emergencias. Por el contrario, durante los pasos de construcción y operación, estas amenazas y peligros se mueven de ser consideraciones en la planeación hasta ser realidades prácticas, debiendo ser los procedimientos y protocolos del Plan de Administración y Respuesta a Emergencias entendibles y viables o de lo contrario se pondrían en peligro vidas humanas.

Brian Lee

Anexo G
Línea de Tiempo de Eventos Históricos (de largo plazo) y Relacionados con el Incidente

G1: Línea de Tiempo de Eventos Históricos (de largo plazo)
G2: Línea de Tiempo del Incidente hasta el rescate y la recuperación

Brian Lewis

Línea de Tiempo de Eventos Históricos (de largo plazo) y Relacionados con el Incidente

Este anexo presenta dos líneas de tiempo que juntas son esenciales para entender el incidente y sus causas. La primera es la línea de tiempo de eventos históricos (de larglo plazo) que comienza cuando se hizo la perdoración exploratoria de los pozos del campo KAB-101 y fue seguida por la colocación de la plataforma KAB-101 y los eventos resultantes. Entoces, esta línea de tiempo comienza en la perforación exploratoria de el primer pozo (Pozo 101), se mueve hacia la colocación de los pilotes de la Sea Ponu y la terminación del Pozo 101 y la perforación y terminación de el segundo pozo (Pozo 121) y el tercer pozo (Pozo 103). Esta historia se basa en los archivos de datos, así como en las entrevistas.

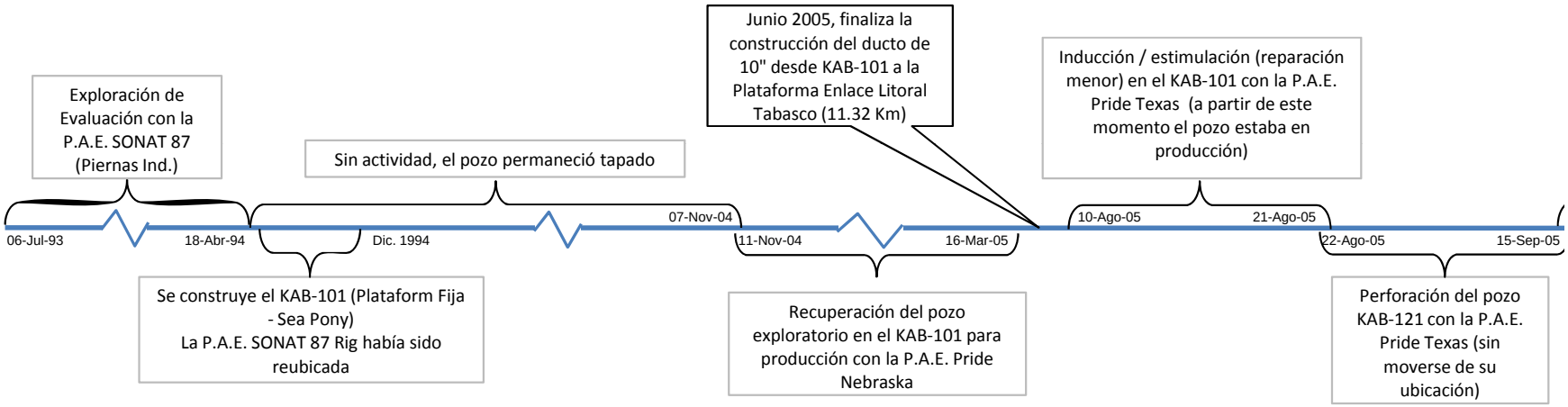
La segunda línea de tiempo se enfoca en los eventos inmediatamente anteriores y los que se dieron a lo largo del periodo del incidente. Una linea de tiempo de eventos compactada suficiente para ser utilizada como antecedente de este incidente fue presentada en la introducción de este reporte con base en los registros de Control Marino, Control Aéreo y los del Activo Integral Litoral Tabasco (AILT). En este anexo se presenta una línea de tiempo más completa considerando aquella información que se agregó a la base de datos proveniente de las entrevistas con los sobrevivientes del personal de PEMEX que partició en el movimiento de la Usumacinta desde el SINAN-C hasta su posicionamiento sobre la KAB-101, a través de la fuga inicial, la continuación de la fuga y eventualmente el abandono de la Usumacinta. Es apropiado hacer notar que la version compacta de la línea de tiempo que se colocó en la Introducción contiene algunos errores deb ido a la forma en que la información fue registrada originalmente.

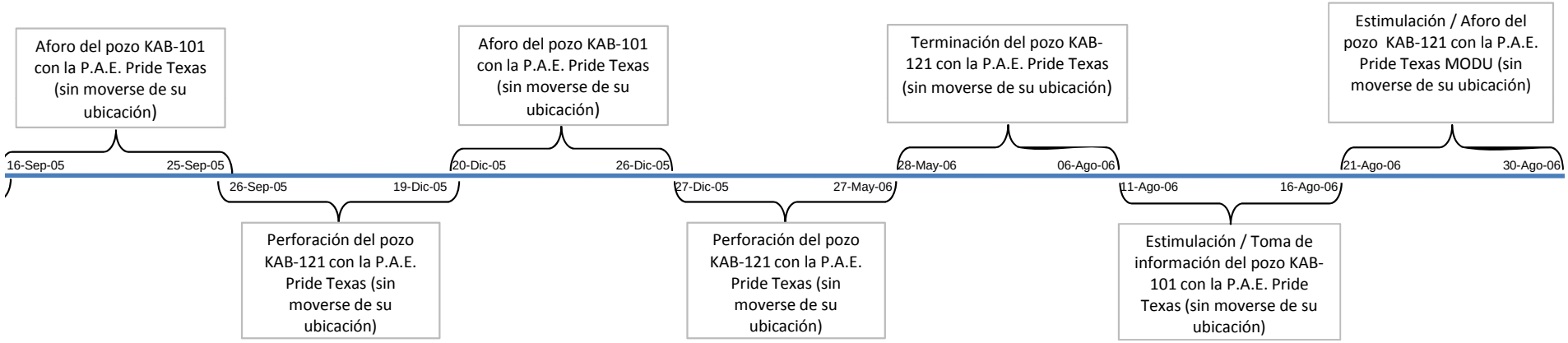
Esta sección presenta la primero la línea de tiempo histórica, que a su vez es seguida por la línea de tiempos de eventos del incidente.

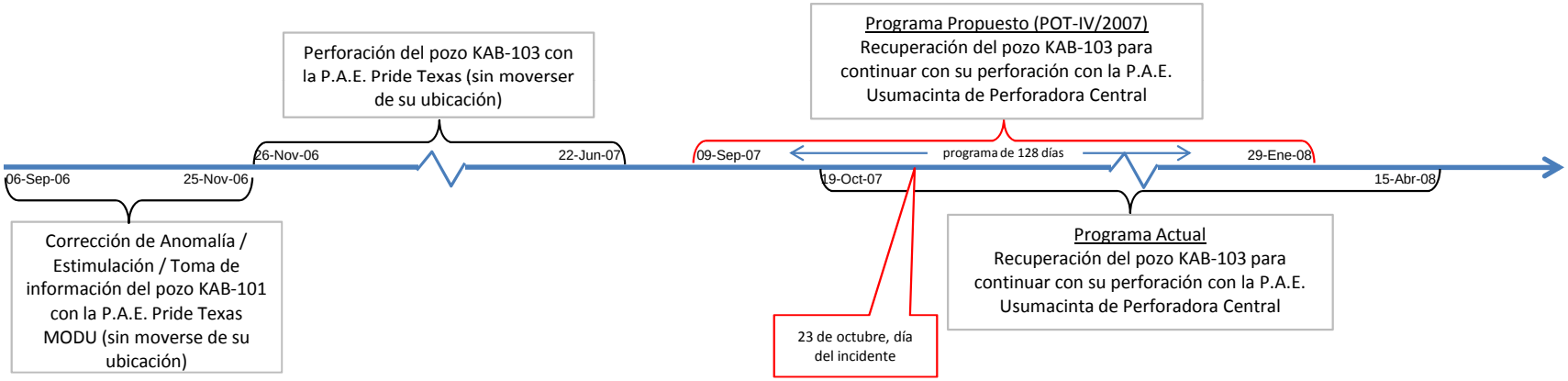
Brian Lee

G1: Línea de Tiempo Histórica (de largo plazo)

Brian Lee


Exploración de Evaluación con la P.A.E. SONAT 87 (Piernas Ind.)
Sin actividad, el pozo permaneció tapado
Junio 2005, finaliza la construcción del ducto de 10" desde KAB-101 a la Plataforma Enlace Litoral Tabasco (11.32 Km)
Inducción / estimulación (reparación menor) en el KAB-101 con la P.A.E. Pride Texas (a partir de este momento el pozo estaba en producción)
06-Jul-93
18-Abr-94
Dic. 1994
07-Nov-04
11-Nov-04
16-Mar-05
10-Ago-05
21-Ago-05
22-Ago-05
15-Sep-05
Se construye el KAB-101 (Plataform Fija - Sea Pony)
La P.A.E. SONAT 87 Rig había sido reubicada
Recuperación del pozo exploratorio en el KAB-101 para producción con la P.A.E. Pride Nebraska
Perforación del pozo KAB-121 con la P.A.E. Pride Texas (sin moverse de su ubicación)


Aforo del pozo KAB-101 con la P.A.E. Pride Texas (sin moverse de su ubicación)
16-Sep-05
25-Sep-05
Perforación del pozo KAB-121 con la P.A.E. Pride Texas (sin moverse de su ubicación)
26-Sep-05
19-Dic-05
Aforo del pozo KAB-101 con la P.A.E. Pride Texas (sin moverse de su ubicación)
20-Dic-05
26-Dic-05
Perforación del pozo KAB-121 con la P.A.E. Pride Texas (sin moverse de su ubicación)
27-Dic-05
27-May-06
Terminación del pozo KAB-121 con la P.A.E. Pride Texas (sin moverse de su ubicación)
28-May-06
06-Ago-06
Estimulación / Toma de información del pozo KAB-101 con la P.A.E. Pride Texas (sin moverse de su ubicación)
11-Ago-06
16-Ago-06
Estimulación / Aforo del pozo KAB-121 con la P.A.E. Pride Texas MODU (sin moverse de su ubicación)
21-Ago-06
30-Ago-06


Perforación del pozo KAB-103 con la P.A.E. Pride Texas (sin moverser de su ubicación)
Programa Propuesto (POT-IV/2007)
Recuperación del pozo KAB-103 para continuar con su perforación con la P.A.E. Usumacinta de Perforadora Central
26-Nov-06
22-Jun-07
09-Sep-07
programa de 128 días
29-Ene-08
06-Sep-06
25-Nov-06
19-Oct-07
15-Abr-08
Corrección de Anomalía / Estimulación / Toma de información del pozo KAB-101 con la P.A.E. Pride Texas MODU (sin moverse de su ubicación)
23 de octubre, día del incidente
Programa Actual
Recuperación del pozo KAB-103 para continuar con su perforación con la P.A.E. Usumacinta de Perforadora Central

G2: Línea de tiempo de eventos durante el rescate y la recuperación

| | Situación | En Tránsito | | |

| | Situación | Posicionamiento | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | En espera de recibir material para comenzar operaciones | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

	Situación	**En espera de recibir material para comenzar operaciones**			**Fuga Inicial**																										
	Días [MMMM DD, YYYY]																														
	Horas [00:00 - 24:00]	**08:00**	**09:00**	**11:00**	**11:35**	**11:36**	**11:40**	**11:42**	**11:43**	**11:45**	**11:48**	**11:49**	**11:54**	**12:00**	**12:29**	**12:43**	**13:09**	**13:13**	**13:20**	**13:21**	**13:30**	**13:36**	**13:40**	**13:50**	**13:55**	**14:00**	**14:15**	**14:25**	**14:30**	**14:40**	**14:55**
Apoyo Marino	**Condiciones Meteorológicas en el "Área de Rebombeo"** Grupo Técnico de Análisis Meteorológico Coordinación de **Control Marino** y Posicionamiento de Embarcaciones Gerencia de Logística - PEP	**Boletín Meteorológico No.494**		Informa sobre las condiciones prevalecientes a las embarcaciones y plataformas a la escucha en canal VHF 10	Condiciones Meteorológicas: Viento del N de 75 km/hr con rachas de 100 km/hr; Ola con altura máxima de 20.5 pies e incrementándose hasta alcanzar los 29.7 pies con dirección del NE.					Elabora y envía **Nota Informativa** acerca de la afectación del frente frío No.4 en la Sonda de Campeche.			Informa a la P.A.E. Usumacinta que está enterada la plataforma Rebombeo y que procederán a cerrar pozo Kab 101, BIAR Morrison Tide arribará en 30 minutos.	**Boletín 887** Condiciones Meteorológicas: Malas condiciones; Viento del NNE de 90 - 110 km/hr; Oleaje de 18 a 20 pies; Cielo nublado																			
	Control Marino	**Sinopsis General:** El intenso frío No.4 se desplaza rápidamente sobre la vertiente del GoM extendiéndose desde el E de los EU hasta el S de Veracruz, la intensa masa de aire frío que lo genera rola el viento intenso del N y NO de 85 a 95 km/hr con rachas superiores a los 100 km/hr. Olas de 4.2 a 4.8 mts. En la Sonda de Campeche continúa el viento del sureste de 35 a 40 km/hr. Olas de 0.9 a 1.5 mts. incrementando. Se recomienda a las embarcaciones marítimas y aéreas tomar precauciones por efectos de norte violento en las próximas 6 horas.			Recibe una llamada por medio de radio VHF canal 10 de la P.A.E. Earl Fredericson, reportando que la P.A.E. Usumacinta tiene problemas, acaba de reventar una línea en la plataforma Usumacinta.				Da instrucciones al Ang Tide de proceder a la P.A.E. Usumacinta para brindar apoyo.				El Puerto de Dos Bocas Tabasco reporta mal tiempo, vientos del NW de 90-110 km/hrs, olas de 12 a 14 pies, cielo nublado.						Solicita al Morrison Tide una cortina de agua de 30 minutos para efectuar maniobra para cerrar pozo									
		Pronóstico: Condiciones malas para las operaciones de la Sonda de Campeche. El intenso frente frío No.4 continuará desplazándose rápidamente por la vertiente del GoM y se espera tenga afectación en la Sonda de Campeche en las próximas 6 horas con velocidades fuertes de 70 a 80 km/hrs con rachas mayores. Olas de 4.2 a 4.8 m. Se recomienda a las embarcaciones marítimas y aéreas tomar PRECAUCIONES por NORTE VILENTO en las próximas 6 horas.			Haciendo contacto vía telefónica al micro (3-96-26) con el **Sr. Martin Gonzalez Migangos** Administrador de P.A.E. Usumacinta, el que manifiesta que tienen una fuga de aceite y gas, por lo que solicita embarcaciones para evacuar la estalación y salvaguardar al personal. De inmediato se envían el BIAR Morrison Tide y BPD Far Scotia, para brindar el apoyo requerido.																									
	Pacific 38																														
	Hatch Tide																														
	Morrison Tide														Reporta las condiciones meteorológicas con vientos del NNE de 90 a 110 km/hrs y olas de 18 a 20 pies		Arriba a las cercanías y le solicita Control Marino que brinde apoyo de cortina de agua considerando que abordo de la Usumacinta se están efectuando maniobras para controlar el pozo, indicándole que deberá de proceder por el lado de estribor dirigiendo el flujo de agua en forma de cortina al KAB-101	Informa a Control Marino que no va ser fácil que mantengan la posición porque las condiciones son críticas en el sitio.			Informa a Control Marino que está preparando monitores previo al arribo, para proporcionar el apoyo con cortina de agua						Informa a Control Marino que no es posible el apoyo con cortina de agua, ya que no puede acercarse por las malas condiciones meteorológicas reinantes y porque no puede enviar personal a la cubierta		
	Far Scotia																														
	Gulf Service																														
	Ang Tide										Informa a Control Marino que navega a una velocidad de 1 nudo debido a la altura de las olas de entre 7 a 8 m.																			
	Sagitario																														
	Isla del Toro																														
	Titán II																														
	Isla Guadalupe																														
	Patrulla Cantarell																														
P.A.E. Usumacinta	**P.A.E. Usumacinta (Perforadora Central S.A. de C.V.)**					Solicita vía radio VHF a Enlace Litoral Tabasco cerrar sus pozos "automáticamente" (remotamente)		Solicita vía radio VHF a Control Marino embarcaciones para desalojar la plataforma debido a la fuga de aceite (segunda notificación 1 hrs y 7 min después)				Solicita nuevamente a Control Marino embarcaciones para evacuar debido, a que gritpeo con uno de los pozos de producción (tercera notificación 1 hrs 14 min después)			Informa a Control Marino que la maniobra de rescate será por el lado "whisky"	Confirma personal de la Usumacinta que la fuga no proviene de la líneas marina hacia la Plataforma de Enlace			A bordo, se estableció un programa del cierre de los pozos consistente en los siguientes puntos: 1) Instalar cortina de agua; 2) Acceder dos personas al KAB-101 por el lado estribor debido a la dirección de los vientos de estribor a babor, con el apoyo de una persona para mantener el cable de vida y otro para coordinar la operación; 3) Activar el paro de emergencia ubicado en el panel de control en el piso de producción del KAB-101; 4) En caso de no activarse el cierre de los pozos, desconectar la línea de 1/4' del panel de control o en última instancia efectuar el corte de la misma		El Superintendente de PEMEX informó a la UOLT que el personal seleccionado para participar en la maniobra eran el ITP, el perforador y dos ayudantes de perforación; en total 4 personas		El Superintendente de PEMEX informó que se observó cormiento de la plataforma de +/- un metro en dirección estribor a babor provocado por malas condiciones meteorológicas	Se efectuó con éxito la maniobra de accesa a la estructura	Informa a Control Marino vía telefónica que el **cierre del pozo se realizo con éxito.**		El superintendente de PEMEX informó a la UOLT que la fuga se debió al desplazamiento del medio árbol del pozo Kab-101. Las rachas de viento eran hasta de 130 km/hrs.	El Superintendente de PEMEX informó a la UOLT que la fuga se debió al desplazamiento del medio árbol del pozo Kab-101, entre el bonete del medio árbol y la primera válvula de tormenta. En el pozo Kab-121 se cerró la válvula maestra del medio árbol de producción. Se procedió a localizar de manera inmediata materiales para la instalación de una válvula "H" y un medio árbol de válvulas.	El Superintendente de PEMEX informó a la UOLT que la plataforma se continua desplazando y presentaba un hundimiento aproximado de 1 a 2 m		El Superintendente de PEMEX informó a la UOLT que nuevamente se había presentado fuga de gas. Asimismo, informó que la plataforma se había acercado aproximadamente a 1.5 m del árbol de producción del pozo Kab-121, razones por la que tuvo que ordenar la evacuación parcial de la plataforma al barco Morrison Tide, ya que además los tanque de aire comprimido estaban casi agotados
KAB-101	**Pozos KAB-101, KAB-121 y KAB-103 (Plataforma fija - Sea Pony)**																														
AILT	**Activo Integral Litoral Tabasco (AILT), Unidad Operativa Litoral Tabasco (UOLT), and Plataforma Enlace Litoral de Tabasco**						Personal del AILT cerró el ducto del KAB-101 a Enlace, en la llegada de la Plataforma de Enlace para intentar represionar hacia el KAB-101 de 63 a 95 kg/cm2 y asegurar que la válvula superficial SDV está completamente cerrada																Informó que la línea de producción había alcanzado una presión de 68 kg/cm²		Una vez confimado el cierre de los pozos y que ya no existía flujo, el personal procedió a abrir la válvula SDV ubicada en la plataforma de Enlace a la llegada del ducto Kab-101 para iniciar el despresionamiento de la línea y reducir los riesgos de incendio						
Control Aéreo	**Coordinación de Vuelos Gerencia de Logística Coordinación de Servicios Marinos - PEP**		Las operaciones de transporte aéreo del personal se suspenden por malas condiciones meteorológicas														Logística informa que los helicópteros no pueden volar debido a las malas condiciones meteorológicas													
	Helicóptero matrícula XA-HSC de Heliservicio																														
	Helicóptero de la Marina (SEMAR) PM-151																														
	Helicóptero matrícula XA-UCF de ASESA																														
	Helicóptero matrícula XA-UCB de ASESA																														
	Helicóptero matrícula XA-UAE de ASESA																														
	Helicóptero matrícula XA-GFT de ASESA																														
	Helicóptero matrícula XA-UAC de ASESA																														
	Helicóptero de la Armada AMHP-150																														
	Helicóptero matrícula XA-EZM de ASESA																														
	Helicóptero matrícula XA-UFU de ASESA																														
	Helicóptero de la Armada AMHT-218																														
	Helicóptero matrícula XA-VVD de Helivan Co.																														
	Helicóptero matrícula XA-UHS de ASESA																														
	Helicóptero matrícula XA-TWE de ASESA																														

	Situación	Segunda / Continuación de Fuga				Evacuación en las Mandarinas / Rescate de Sobrevivientes															Comienza el apoyo de helicópteros / Continúa la búsqueda y rescate de sobrevivientes por las embarcaciones de apoyo										
	Días [MMMM DD, YYYY]	23 de Octubre de 2007																												
	Horas [00:00 - 24:00]	15:10	15:21	15:25	15:35	15:42	15:43	15:46	15:48	15:59	16:00	16:12	16:20	16:21	16:25	16:38	16:40	16:42	16:53	16:54	16:57	17:00	17:11	17:12	17:28	17:29	17:36	17:41	17:46	17:55	17:58	18:00
Apoyo Marino	**Condiciones Meteorológicas en el "Área de Rebombeo"** Grupo Técnico de Análisis Meteorológico Coordinación de **Control Marino** y Posicionamiento de Embarcaciones Gerencia de Logística - PEP														El Morrison Tide reporta vientos del NNE de entre 110 y 120 km/hr y oleaje de entre 25 y 30 pies						**Boletín No. 888** Condiciones Meteorológicas: Malas condiciones: Vientos del N de 85-95 km/hr; Oleaje de 25 a 29 pies; Cielo nublado y lluvia										**Boletín Meteorológico No.495**
	Control Marino		Solicita al Far Scotia que proceda a brindar apoyo a la Usumacinta			Pregunta al Morrison Tide si es posible recuperar al personal de la P.A.E. Usumacinta a través de las botes salvavidas, **ya están preparando la maniobra y quieren bajar los botes**		Mantiene comunicación constante vía telefónica con la Usumacinta. En forma paralela mantiene comunicación permanente con la Coordinación de vuelos en Cd. del Carmen para analizar la posibilidad de mandar helicópteros a la Usumacinta. Además solicita el apoyo de helicópteros a la SEMAR.									Solicita apoyo a las embarcaciones **Isla del Toro, Sagitario, Far Scotia y Ang Tide**, para asistir al Morrison Tide	Solicita apoyo del Ang Tide y Far Scotia, para brindar ayuda al Morrison Tide en el rescate de sobrevivientes que están en el agua			Informa al Morrison Tide, que esta saliendo del Puerto de Dos Bocas, un helicóptero de la Armada de México con equipo especial para la recuperación del personal que está en el agua.	El Puerto de Dos Bocas Tabasco reporta mal tiempo; vientos del NW de 90-120 km/hrs; olas de 21 a 24 pies; cielo nublado con lluvia.						Solicita al Morrison Tide que le pida a las persona que están en el agua que suban a las mandarinas y le propone que remolque las mandarinas cerca de las personas en el agua para que puedan subirse en ellas			**Sinopsis General:** La Sonda de Campeche con condiciones MALAS Y PELIGROSAS, con vientos del noroeste y norte de 90 a 100 km/hrs; olas de 8 a 9.7 m.(20 a 25 pies), con cielo nublado con lluvias, clima templado. Frente frío No.4 se extiende desde Chiapas, costas de Campeche hasta el este de la Unión Americana, se acompaña de una masa polar intensa con valor principal de 1043 hPa; se desplaza lentamente a la Península de Yucatán con vientos fuertes a violentos del noroeste y norte en la Mesa del Norte del Golfo de México y Golfo de Tehuantepec.
																															Pronóstico: En la Sonda de Campeche con condiciones MALAS, se mantendrán vientos del norte y noroeste 65 a 75 y rachas de 85 kph. Marejada de 4.2 a 5.1 ocasionales de 5.7 m., cielo nublado con precipitaciones en las próximas 24 a 48 horas. Se recomienda precauciones en el caso a la navegación marítima y aérea por efectos de norte fuerte y marejada que se mantendrá de 4.5 a 5.1 m. en las próximas 24 a 36 hrs. en la Sonda de Campeche.
	Pacific 38																														
	Hatch Tide														Entre las 16:27 y 16:29 hrs le reporta a Control Marino que no se pueden mover debido a un problema en el timón																
	Morrison Tide					Informa a Control Marino que la fuga de gas empezo y que siente que la embarcación está tocando fondo debido a las grandes olas por lo que no puede llegar hasta el punto de la evacuación	Informa a Control Marino que por el lado de babor de la Usumacinta se encuentra la fuga de gas y que es más seguro el desembarque por el lado de estribor			Informa a Control Marino que observa un bote salvavidas (Mandarina 1) y que está recuperando a una persona de ese bote.	BIAR Morrison Tide informa a Control Marino que observa dos botes salvavidas en el agua.	Informa a Control Marino que aún no recupera el personal del primer bote y confirma que **dos de sus tripulantes cayeron al agua**.	En comunicación interna vía VHF instruye que todo el personal en cubierta proceda al interior de la embarcación, así mismo en comunicación vía VHF con el bote salvavidas No.2 el capitán da indicaciones de que todo el personal permanezca en el interior del mismo para facilitar las maniobras. En este momento el Morrison Tide está en comunicación con la Mandarina 2 quién les dice que la Mandarina 1 es la limpia y la Mandarina 2 la sucia.	En comunicación con la Mandarina 2 les dice que permanezcan dentro del bote salvavidas y que solo tengan a 1 o 2 personas fuera para recibir el cabo para arrancarlos. La Mandarina 1 estaba atada pero se revento la linea	A esta hora el Morrison Tide tenía a 2 sobrevivientes de la Mandarina 1. Realiza maniobras de rescate al bote No.2, sin embargo por las situaciones adversas de mar y viento se separa el bote de dicha embarcación y caen al agua 2 tripulantes y 2 permanecen en la cubierta del barco, falleciendo uno de ellos y otro fracturado en ambas piernas y costillas. Derivado de **la llegada de una ola muy grande el bote No.2 da el pantoque** (se volteo) y los tripulantes están en el agua (aprox. 35 a 40 personas), asimismo el bote No.1 está bien y flotando con aproximadamente 41 personas	A las 16:37 hrs ellos estaban en comunicación con la Mandarina 2 y les decían que podrían ver las dos mandarinas y que después iban a recogerlos. Informa a Control Marino que va a necesitar apoyo de otras embarcaciones para el rescate de los náufragos, y a los que se reporten que tomen precauciones al arribo para no lesionar a las personas en el agua con las propelas		Informa a Control Marino que observa tres grupos que suman 13 personas aproximadamente, en el agua sin embargo el bote No.2 solo ha recuperado a una persona, estima que quedan a bordo 44 personas, y en el bote No.1 se desconoce cuantas personas hay a bordo		Informa a Control Marino que observa aproximadamente a 62 personas en el agua	A esta hora el Morrison Tide sigue con la Mandarina 1 intentando rescatar a los sobrevivientes			Le responde a la Mandarina 2	En comunicación vía VHF con el Far Scotia le informa que uno de los botes salvavidas abrió la puerta y que dio el pantoque por lo que proceden a recuperar al personal y que el otro bote se encuentra por el E de su posición		Solicita a Control Marino que le indique al helicóptero de la Marina que hay personal en el agua entre los botes salvavidas No.1 y No.2 y al E de estos.	Recibe una llamada aparentemente del bote salvavidas No.1 (Mandarina 2)	Todavía se encuentra instando de rescatar sobrevivientes de la Mandarina 1, algunos en el agua y otros dentro de la mandarina	En comunicación vía VHF con el Far Scotia le informa la ubicación de las personas que se encuentran en el agua como la ubicación de los botes salvavidas		
	Far Scotia										Reporta a Control Marino su ETA 18:00 horas debido a las malas condiciones meteorológicas reinantes, reportando dicha embarcación viento del NNE de 90 a 110 km/hrs y olas de 25 a 30 pies.									Se comunica con el Morrison Tide y le dice que su ETA es de entre 1 hrs y 1 hrs 15 min			Reporta a Control Marino de que se encuentra a 5 MN (aprox.) del Morrison Tide			Responde de enterado al Morrison Tide				En comunicación con el Morrison Tide, les dicen que están a 2.5 MN de ellos, pero no los pueden ver	Arriba a la zona de rescate	
	Gulf Service																														
	Ang Tide																Control Marino le pide apoyo para el Morrison Tide		Responde a Control marino que está intentando proceder solo que se le dificulta por la marejada de 7 a 8 m, y que esto pone en peligro a su embarcación													
	Sagitario																														
	Isla del Toro																														
	Titán II																														
	Isla Guadalupe																														
	Patrulla Cantarell																														
P.A.E. Usumacinta	**P.A.E. Usumacinta (Perforadora Central S.A. de C.V.)**	Informa a Control Marino via telefónica que la **válvula de tormenta no cerró al 100%.**		El Superintendente de PEMEX informó a la UOLT que la fuga del pozo se había incrementado fluyendo gas y aceite sin control. El departamento de Control Marino informó que en 5 min. el barco Morrison Tide, estaría listo para evacuar al personal	El Superintendente de PEMEX informó a la UOLT que había flujo descontrolado del pozo y que procedería a iniciar la evacuación total del personal con el apoyo de los botes salvavidas de la plataforma						El Superintendente de PEMEX informó a la UOLT que había flujo descontrolado del pozo y que procedería a iniciar la evacuación total del personal con el apoyo de los botes salvavidas de la plataforma																					
KAB-101	**Pozos KAB-101, KAB-121 y KAB-103 (Plataforma fija - Sea Pony)**																														
AILT	**Activo Integral Litoral Tabasco (AILT), Unidad Operativa Litoral Tabasco (UOLT), and Plataforma Enlace Litoral de Tabasco**								Se perdió la comunicación con la plataforma Usumacinta y a través del Superintendente de la Plataforma Holkan, se confirmó la evacuación del personal en dos botes salvavidas		Control Marino informó que el barco Morrison Tide estaba efectuando el rescate del personal evacuado																				
Control Aéreo	**Coordinación de Vuelos Gerencia de Logística Coordinación de Servicios Marinos - PEP**																														
	Helicóptero matrícula XA-HSC de Heliservicio																														
	Helicóptero de la Marina (SEMAR) PM-151																														
	Helicóptero matrícula XA-UCF de ASESA																														
	Helicóptero matrícula XA-UCB de ASESA																														
	Helicóptero matrícula XA-UAE de ASESA																														
	Helicóptero matrícula XA-GFT de ASESA																														
	Helicóptero matrícula XA-UAC de ASESA																														
	Helicóptero de la Armada AMHP-150																														
	Helicóptero matrícula XA-EZM de ASESA																														
	Helicóptero matrícula XA-UFU de ASESA																														
	Helicóptero de la Armada AMHT-218																														
	Helicóptero matrícula XA-VVD de Helivan Co.																														
	Helicóptero matrícula XA-UHS de ASESA																														
	Helicóptero matrícula XA-TWE de ASESA																														

	Situación	Comienza el apoyo de helicópteros	Comienza el Apoyo aéreo de los helicópteros al servicio de PEMEX / Continúa la Búsqueda y Rescate por las Embarcaciones																																				
	Días [MMMM DD, YYYY]																																							
	Horas [00:00 - 24:00]	18:04	18:10	18:14	18:18	18:21	18:27	18:30	18:32	18:50	18:51	19:06	19:08 ⟷	19:11	19:16	19:21	19:30	19:36	19:39	19:47	20:00	20:03	20:05	20:08	20:10	20:15	20:20	20:23	20:27	20:30	20:35	20:36	20:42	20:45	20:51			
Apoyo Marino	**Condiciones Meteorológicas en el "Área de Rebombeo"** Grupo Técnico de Análisis Meteorológico Coordinación de **Control Marino** y Posicionamiento de Embarcaciones Gerencia de Logística - PEP																																						
	Control Marino		Verifica condiciones meteorológicas y determina junto con la Coordinación de vuelos, apoyar las labores de rescate con helicópteros				Solicita apoyo de la embarcación Gulf Service y le indica las coordenadas de la Usumacinta			Informa a las embarcaciones la táctica con los helicópteros; ellos apoyarán el proceso de búsqueda de sobrevivientes con sus luces y enviarán la posición de los sobrevivientes		Le preguntan al Morrison Tide en donde quieren que alumbre el helicóptero					Le piden a la embarcación Ang Tide que se acerca a la zona de rescate para apoyar la búsqueda y rescate de sobrevivientes, debido a su ubicación en el radar				Desde las 20:00 a 20:30 hrs, la Plataforma Pride Tennessee, Holkan, Sonora and Earl Frederickson informan a Control Marino por el canal 06 del VHF que observan luces de los chalecos salvavidas que flotan cerca de ellos																	
																					Se elabora un Programa de Búsqueda y Rescate conjunto entre Control Marino y Control Aéreo (Coordinación de Vuelos), el cual consiste en la ubicación de náufragos con los helicópteros, enviando a las embarcaciones al lugar donde se posicionan los helicópteros		Coordina la búsqueda y rescate entre las 3 embarcaciones (Morrison Tide, Far Scotia y Isla del Toro) y los helicópteros en el área	Solicita a la embarcación Gulf Service que apoye a la emergencia a 14.6 MN de su posición actual	En comunicación con la Plataforma Tennessee, ellos mencionan que observan 2 luces de los chalecos de los sobrevivientes	En comunicación con la Plataforma Sonora, ellos mencionan que observan a sobrevivientes (200 m O y 300 m N de la Plataforma)	Informa a todas las embarcaciones que el helicóptero saldrá de la zona de rescate en 15 min y que dentro de 30 min otros 2 llegarán	Le comenta al Sagitario que cuando llegue evite cualquier riesgo innecesario y que mantenga a las mandarinas seguras a su costado (amarradas a la popa)										
	Pacific 38																																						
	Hatch Tide																																						
	Morrison Tide					Informa a Control Marino que han rescatado a 4 sobrevivientes				Informa a Control Marino que ya tiene a 8 sobrevivientes de la Mandarina 1 a bordo						Informa a Control Marino que ha rescatado a 1 sobreviviente más (7 en total)				Le confirma a Control Marino que la mandarina la habían dejado a la deriva con una persona muerta amarrada a la parte superior															Informan a Control Marino que el miembro de la tripulación está muy mal herido (ambas piernas rotas, algunas costillas rotas y está sangrando)			
	Far Scotia	En comunicación con los sobrevivientes les piden que permanezcan juntos y que no los perderán de vista			Reporta a Control Marino que observa a 8 personas con chalecos salvavidas en el agua aproximadamente a 150 m por su proa, procede a rescatarlos	Continúa llamando a los sobrevivientes pidiéndoles que permanezcan juntos			Continúa llamando a los sobrevivientes pidiéndoles que no intenten nadar hacia la embarcación, que ellos irán por ellos											Le informan a Control Marino que ya ha rescatado a 4 sobrevivientes y se dirigen hacia el N por su calado																
	Gulf Service							Responde a Control Marino de que tratará de dar apoyo en la búsqueda y rescate																Le responden a Control Marino y proceden a la zona de rescate															
	Ang Tide																																						
	Sagitario																			Se reporta con Control Marino y le informa que su ETA es de 25 mnc; esta embarcación es capaz de comunicarse con los helicópteros, pero le dice Control Marino que la coordinación será a través de ellos			Aún a 7 MN de la zona de rescate	Control Marino les pide que se coloquen en medio de las otras embarcaciones cuando llegue a la zona de rescate											Arriba a la zona de rescate y comienza con la búsqueda y rescate de sobrevivientes				
	Isla del Toro													Se reporta con el Morrison Tide y Control Marino para apoyar la búsqueda y rescate; informa que todavía están entre 20 y 30 min de arribar			Arriba a la zona de rescate y con la ayuda de Control Marino se dirige hacia un grupo que ha identificado el helicóptero				Continúa el rescate de sobrevivientes con la ayuda de helicópteros												Informan a Control Marino que han recuperado un cadáver y que están tratando de rescatar a un sobreviviente en su proa				
	Titán II																																						
	Isla Guadalupe																																						
	Patrulla Cantarell																																						
P.A.E. Usumacint	**P.A.E. Usumacinta (Perforadora Central S.A. de C.V.)**																																						
KAB-101	**Pozos KAB-101, KAB-121 y KAB-103 (Plataforma fija - Sea Pony)**																																						
AILT	**Activo Integral Litoral Tabasco (AILT), Unidad Operativa Litoral Tabasco (UOLT), and Plataforma Enlace Litoral de Tabasco**																																						
Control Aéreo	**Coordinación de Vuelos Gerencia de Logística Coordinación de Servicios Marinos - PEP**			Se envía de Cd. del Carmen al lugar donde se encuentran los náufragos a búsqueda y salvamento; el helicóptero matrícula XA-HSC de la compañía Helisservicio, permitiendo en contacto la tripulación del mismo con el personal de torre de Control Isla y despacho de vuelos en Cd. del Carmen quienes coordinan con el personal de Control Marino la búsqueda y localización de náufragos, informando en forma paralela Control Marino dicha ubicación a las embarcaciones para las labores de rescate de los náufragos.																																				Se envía de Cd. del Carmen para búsqueda y rescate a helicóptero con matrícula XA-UCF de ASESA
	Helicóptero matrícula XA-HSC de Heliservicio										Comienza el apoyo de búsqueda y rescate		Identifica los chalecos salvavidas en el agua y le informa a Control Aéreo su localización; Control Marino les dice a las embarcaciones donde están ubicados estos chalecos salvavidas												Se dirige a Dos Bocas a reabastecerse de combustible; no puede regresar por no poder cargar por fuerte precipitación en Dos Bocas															
	Helicóptero de la Marina (SEMAR) PM-151																												En comunicación con Control Marino, informan que están a 17 MN de la zona de rescate (aprox. 10 min).	Control Marino les dice que se dirijan al norte con el Sagitario para localizar el bote 1 (Mandarina 2); ETA 5 min.				Llaman al Morrison Tide para que pueda identificarse ya que resulta difícil saber que embarcación es el Morrison Tide		
	Helicóptero matrícula XA-UCF de ASESA																																						
	Helicóptero matrícula XA-UCB de ASESA																																						
	Helicóptero matrícula XA-UAE de ASESA																																						
	Helicóptero matrícula XA-GFT de ASESA																																						
	Helicóptero matrícula XA-UAC de ASESA																																						
	Helicóptero de la Armada AMHP-150																																						
	Helicóptero matrícula XA-EZM de ASESA																																						
	Helicóptero matrícula XA-UFU de ASESA																																						
	Helicóptero de la Armada AMHT-218																																						
	Helicóptero matrícula XA-VVD de Helivan Co.																																						
	Helicóptero matrícula XA-UHS de ASESA																																						
	Helicóptero matrícula XA-TWE de ASESA																																						

	Situación	Comienza el Apoyo aéreo de los helicópteros al servicio de PEMEX / Continúa la Búsqueda y Rescate por las Embarcaciones																																				
	Días [MMMM DD, YYYY]																																						
	Horas [00:00 - 24:00]	20:52	20:53	20:58	21:00	21:04	21:07	21:14	21:17	21:19	21:23	21:42	21:52	22:04	22:09	22:18	22:40	22:47	22:51	22:54	22:57	23:17	23:32	23:38	23:42	23:50	23:55	00:27	00:45	00:55	01:33	01:53	02:22	02:30	02:49				
Apoyo Marino	**Condiciones Meteorológicas en el "Área de Rebombeo"** Grupo Técnico de Análisis Meteorológico Coordinación de **Control Marino** y Posicionamiento de Embarcaciones Gerencia de Logística - PEP																																						
	Control Marino			En comunicación con la Tennessee, les mencionan que pueden ver a 2 sobrevivientes		Nuevamente en comunicación con la Plataforma Tennessee, les comentan que están perdiendo de vista a los sobrevivientes rumbo a la costa																Le comentan a las embarcaciones Isla del Toro y Gulf Service que un helicóptero ha ubicado a una Mandarina con luces alrededor de ella (aprox. 2 MN de la costa)															Solicita apoyo al personal de la Armada para que proceda de 200 a 300 m de la barra de San Pedro al E vía terrestre en la zona de la playa		
	Pacific 38																																						
	Hatch Tide																																						
	Morrison Tide			Inician la maniobra para trasladar el herido al helicóptero de la Marina PM-151				Intentaron transferir el herido al helicóptero de la Marina (PM-151), sin éxito debido a las condiciones meteorológicas adversas	Se dirige a Dos Bocas con 7 sobrevivientes, así como un miembro de su tripulación muerto, otro perdido en el mar y un tripulante mal herido																																		
	Far Scotia				Informa que **tiene 11 náufragos abordo**		Informan a Control Marino que no pueden navegar en aguas someras y que otra embarcación debe ir a la Plataforma Sonora					Informa a Control Marino que tiene a 11 sobrevivientes a bordo, 7 más que el último reporte; todos vivos y les están dando primeros auxilios y ropa seca																																		
	Gulf Service										En comunicación con Control Marino les informan que se dirigen a la zona de rescate		Ahora se localiza cerca de la Plataforma Holkan						Se encuentran a un costado del Sagitario (a estribor) sin haber identificado a ningún sobreviviente. Control Marino les pide que busquen la otra mandarina					Informa a Control Marino la altura de las olas de aprox. 15 a 20 pies			Control Marino les dice que procedan a donde se encuentra el helicóptero, porque ahí han encontrado a la Mandarina 2 volteada con sobrevivientes encima.																																				
	Ang Tide																																						
	Sagitario	Informa a Control Marino que han rescatado a un sobreviviente y que procederán a rescatar a 3 en la popa													Informa a Control Marino que han rescatado a 7 sobrevivientes y que han identificado 2 cuerpos en el agua		Recupera un cadáver	Informa a Control Marino que han rescatado a otro sobreviviente				Informan a Control Marino el rescate de otro sobreviviente																																				
	Isla del Toro									Informa a Control Marino que han recuperado 1 cadáver y a un sobreviviente				Reporta el rescate de 1 sobrevivientes (miembro de la tripulación del Morrison Tide)		Informan a Control Marino que hasta ahora han rescatado a 4 sobrevivientes y recuperado 1 cadáver				Informa el rescate de otro sobreviviente, en total 5 sobrevivientes y 1 cadáver																																				
	Titán II		ETA a la Usumacinta a las 02:00 hrs del 24 de octubre																																						
	Isla Guadalupe																																						
	Patrulla Cantarell																																						
P.A.E. Usumacinta	**P.A.E. Usumacinta (Perforadora Central S.A. de C.V.)**																																						
KAB-101	**Pozos KAB-101, KAB-121 y KAB-103 (Plataforma fija - Sea Pony)**																																						
AILT	**Activo Integral Litoral Tabasco (AILT), Unidad Operativa Litoral Tabasco (UOLT), and Plataforma Enlace Litoral de Tabasco**																																						
Control Aéreo	**Coordinación de Vuelos Gerencia de Logística Coordinación de Servicios Marinos - PEP**													Se envía de Cd. del Carmen, para búsqueda y rescate el helicóptero con matrícula XA-UCB de ASESA																										
	Helicóptero matrícula XA-HSC de Heliservicio																																						
	Helicóptero de la Marina (SEMAR) PM-151							Informa que debido al excesivo movimiento no pudieron rescatar al herido (miembro de la tripulación del Morrison Tide)							Se dirige a Cd. del Carmen para recarga de combustible									Le informa a Control Marino que regresa a la zona de rescate (aprox. 30 MN con un ETA de 16 min)		Arriba a la zona de rescate y empieza un patrón de búsqueda desde la Plataforma Frederickson	Informa a Control Marino que están sobrevolando la mandarina y que hay otro helicóptero ahí	Informan a Control Marino que la Mandarina 2 está semi-hundida con sobrevivientes encima.	Informa a Control Marino que tiene a un sobreviviente a bordo	Informan a Control Marino sobre el intento de rescate de un segundo sobreviviente	Informa que el último náufrago recuperado se les cayó al agua y regresan a buscarlo sin encontrarlo. Dan rumbo a Carmen a dejar náufrago y cambiar buzo el cual viene lastimado por mariobras																																				
	Helicóptero matrícula XA-UCF de ASESA																										Después de recargar combustible despega con rumbo a la zona de rescate																																				
	Helicóptero matrícula XA-UCB de ASESA														Sobrevuela la zona de rescate para apoyar a las embarcaciones en la localización de sobrevivientes, comunicándose a través de Control Aéreo y Marino											Sobrevuela la Mandarina 2																																				
	Helicóptero matrícula XA-UAE de ASESA																																						
	Helicóptero matrícula XA-GFT de ASESA																																						
	Helicóptero matrícula XA-UAC de ASESA																																						
	Helicóptero de la Armada AMHP-150																																						
	Helicóptero matrícula XA-EZM de ASESA																																						
	Helicóptero matrícula XA-UFU de ASESA																																						
	Helicóptero de la Armada AMHT-218																																						
	Helicóptero matrícula XA-VVD de Helivan Co.																																						
	Helicóptero matrícula XA-UHS de ASESA																																						
	Helicóptero matrícula XA-TWE de ASESA																																						

	Situación	Comienza el Apoyo aéreo de los helicópteros al servicio de PEMEX / Continúa la Búsqueda y Rescate por las Embarcaciones																															
	Días [MMMM DD, YYYY]	24 de Octubre de 2007																															
	Horas [00:00 - 24:00]	02:58	03:00	03:25	03:29	03:48	04:20	04:32	04:34	05:11	05:20	05:35	05:40	06:44	06:48	07:00	07:17	08:04	08:07	08:16	08:41	08:53	08:58	09:00	09:29	09:32	09:43	10:18	10:30	10:35	11:07	11:17	11:53	12:00	13:15
Apoyo Marino	**Condiciones Meteorológicas en el "Área de Rebombeo"** Grupo Técnico de Análisis Meteorológico Coordinación de **Control Marino** y Posicionamiento de Embarcaciones Gerencia de Logística - PEP															Condiciones Meteorológicas: Viento del NNE de 60 a 70 km/hr, Oleaje de 15 a 18 pies. Cielo nublado								Condiciones Meteorológicas: Malas condiciones; Viento del NNW de 25 a 30 km/hr; Oleaje de 15 a 20 pies; Cielo nublado con poca lluvia.												Condiciones Meteorológicas: Malas condiciones; Viento del NNW de 70 a 80 km/hr. Oleaje de 4 a 5 m.	
	Control Marino																																	
	Pacific 38																																	
	Hatch Tide																																	
	Morrison Tide		Cruza boya de recalada del puerto de Dos Bocas																															
	Far Scotia																									Se dirige a Dos Bocas con una ETA 17:00 horas, lleva a bordo 11 sobrevivientes vivos y una de las personas rescatadas tiene golpes y sangre en el oído											
	Gulf Service																																	
	Ang Tide																																	
	Sagitario						Informa a Control Marino que tiene 8 sobrevivientes vivos y 2 fallecidos																													
	Isla del Toro																										Procede a Dos Bocas con una ETA 19:00 Horas con una persona fallecida y 5 náufragos vivos.										
	Titán II																																	
	Isla Guadalupe																						Informa a Control Marina que se dirige a la zona de búsqueda y rescate con una ETA de 10:00 hrs													
	Patrulla Cantarell																																	
P.A.E. Usumacinta	**P.A.E. Usumacinta (Perforadora Central S.A. de C.V.)**																																	
KAB-101	**Pozos KAB-101, KAB-121 y KAB-103 (Plataforma fija - Sea Pony)**																																	
AILT	**Activo Integral Litoral Tabasco (AILT), Unidad Operativa Litoral Tabasco (UOLT), and Plataforma Enlace Litoral de Tabasco**																																	
Control Aéreo	**Coordinación de Vuelos Gerencia de Logística Coordinación de Servicios Marinos - PEP**														Reporta existencia de cadáveres en un bote salvavidas (Mandarina 2) en la costa este de San Pedro, con un náufrago de sexo femenino en mal estado de salud.																				
	Helicóptero matrícula XA-HSC de Heliservicio																																	
	Helicóptero de la Marina (SEMAR) PM-151																																	
	Helicóptero matrícula XA-UCF de ASESA			Aterriza en el mismo sitio (cerca del Bote No.1) que el helicóptero XA-UAE							Despega del área de rescate hacia el helipuerto de Carmen con 5 náufragos vivos		Aterriza en Cd. del Carmen con 5 náufragos recatados del Bote No.1 (Mandarina 2)																					
	Helicóptero matrícula XA-UCB de ASESA																				Despega de Cd. del Carmen con programa de búsqueda y rescate													
	Helicóptero matrícula XA-UAE de ASESA	Aterriza a 18° 39.3 latitud norte y 092° 26.6 longitud oeste (cerca del Bote No.1) aproximadamente a 36 MN de Carmen			Despega del lugar con 7 náufragos y dejando 5 más vivos en tierra	Llega a Cd. Del Carmen con 7 náufragos rescatados del Bote No.1 (Mandarina 2), a 36.5 MN de Carmen								Despega de Cd. del Carmen con programa de búsqueda y rescate													Arribar a Carmen para recarga de combustible	Despega de Cd. del Carmen con programa de búsqueda y rescate						
	Helicóptero matrícula XA-GFT de ASESA							Despega de Cd. del Carmen con programa de búsqueda y rescate		Efectúa sobre vuelo sobre el río San Pedro		Arriba a Cd. del Carmen para recarga de combustible, sin encontrar náufragos en el río San Pedro						Despega de Cd. del Carmen con programa de búsqueda y rescate	Arriba a Cd. del Carmen con 2 sobrevivientes rescatados del Bote No.2 (Mandarina 1)	Despega de Cd. del Carmen con programa de búsqueda y rescate										Arribar a Carmen para recarga de combustible	Despega de Cd. del Carmen con programa de búsqueda y rescate						
	Helicóptero matrícula XA-UAC de ASESA								Despega de Cd. del Carmen con personal y equipo para labores de rescate de náufragos en la playa (bote de salvamento)											Arriba a Cd. del Carmen con 8 pasajeros de los cuales uno es náufrago rescatado del Bote No.1 (Mandarina 2), los demás son personal de PEMEX													
	Helicóptero de la Armada AMHP-150																					Arriba a la zona de búsqueda y rescate, y se dirige al punto donde se ubican los botes salvavidas (mandarinas)			Arriba a la ubicación del Bote No.1 (Mandarina 2) con número marcado 36 en el cual se encuentran 4 cuerpos sin vida, pero para poder recogerlos tendrá que aterrizar a 700 m. del bote por las malas condiciones del terreno y el personal de tierra los trasladará al helicóptero cargándolos.			Recupera 2 cuerpos del Bote No.1 (Mandarina 2), faltando 2 cuerpos; ETA de 15 minutos		Aterrizó en la BIM Carmen Laguna Azul con los 2 cuerpos del Bote No.1 (Mandarina 2)				Despega de Cd. del Carmen con rumbo al Bote No.1 (Mandarina 2)	Aterriza en el ubicación de la Mandarina 2 (18° 40.1 latitud norte y 092° 22.01 longitud oeste)
	Helicóptero matrícula XA-EZM de ASESA																												Despega de Cd. del Carmen con programa de búsqueda y rescate	Rescata un sobreviviente a 30 MN al oeste de Carmen sobre la costa	Arriba a Cd. del Carmen con un náufrago rescatado del bote No.2					
	Helicóptero matrícula XA-UFU de ASESA																												Despega de Cd. del Carmen con programa de búsqueda y rescate								
	Helicóptero de la Armada AMHT-218																															Rescata a 2 sobrevivientes y 3 cadáveres a 30 MN al oeste de Carmen				
	Helicóptero matrícula XA-VVD de Helivan Co.																																	
	Helicóptero matrícula XA-UHS de ASESA																																	
	Helicóptero matrícula XA-TWE de ASESA																																	

	Situación	Comienza el Apoyo aéreo de los helicópteros al servicio de PEMEX / Continúa la Búsqueda y Rescate por las Embarcaciones																															
	Días [MMMM DD, YYYY]	25 de Octubre de 2007																										26 de Octubre de 2007		27 de Octubre de 2007		28 de Octubre de 2007
	Horas [00:00 - 24:00]	13:25	13:40	14:05	14:35	14:52	15:05	15:26	16:25	21:00	00:00	04:00	07:52	09:30	10:02	10:40	10:41	10:45	11:16	12:00	12:50	14:00	14:17	14:47	15:10	16:00	00:00	11:50	11:23	11:50	12:00
Apoyo Marino	**Condiciones Meteorológicas en el "Área de Rebombeo"** Grupo Técnico de Análisis Meteorológico Coordinación de **Control Marino** y Posicionamiento de Embarcaciones Gerencia de Logística - PEP										Condiciones Meteorológicas: Malas condiciones; Vientos del NO de 35 a 40 km/hr; Oleaje de 12 a 16 pies; Cielos nublados	Condiciones Meteorológicas: Malas condiciones; Vientos del NO de 35 a 40 km/hr; Oleaje de 8 a 10 pies									Condiciones Meteorológicas: Condiciones regulares; Vientos del NO de 25 a 30 km/hr; Oleaje de 6 a 7 pies; Cielos parcialmente nublados							Condiciones Meteorológicas: Condiciones regulares; Vientos del NO de 20 a 35 km/hr; Oleaje de 6 a 7 pies	Condiciones Meteorológicas: Buenas condiciones; Vientos del NO de 10 a 15 km/hr; Oleaje de 2 a 3 pies				
	Control Marino																					Informa la Autoridad Portuaria que el Puerto de Dos Bocas queda abierto a la navegación de cualquier tipo de embarcación										Se suspenden las actividades de búsqueda y rescate debido a malas condiciones meteorológicas
	Pacific 38																															
	Hatch Tide																															
	Morrison Tide																															
	Far Scotia																															
	Gulf Service																															
	Ang Tide																															
	Sagitario														Comienza con la trasferencia de los 8 sobrevivientes hacia la Plataforma Rebombeo		Comienza con la transferencia de 2 cadáveres a la Plataforma Rebombeo				Comienza con las actividades de remediación ambiental										
	Isla del Toro																															
	Titán II																															
	Isla Guadalupe																															
	Patrulla Cantarell									Transporta resto de cuerpo (un tórax y un brazo) a Cd. del Carmen y llegará a las 21:25 hrs.													Informa el Cap. Lozano que han recuperado un cadáver cerca del río San Pedro y lo trasladarán a la ciudad de Frontera Tab (ETA 14:35 hrs.)						Informa el Cap. Cárdenas de la Armada que la lancha interceptora 1402 encontró un cadáver en descomposición a 5.3 MN al N de Atasta (ETA a Cd. del Carmen 12:40 hrs)			
P.A.E. Usumacinta	**P.A.E. Usumacinta (Perforadora Central S.A. de C.V.)**																															
KAB-101	**Pozos KAB-101, KAB-121 y KAB-103 (Plataforma fija - Sea Pony)**																															
AILT	**Activo Integral Litoral Tabasco (AILT), Unidad Operativa Litoral Tabasco (UOLT), and Plataforma Enlace Litoral de Tabasco**																															
Control Aéreo	**Coordinación de Vuelos Gerencia de Logística Coordinación de Servicios Marinos - PEP**			Despegar a 4 sobrevivientes a 26.5' al oeste de Carmen en posición 18° 40.9 latitud norte y 092° 16.0 longitud oeste																											Se suspenden las actividades de búsqueda y rescate debido a malas condiciones meteorológicas		
	Helicóptero matrícula XA-HSC de Heliservicio																															
	Helicóptero de la Marina (SEMAR) PM-151							Encuentra otro cadáver en posición 18° 40. 38 latitud norte y 092° 17.0 longitud oeste, a 28.2' al este de Carmen																								
	Helicóptero matrícula XA-UCF de ASESA																															
	Helicóptero matrícula XA-UCB de ASESA																															
	Helicóptero matrícula XA-UAE de ASESA																															
	Helicóptero matrícula XA-GFT de ASESA																															
	Helicóptero matrícula XA-UAC de ASESA																															
	Helicóptero de la Armada AMHP-150	Despega de la ubicación del Bote No.2 rumbo a Carmen con una ETA de 15 minutos con una persona fallecida de sexo femenino y comenta que el Bote No.2 esta siendo remolcado hacia tierra con 2 caballos y un cabo con personas a pie de PEMEX, la Armada y lugareños																Despega hacia Cd. del Carmen con los 2 cadáveres que recuperó el Sagitario														
	Helicóptero matrícula XA-EZM de ASESA											Despega de Cd. del Carmen hacia la Plataforma de Rebombeo para trasladar a los 8 sobrevivientes que rescató el Sagitario		Arriba a la Plataforma de Rebombeo		Despega de la Plataforma Rebombeo con los 8 sobrevivientes que rescató el Sagitario con ETA a Carmen de 11:15 hrs.				Aterriza en Cd. del Carmen										
	Helicóptero matrícula XA-UFU de ASESA																															
	Helicóptero de la Armada AMHT-218								Trasn a Carmen (a la Zona Naval) 3 cadáveres																							
	Helicóptero matrícula XA-VVD de Helivan Co.		Procedente de Villahermosa Tabasco, se dirige al Bote No.2 con equipo de corte																						Despega de Frontera con un cadáver con rumbo a Cd. del Carmen	Aterriza en Cd. del Carmen con un cadáver							
	Helicóptero matrícula XA-UHS de ASESA				Ubica a 4 sobrevivientes en el mar y les lanza balsa salvavidas, los cuales abordan la misma, existe problemas para remolcarlo por parte del helicóptero de la Armada		Rescata a los 4 sobrevivientes en la playa y despegan con rumbo a Cd. del Carmen	Arriba a Cd. del Carmen con 4 sobrevivientes rescatados																							
	Helicóptero matrícula XA-TWE de ASESA																												Despega de Cd. del Carmen en labor de búsqueda y rescate	Reporta el identificación de un cadáver en la orilla de la playa y fue reportado a Control Marino para su recuperación			

Anexo H
Líneas de investigación y resumen

Líneas de investigación y resumen

Las líneas de investigación se abren y cierran a través del proceso de análisis causa raíz. Muchas reflejan la necesidad de resolver diferencias entre los datos recolectados, mientras que otras reflejan la necesidad de contar con información esencial la cual se identifica conforme se desarrolla el análisis causa raíz. Algunas otras se desarrollan conforme se identifican nuevos problemas.

El proceso ACR de Battelle moniotorea las líneas de investigación (LdI) por medio de una hoja de Excel que identifica el elemento de la investigación en progreso y más adelante identifica el estatus y resultados de las líneas de investigación. Las líneas de investigación son fluidas en cuanto a que reflejan los problemas en un punto determinado en el tiempo. Al principio del análisis causa raíz muchas líneas de investigación estaban activas. Más adelante en el análisis causa raíz, donde ya se habían resuelto la mayoría de los problemas, solamente podría haber unas cuentas líneas activas de investigación.

Durante el curso de este análisis causa raíz, se evaluaron más de 100 líneas de investigación. Este proceso lleva las líneas de investigación desde su identificación como un factor causal o contribuyente, o un aspecto que modifica dichos factores, hasta la determinación del papel del factor o modificador, para llenar brechas y desarrollar una compresión más precisa, o resolver una discrepancia aparente. Las Tablas H1 a H6 proporcionan el alcance de una línea de investigación activa durante este análisis causa raíz en términos de:

- sitio y circunstancias: precursores y desarrollo del incidente,
- la Sea Pony (KAB-101) y sus Pozos: fuga y continuación de la fuga conforme se desarrolla el incidente,
- la Usumacinta y la fase de abandono,
- mandarinas y la fase de albergue seguro,
- fase de rescate y recuperación y,
- cultura de seguridad y producción, consideraciones especiales/únicas.

Cada tabla enumera las categorías importantes evaluadas por las áreas de enfoque mayor dentro de cada área, y para cada una de éstas se presentan los resultados de esa línea de investigación específica.

Tabla H1. Líneas de investigación: sitio y circunstancias: precursores y desarrollo del incidente

Línea de investigación		Potencial para causar/atribuir			Resultados de causa directa	Resultados de causa raíz
Categoría / Papel	Enfoque	Directo (Físico)	Raíz (sistémico) este incidente	Raíz (sistémico) a futuro	para este incidente	
Sitio y circunstancias						
Precursores	Orificios cilíndricos (can-holes) (Sonat 87/Ensco 60)	X	X	X	Causó colapso vertical de soporte de suelo marino	Inquietud paralela en el futuro
	Falta de coincidencia con huella del Mat (Texas / Nebraska)	X		X	No es problema	
Papel en el Incidente					**Causal respecto a orificios cilíndricos (can-holes)**	
Soporte de Suelo Marino	Suelos y modos de falla	X	X	X	Suelo marino facilita el movimiento (traslación/rotación)	Oportunidad para mejora mediante un mejor entendimiento de implicaciones
	Entendimiento/ capacitación	X		X	Sin problemas aparentes	
	Política/ procedimiento	X		X		
	Adecuación de caracterización	X		X		
	Mesotec inadecuado, etc.	X		X	Sin problemas aparentes	
	Otro GeoRiesgo (Falla, Gas,...)	X		X		
Papel en el Incidente					**Contribuye a causa directa**	Causa raíz e inquietud paralela futura
Clima	Importancia vs percepción	X	X	X	Sin problemas aparentes	Oportunidad para mejora mediante un mejor entendimiento de implicaciones
(Corrientes de viento y olas)	Adecuación de caracterización	X	X	X		
	Perspectiva histórica	X		X		
	Previsibilidad	X	X	X		
	Capacitación	X		X		
	Política/ procedimiento	X		X		
Papel en el Incidente					**Contribuye a causa directa - 1evento cada 50 Octubres aunque puede ocurrir lo mismo cada año, como los huracanes**	Causa raíz e inquietud paralela futura

Tabla H2. Líneas de investigación: Sea Pony (KAB-101) y Pozos: fuga y continuación de la fuga conforme se desarrolló el incidente

Línea de investigación		Potencial para causar/atribuir			Resultados de causa directa	Resultados de causa raíz
Categoría / Papel	Enfoque	Directo (Físico)	Raíz (sistémico) este incidente	Raíz (sistémico) a futuro	para este incidente	
Sea Pony (KAB 101) y pozos						
Precursores	Posicionamiento/ orientación	X		X	Como se menciona para el papel	
	Ubicación de tubería submarina	X		X		
Papel en el Incidente					Controla el viento que mueve al producto, dirección de corriente, las direcciones varían en GoM - no es discriminador	
Evento: Fuga	Fuente(s): Árboles/Cabezal/Tubería y SSSV	X		X	Causa directa -- sólo implica el árbol	
Papel en el Incidente					**Causal con respecto al árbol**	
Evento: Continuación de la fuga	Fuente(s): Árboles/Cabezal/Tubería y SSSV	X	X	X	Causa directa -- sólo implica el SSSV en abandono	Causa raíz e inquietud paralela futura
	Política/ Procedimiento/ Error				Sin problemas aparentes	
	Otras fuentes (más abajo en el pozo)	X		X	Probablemente involucrada, pero no es un participante separado del papel en Causa Raíz (CR)	Inquietud paralela en el futuro
	Capacitación			X	Sin problemas aparentes	Inquietud paralela en el futuro
Papel en el Incidente					**Causa - implica sólo la SSSV en el abandono, detalles no claros -- no distingue Causa Directa (CD) ó Causa Raíz (CR)**	Causa raíz e inquietud paralela futura
Eventos plausibles	Explosión	X			Sin problemas aparentes	
	Fallas de mecanismo (independientes)	X			Sin problemas aparentes -- impacto trivial si coincide- el daño secundario excluye la evaluación	
Papel en el Incidente					Ninguno aparente	
Distribución/ diseño de cubierta	Accesibilidad de controles	X		X	Sin problemas aparentes	Posible oportunidad para mejora
	Número de pozos	X		X		
	Colocación de tubería	X				
Papel en el Incidente					Sin impacto aparente- proceso para controlar pozo sin falla	
Pozos	Diseño y construcción	X		X	Sin problemas aparentes	
	Arboles y terminación	X		X		
	Partes internas del pozo	X		X	Sin impacto aparente - Probablemente está involucrada, pero no deja lo esencial aparte del papel en CR	
	Adaptabilidad (ESD, SSV, SSSV)	X		X	Sin impacto aparente - proceso para controlar el pozo sin fallas mediante estos factores	
Papel en el Incidente					**Causa en la SSSV debido a continuación de la fuga en el abandono - detalles no claros-- no distingue CD ó CR**	Causa raíz e inquietud paralela futura
Árbol/Terminación M&M	Modos y mecanismos de falla				Detalles inciertos (SSSV todavía en pozo) pero probablemente un factor, aunque no esencial fuera del papel en CR	
	para SSSV y el Empaque / Otro	X		X		Inquietud paralela futura
Papel en el Incidente					Sin intervención directa - pero tiene implicaciones CR	Inquietud paralela futura y posible oportunidad para mejora

Tabla H3. Líneas de investigación: Usumacinta y la fase de abandono

Línea de investigación		Potencial para causar/atribuir			Resultados de causa directa	Resultados de causa raíz
Categoría / Papel	Enfoque	Directo (Físico)	Raíz (sistémico) este incidente	Raíz (sistémico) a futuro	para este incidente	
Plataforma (Usumacinta)						
Precursores	Movimiento- Inspección-Asentamiento de plataforma	X		X	Sin problemas aparentes	
	Longitud de ventana de Clima claro	X		X		
Papel en el Incidente					Ninguno aparente	
Eventos y decisiones	Aceptación/ certificación de movimiento	X		X	Ninguno aparente	
	Posición y dirección	X		X	Ninguno aparente	
	Adaptabilidad de altura hidráulica	X		X	Ninguno aparente	
	Centro de Gravedad Adecuado	X		X	Datos no disponibles, pero no hay pruebas de que haya sido factor	
	Extender Cantiliver	X		X	Ninguno aparente	
	Dejar Cantiliver extendido	X		X	Ninguno aparente	
	Comando y control	X		X	Se presenta algo de confusión para ser evaluada en CR	
	Enc/apag de sistema de seguridad	X		X	Problemas posibles, pero no es causa directa ya que todo es seguro	
	Fuga	X		X	Precipita la segunda fuga continua	
	Continuación/ segunda fuga	X		X	Motiva el abandono	
	Evaluación de amenazas en tiempo real	X		X	Ausencia de cumplimiento, criterios, decisiones, permite la amenaza/ riesgo se propague	
	Abandono	X		X	Toda la plataforma abandonada de manera segura	
Papel en el Incidente					Ninguno aparente	
Adecuado para servicio	Certificación/ clase	X		X	Sin problemas aparentes	
	Adaptabilidad - MC vs ILC	X		X		
	Papel de embacación ligera	X		X	Facilita el movimiento -- pero el proceso fue típico	
Papel en el Incidente					Un facilitador en el movimiento (traslación/ rotación), que es común en huracanes	Inquietud paralela futura y posible oportunidad para mejora
Mat	Tanques de flotabilidad viables	X		X	Sin problemas aparentes	
	Condición de superficie superior	X		X		
	Dobleces/Arrugas - local y general	X		X	Datos no disponibles, el papel potencialmente crítico sigue incierto	
	Condición general	X		X		
Papel en el Incidente					No determinado hasta colocación en dique seco	
Piernas	Cuñas	X		X	Sin problemas aparentes	
	Rectas y estables	X		X	Aparentemente hasta donde se ve	
	Sistema hidráulico	X		X	Sin problemas aparentes	
	Condición	X		X	Datos no disponibles, el papel potencialmente crítico permanece incierto	
	Defecto local o fracturas	X		X		
Papel en el Incidente					No determinado hasta colocación en dique seco	

Tabla H3. Continuación

Línea de investigación		Potencial para causar/atribuir			Resultados de causa directa	Resultados de causa raíz
Categoría / Papel	Enfoque	Directo (Físico)	Raíz (sistémico) este incidente	Raíz (sistémico) a futuro	para este incidente	
Plataforma (Usumacinta)						
Casco	Distribución de carga CoG	X		X	No determinado, pero no es probable que sea factor - CoG viable	
	Alojamientos/ sistemas hidráulicos	X		X	Sin problemas aparentes	
Papel en el Incidente					Ninguno aparente	
Empaque de perforación	Hardware mal colocado debajo de piso giratorio	X			Sin problemas aparentes	
	Distribución de cubiertas Texas/Spider	X				
	Otras facetas de preparación	X				
Papel en el Incidente					Ninguno	
Sistemas y funcionalidad	Sistemas de seguridad adecuados	X		X	No discriminatorio	Oportunidad posible
	Energía de emergencia adecuada	X		X	No discriminatorio	
	Capacidad de bombeo adecuada	X		X	No determinable / las bitácoras no lo cubren- pero CoG viable	
Papel en el Incidente					Ninguno aparente	
Amenazas y vulnerabilidad/	Actualizar con literatura	X		X	Sin aspectos inusuales, aunque es el primer incidente que incluye tres circunstancias conocidas anteriormente	
Modos y mecanismos	Aspectos históricos y tendencias	X		X		
	Evaluación de aspectos únicos	X		X		
	Revisión de riesgos vs histórico	X		X		
Papel en el Incidente					Sitio contribuye a CD y CR	Oportunidad posible
Adecuación/ viabilidad	Sistemas a bordo (aire, energía)	X		X	No discriminatorio	
	Monitoreo de amenazas y estado	X		X	Un problema, pero consistente con las prácticas en el mundo	Oportunidad clara aquí
	Provisiones a bordo	X		X	Sin problemas aparentes	
	Chalecos salvavidas	X		X	No discriminatorio	Oportunidad posible aquí
	Zona segura (helipuerto)	X		X	No discriminatorio	
	Como albergue seguro	X		X	Un problema, pero consistente con las prácticas en el mundo	Oportunidad clara aquí
Papel en el Incidente					Ninguno aparente	Oportunidad respecto a brechas de monitoreo

Tabla H4. Líneas de investigación: mandarinas y fase de albergue seguro

Línea de investigación		Potencial para causar/atribuir			Resultados de causa directa	Resultados de causa raíz
Categoría / Papel	Enfoque	Directo (Físico)	Raíz (sistémico) este incidente	Raíz (sistémico) a futuro	para este incidente	
Mandarinas						
Precursores	Uso mundial de diseño		X	X	Un problema, pero consistente con las prácticas en el mundo	Oportunidad clara aquí
	Aceptación mundial de función		X	X		
	Aceptación mundial del papel a desempeñar		X	X		
Papel en el Incidente					Sin problemas dada la aceptación mundial -	Una oportunidad importante desde la perspectiva de RC
Eventos y decisiones	Entrar/ Bajar/ Desenganchar	X		X	Ninguno aparente	Oportunidad aparente aquí para evitar problemas potenciales futuros
	Respuestas a inadaptaciones de bote	X		X	Ninguno aparente - las Mandarinas probaron ser herméticas al agua	
	Abandonar / Permanecer con escotillas cerradas	X		X	Ninguno aparente - Mandarinas colocadas de manera segura en el agua	
	Escotillas abiertas, que deben permanecer cerradas	X	X	X	Problema claro -- escotillas abiertas sin una causa clara	
	Adaptabilidad de capacitación		X	X	Problema claro -- muchos aspectos relacionados, con falla	
	Política/ procedimiento		X	X	Problema claro -- muchos aspectos relacionados, con falla	
	Control en botes		X	X	Problema claro -- muchos aspectos relacionados, con falla	
Papel en el Incidente					Sin problema - todos los aspectos físicos - - estructura y función viables en el periodo de uso tal como se diseñó	**Causa - y una oportunidad importante desde la perspectiva de CR**
Adecuación para servicio	Adaptado de manera adecuada	X		X	Sin problemas aparentes	Oportunidad aparente aquí para evitar problemas potenciales futuros
	Capacidad de lanzamiento	X		X	Sin problemas aparentes	
	Estabilidad/ control	X		X	Sin problemas aparentes	
	Funcionalidad (escotillas, ver ancla)	X		X	Sin problemas aparentes	
	Escotillas	X		X	Sin problemas aparentes	
	Hermeticidad al agua (con el uso correcto)	X		X	Sin problemas aparentes	
Papel en el Incidente					Sin problema - todos los aspectos físicos - - estructura y función viable durante el periodo de uso	
Adaptabilidad	Sistemas a bordo (aire, energía, comunicaciones, etc.)	X	X	X	Indicador de posición con falla (EPIRB y radar - SART)	Oportunidad aparente aquí para evitar problemas potenciales futuros
	Estructural/ funcional	X		X	Sin problemas aparentes	
	Provisiones a bordo	X		X	Sin problemas aparentes	
	Viabilidad para estado del mar	X		X	Sin problemas aparentes en uso anterior	
	Como albergue seguro	X	X	X	Incómodo / consistente con práctica mundial	
	Capacitación sobre concepto de albergue seguro on Safe Shelter Concept		X	X	Concepto de albergue seguro mal entendido por todos	
Papel en el Incidente					Sin problema para Mandarina 1. Para Mandarina 2, la adaptabilidad contribuye a CD y CR	**Contribuye a RC**

Tabla H5. Líneas de investigación: fase de rescate y recuperación

Línea de investigación		Potencial para causar/atribuir			Resultados de causa directa	Resultados de causa raíz
Categoría / Papel	Enfoque	Directo (Físico)	Raíz (sistémico) este incidente	Raíz (sistémico) a futuro	para este incidente	
Rescate y recuperación						
Coordinación, planeación, capacitación	Proceso/ Sistema de planeación de rescate			X	Sin problemas aparentes	Oportunidad aparente aquí
	Coordinar operación (con base en tierra)		X	X	Sin problemas aparentes	Embarcaciones de respuesta rápida usados en otros lugares - sin coordinación en sitio - aparentemente contribuye
	Capacitación de gerentes		X	X	Sin problemas aparentes	Muchos aspectos con falla- Aparentemente contribuye
	Capacitación de personal		X	X	Sin problemas aparentes	Muchos aspectos con falla- Aparentemente contribuye
Papel en el Incidente					Sin problemas aparentes	**Aspectos con falla - Aparentemente contribuye**
Eventos y decisiones	Primeros participantes		X	X		Oportunidad aparente aquí
	- Embarcaciones		X	X	Sin problemas aparentes	Contribuye - capacitación y equipo inadecuados
	- Helicópteros		X	X	Sin problemas aparentes	Contribuye - capacitación y equipo inadecuados
	Comando y control			X		Oportunidad aparente aquí
				X	Nada concluyente	Nada concluyente
	- Control Marino		X	X	Sin problemas aparentes	Contribuye mediante problemas en procedimientos relacionados
	- Mandarinas	X	X	X	Aspectos con falla, pero secundarios	Aparentemente contribuye a CR
	Rescate fallido (aire/mar)	X	X	X		Aparentemente contribuye a CR
Papel en el Incidente					Aspectos con falla, pero secundarios	**Contribuye -- y una oportunidad**
Adaptabilidad del proceso	Conteo de sobrevivientes			X	Sin problemas aparentes	Oportunidad aparente aquí
	Autopsias			X		Incompleto - más detalle facilitaría un ACR
	Política/ Procedimiento		X	X		Contribuye -- y una oportunidad
Papel en el Incidente					Sin problemas aparentes	**Contribuye -- y una oportunidad**
Adaptabilidad del equipo	Embarcaciones de servicio sencillo vs múltiple			X		Oportunidad aparente aquí
	Número/ tipo de helicópteros			X		
	Sistemas de comunicación			X		
	Chalecos salvavidas		X	X		Tal vez contribuye
	- Ajujste apropiado			X		Oportunidad aparente aquí
	- Funcionalidad			X		
	Primeros participantes			X		Oportunidad aparente aquí
	- Equipo de rescate			X		
Papel en el Incidente					Nada concluyente	**Aparentemente contribuye con chalecos salvavidas -- Condiciones graves causan dificultades - es probable que el resultado sea similar a intentos ausentes**

Tabla H 6. Líneas de investigación: cultura de producción y seguridad – consideraciones especiales/únicas

Línea de investigación		Potencial para causar/atribuir			Resultados de causa directa	Resultados de causa raíz
Categoría / Papel	Enfoque	Directo (Físico)	Raíz (sistémico) este incidente	Raíz (sistémico) a futuro	para este incidente	
Cultura de producción y seguridad						
Eventos y decisiones	Dependencia de GNP			X	Sin problemas aparentes	Problemas aparentes, pero es difícil cuantificarlos
	Priorización de programa vs presupuesto			X		
Papel en el Incidente					Sin problemas aparentes	**Problema de posible CR**
Reglamentación	Supervisión			X	Sin problemas aparentes	Problemas aparentes, pero es difícil cuantificarlos
	Cumplimiento de contrato			X		
Papel en el Incidente					Sin problemas aparentes	**Problema de posible CR**

Anexo I
Cuestionarios para las Entrevistas y sus Variantes

Brian Lee

Cuestionarios para las Entrevistas y sus Variantes

En este Anexo se presentan los cuestionarios que se elaboraron específicamente para recabar los testimonios de aquellos sobrevivientes al incidente entre la Usumacinta y el KAB-101, y un segundo cuestionario más detallado para aquellos sobrevivientes que atendieron el control de la fuga del pozo 121 (Sección I1).

Por otro lado, también se presenta una sección con los temas de interés específico, de acuerdo a la audiencia y personal entrevista, que se hablaron durante las diversas entrevistas con lo que se ha definido como Grupo de Respuesta Inmediata (*First Responders*), Primer Grupo y Segundo Grupo de Entrevistas (*First-party and Second-party Interviews*) (Sección I2), en donde se encuentran las entrevistas con los capitanes de barcos que posicionaron la Usumacinta en el KAB-101, aquellos capitanes que participaron en la búsqueda y rescate de los sobrevivientes una vez declarado el abandono de la Usumacinta y los capitanes de los helicópteros, tanto aquellos que dan servicio a PEMEX, como los de la Marina y Armada de México, que también participaron en la búsqueda y rescate de los sobrevivientes. De igual forma, en esta misma sección se incluyen los temas específicos que se abordaron en las entrevistas con el personal de PEMEX y de PC que están relacionados a los aspectos administrativos de seguridad, mantenimiento, operación y control, planeación y evaluación, entrenamiento, entre otros; así como las entrevista con personal de las empresas contratistas que y otras plataformas, quienes prestan sus servicios a PEMEX Exploración y Producción y tienen participación en el incidente entre la Usumacinta y el KAB-101.

I1: Cuestionarios elaborados para realizar las entrevistas con sobrevivientes del incidente entre la Usumacinta y el KAB-101, el 23 de Octubre de 2007

Con base a la lectura de la documentación inicial proporcionada por PEMEX y Central, así como de las primeras entrevistas y visitas de trabajo realizadas en diciembre de 2007 el grupo técnico de Battelle elaboró un cuestionario básico y estandarizado que apoyara la realización de entrevistas en forma uniforme y ordenada, para evitar posibles sesgos de interpretación por parte de los entrevistadores.

El cuestionario básico para la entrevista consta de cinco temas:

A. Precursores
B. Fuga de aceite y/o gas y alarmas
C. Evacuación/abandono
D. Descenso del bote salvavidas (mandarina) y lanzamiento (navegación)
E. Fase de navegación y rescate
F. Capacitación

El cuestionario fue diseñado para recoger la experiencia profesional y técnica previa así como para facilitar la tener una mayor precisión en cuanto al conocimiento, actividades y vivencias llevadas a cabo por cada entrevistado durante el accidente y el proceso de rescate.

Con base en los resultados de las 43 entrevistas realizadas en el transcurso de la elaboración de este reporte, se desarrolló un segundo cuestionario cuyo objetivo fue el lograr un mayor nivel de detalle y precisión en las re-entrevistas a ser realizadas al personal de PEMEX que atendieron el control del pozo en sus diferentes etapas, es decir, diseñando la estrategia de control, descendiendo a la plataforma KAB-101 para cerrar los pozos 121 y 101, ó para ayudar a bajar y subir a estas personas desde la Usumacinta.

A continuación se presentan los temas incluidos en el cuestionario de preguntas adicionales para los segundos de PEMEX:

I. Introducción Antecedentes
II. Eventos antes del accidente
III. Sistema de control de los pozo 121 y 101
IV. Acciones para controlar las fugas.

Fecha: _____

Entrevista del incidente entre la Usumacinta y el KAB-101

I. Introducción:

Buenos días (tardes). Mi nombre es _____. Trabajo para Battelle Memorial Institute, y PEMEX nos ha solicitado realizar una investigación detallada en cuanto a la naturaleza y las causas del accidente ocurrido en las instalaciones de la Plataforma fija KAB-101 y la Plataforma Auto Elevable (Usumacinta) Usumacinta, el 23 de octubre. Como alguien que estuvo presente durante los eventos antes y durante el transcurso del accidente, su experiencia y sus observaciones son de suma importancia para llevar a cabo este esfuerzo. De mayor importancia, puede que sus observaciones desempeñen un rol crítico en la identificación de las acciones necesarias para ayudar a asegurar que no vuelva a suceder jamás otro accidente como este en PEMEX. Por lo tanto, estamos muy agradecidos por su disposición de tomarse el tiempo y compartir sus observaciones con nosotros.

Hay un par de cosas que nos gustaría que supiera antes de iniciar:

1. Generalmente, estas entrevistas duran entre dos y tres horas, pero nos gustaría tomarnos el tiempo que fuera necesario para que usted pueda compartir sus observaciones, según lo sienta necesario, lo más completamente posible.
2. Estamos hablando con el mayor número de personas posible que estuvieron presentes durante el accidente. Todos tendrán algunas experiencias y observaciones únicas que compartir, y todas estas nos son esenciales para poder realmente entender qué fue lo que sucedió.
3. Usaremos sus respuestas combinadas con las de otros a los que estamos entrevistando y nuestro análisis. Dado que no podemos garantizar su anonimato, nuestros reportes a PEMEX estarán basados en hallazgos con valor agregado .
4. Para poder documentar sus observaciones correctamente, estaremos tomando notas durante la entrevista. ¿No hay problema?

¿Tiene alguna pregunta antes de que iniciemos?

II. Antecedentes:

Primero, nos gustaría hacerle unas preguntas para establecer los antecedentes:

1. Nos gustaría corroborar esta información que ya tenemos:

   a. Tenemos su nombre registrado como _____. ¿Es correcto?

   b. Según los registros, usted trabajó en _____ al momento del accidente. ¿Es correcto?

Brian Lee

2. ¿Cuál era su puesto dentro de la empresa al momento del accidente? ¿Cuáles eran sus responsabilidades dentro de este puesto?

3. ¿Cuánto tiempo lleva trabajando para la empresa? ¿Qué otros puestos/funciones ha tenido previamente dentro de la empresa?

4. Además de su experiencia con esta empresa, ¿tiene alguna experiencia previa dentro de la industria de gas y petróleo costa afuera? ¿Qué experiencia? ¿Cuántos años de experiencia, en total, ha tenido con operaciones costa afuera?

5. Durante su previa experiencia costa afuera (si es que tuvo alguna), ¿alguna vez pasó por una experiencia de mal clima, la necesidad de evacuar una plataforma por cualquier motivo o cualquier accidente importante en la plataforma? En caso de que sí, por favor descríbala.

6. ¿Lo han entrevistado previamente, o le han pedido dar testimonio sobre el accidente del 23 de octubre? En caso de que sí, ¿cuándo, dónde y quién lo entrevistó? ¿Sabe usted dónde se guarda el registro de aquella entrevista o aquel testimonio?

7. ¿Ha leído o ha escuchado otros testimonios sobre el accidente? ¿Cuál fue la fuente? ¿Piensa usted que lo que se está comentando, en los medios o en cualquier otra parte, sobre el accidente sea acertado?

8. ¿Cuándo llegó al KAB101-Usumacinta y cuál era su puesto/función ahí?

9. El día del accidente, ¿cuáles eran sus principales actividades?

III. Preguntas Detalladas:

Ahora tenemos una serie de preguntas detalladas sobre cada fase del accidente. Puede que ya haya contestado algunas de ellas durante su descripción general, en ese caso lo que haremos es confirmar que hemos tomado nota correcta de las respuestas en nuestros apuntes.

A. Precursores

1. Si estuvo involucrado en el posicionamiento de la Usumacinta en el sitio KAB-101, ¿Qué puede comentarnos sobre el posicionamiento: ¿Dónde inicio el traslado? ¿Cómo estuvo el traslado? ¿Hubo algún problema o alguna inquietud?

2. Detalles/aspectos de la plataforma y su Jack-up (elevación):

a. ¿Vio/estimó la altura libre sobre el nivel del mar (colchón de aire)? En caso afirmativo, cuál es tu estimado de altura? ¿Durante cuánto tiempo pudiste observar el espacio libre entre la plataforma y el nivel del mar (colchón de aire)?

b. ¿Estaba en la cubierta de la plataforma? En caso afirmativo, cuál sería la distancia estimada entre la cubierta de la plataforma KAB-101 y el piso de perforación de la Usumacinta?

c. ¿Cuánto estimas era la altura libre entre cualquier tubería o la parte superior del árbol de navidad de los pozos?

d. Tuviste la oportunidad de observar el área de la elevación de las “piernas” en la cubierta superior – particularmente en el área donde se colocan las cuñas para brindar estabilidad en las “piernas” (columnas) – utilizar fotografías como guía?

Brian Lee

En caso afirmativo, ¿estaban las cuñas en la posición como se observa en las fotos? ¿Estaban las cuñas atadas/amaradas en su parte superior como se observa en las fotos? ¿Otros comentarios relacionados?

e. ¿Sabe si la Usumacinta había alcanzado su altura de elevación (jack up) final sobre el mar ó el proceso de elevación se interrumpió debido a la llegada del Frente Frio No. 4?

f. ¿Sabe cuando se extendió el cantiliver sobre la plataforma KAB-101? ¿Sabe si ese proceso se interrumpió debido a la llegada del Frente Frio No. 4?

g. Si se había terminado con la extensión del cantiliver, ¿sabe si se había iniciado cualquier preparativo para dar servicio al pozo? En caso afirmativo, ¿cuál pozo (101, 103 ó 121)?

h. ¿Sabe si los pozos se cerraron previo al arribo de la Usumacinta? En caso afirmativo, ¿se cerraron los pozos en el árbol de navidad o en la válvula de tormenta (válvula de seguridad)? ¿Sabe si este es un procedimiento estándar, y en caso afirmativo, en que norma o estándar de PEMEX se requiere (referencia)?

3. En referencia a la tormenta:

a. ¿Cuándo fue que primero se percató de que se aproximaba una tormenta? ¿Cuánto tiempo duró la tormenta antes de que empezara a calmarse?

b. ¿En qué momento se suspendieron las operaciones en la plataforma por motivo del clima? ¿Sabe quién tomó la decisión de suspender las operaciones? ¿Qué le dijeron que hiciera cuándo se tomó la decisión de suspender las operaciones?

c. ¿Qué tan severos fueron los vientos y las olas? ¿Se percató de algún movimiento de la plataforma por motivo de la tormenta o de las olas que golpeaban la parte inferior de la plataforma? ¿Estuvo en algún momento preocupado sobre la estabilidad de la plataforma? ¿Por qué?

d. ¿Sintió que se asentara la plataforma? (Indagar si sintieron algo: ¿cómo fue, si hubo un solo movimiento o si fue una serie, si escucharon algún fuerte ruido que se asociara con ello?)

e. La Usumacinta se encontraba estable, o estaba moviéndose o meciéndose? En caso afirmativo: (Indagar: el grado y orientación de como se mecía) – La Usumacinta se encontraba fija verticalmente o tenía una inclinación permanente? (Indagar: grado y orientación de la inclinación, hora en la que ocurrió) ¿Sintió usted que la Usumacinta se “asentara” o se desplazara verticalmente? (Indagar: grado y orientación del desplazamiento, hora en la que ocurrió) Si sintió que la Usumacinta se mecía, y/o se inclinaba, y/o se asentaba, alguno de estos provocó miedo o causó pánico? (Indagar: significancia relativa) ¿Y cómo reaccionaron tus compañeros? (Indagar: obtener los nombres)

B. En relación al evento – Fuga de aceite y/o gas y alarmas

1. Vio o escuchó evidencia de fuga de gas y/o vio dispersión de aceite y/o olor a H_2S (sulfuro de hidrógeno – huele a huevo podrido)?

Brian Lee

a. Si es afirmativo a cualquiera de las preguntas anteriores, ha tenido capacitación para identificar cualquiera de estas amenazas o su severidad relativa en términos de su seguridad personal o la integridad y seguridad de la Usumacinta o la KAB-101?

b. Si existiera una fuga de gas combustible, desde el punto de vista de tu capacitación y/o experiencia, que amenazas representa? (Indagar: explosión, incendio, asfixia) – Bajo que condiciones el gas combustible es propenso a arder y/o explotar y/o asfixiar. (Indagar: que puede generar un incendio o explosión; descarga estática – estaba lloviendo, lo que podría disminuir la probabilidad de descarga estática; habían relámpagos), qué criterios discriminan entre estos desenlaces/resultados y la severidad de los mismos, ¿Cómo podría hacer dicho análisis? ¿Habían sensores de gas combustible en la Usumacinta y/o colocados y funcionando para ayudar en este análisis?). Tenía usted miedo de la fuga de gas combustible y/o cualquiera de los posibles desenlaces.

c. Sabe usted lo que es H_2S y como huele? – Ha tenido capacitación y/o entrenamiento especializado para enfrentarse al H_2S? En caso afirmativo, existe un curso de actualización periódico o revisiones periódicas de dicha capacitación? Si existe una fuga de gas combustible que contiene H_2S, desde el punto de vista de su capacitación y/o experiencia que amenazas representa? (Indagar: muerte, daño cerebral, daño a los pulmones) Bajo qué condiciones el H_2S representa una amenaza a la salud? (Indagar: que le ha enseñado su capacitación en relación a los efectos de su concentración, que criterios le ayudaron a discriminar entre los desenlaces de muerte contra daños a los pulmones; ¿Cómo haría este análisis? ¿Habían sensores en la Usumacinta y/o estaban colocados y funcionando para ayudar en este análisis? ¿Tendría usted miedo de la presencia de H_2S si existiera una fuga de gas combustible?

d. ¿Existe algún otro factor que le causo temor por su seguridad?

2. ¿Escuchó alguna alarma? Si sí, ¿sabía qué significaba la alarma? ¿Sabe quién activó la alarma? ¿Cómo fue que primero se percató que había un problema que tal vez requiriera de una evacuación?

3. ¿Sabe si estaban disponibles los detectores de gases tóxicos / combustibles? ¿Sabe si estaban colocados estos detectores? Si sí o no, ¿Cuándo se colocan normalmente dichos detectores y por quién (PEMEX / Central)?

4. Ya habiéndose percatado de que había una posible fuga, ¿qué hizo usted? ¿Se puso el equipo protector (Indagar: que equipo)? ¿El equipo funcionó correctamente? Si no, que no funcionó?

5. ¿Se cerraron los pozos de la plataforma (KAB-101) para poder controlar la fuga?

a. Si es afirmativo al cierre de los pozos, en base a lo que recuerde, a qué hora y cuándo fueron cerrados? ¿Por qué, de acuerdo a su conocimiento, se tomó esta acción? ¿Quién tomó esta acción? (Indagar; usted participó, en caso afirmativo, preguntar que recuerda del evento y la secuencia de éstos – dejarlo hablar y hacer anotaciones a detalle – en caso contrario, entonces preguntar quién era el líder de

Brian Lee

esta actividad y anotar los nombres de los miembros que lo acompañaron, así como sus funciones).

6. ¿Se "apagó" (black out)/paro total de la Usumacinta en relación a fuente de poder (generadores)?

a. Si es afirmativo al "apagado" de la Usumacinta, en base a lo que recuerde, a qué hora y cuándo fueron cerrados? ¿Por qué, de acuerdo a su conocimiento, se tomó esta acción? ¿Quién tomó esta acción? (Indagar; usted participó, en caso afirmativo, preguntar cuál fue el alcance del apagado y que recuerda del evento y la secuencia de éstos – dejarlo hablar y hacer anotaciones a detalle – en caso contrario, entonces preguntar quién era el líder de esta actividad y anotar los nombres de los miembros que lo acompañaron, así como sus funciones).

7. ¿Qué más puede agregar acerca de la fuga de gas que llevó a esta decisión de evacuar/abandonar? ¿Sabe quiénes de la tripulación fueron a la plataforma (KAB-101) para controlar la fuga? (Indagar: registrar los nombres y sus puestos)

a. Si la persona siendo entrevistada estuvo involucrada en el intento de controlar la fuga, pregúntele los detalles sobre distancias al piso de la plataforma, a la viga transversal entre los brazos del cantiliver, ubicación de los árboles de navidad y flujos de ellos. (Otras indagaciones/averiguaciones: – acciones tomadas para llegar a la plataforma (KAB-101) y acciones específicas que se tomaron para controlar los pozos, ¿había daños a los árboles de navidad ó al panel de control?) Describe la naturaleza y alcance de los daños y la funcionalidad resultante del equipo.

C. En relación al evento – Evacuación/abandono

Ahora nos gustaría preguntarle sobre los eventos que llevaron hasta la evacuación/abandono.

1. ¿Sabe por qué se tomó la decisión de evacuar la plataforma? En caso afirmativo, ¿sabe quién tomó la decisión? ¿La decisión fue una acción coordinada o hubo mucha discusión o desacuerdo entre el personal de PEP y Central antes de tomar la decisión?

2. ¿Cómo fue que primero se enteró de la decisión de evacuar? ¿Dónde estaba y qué estaba haciendo usted?

3 En base a tu conocimiento, el superintendente de PEMEX o Central, dio la orden de abandonar la plataforma en base al análisis de las circunstancias? Si sí se dio la orden, ¿cuál de los superintendentes fue?

4. ¿El personal de PEMEX y Central dieron las instrucciones de acuerdo al manual o las instrucciones que recibieron cuando llegaron a la plataforma? ó la instrucción de abandonar la plataforma vino de personal en tierra? En caso afirmativo, ¿qué compañía dio la orden de abandono?

5. ¿Le dieron a usted capacitación ó instrucciones de cómo y cuándo abandonar la Usumacinta? En caso afirmativo, ¿cuándo recibió dicha capacitación? – ¿Le dieron capacitación en cuanto a quién daría la orden de abandono? En caso afirmativo, ¿cuándo

Brian Lee

recibió dicha capacitación? – ¿hubo un refuerzo de dicho entrenamiento cuando arribó a la Usumacinta?

6. ¿Dónde y a qué hora (de acuerdo a lo que recuerda) se reunieron para prepararse para la evacuación/abandono? ¿Quién estaba a cargo del proceso? ¿Hubo algún problema para reunirse (Indagar: falta de direcciones, condiciones resbalosas, visibilidad)?

7. ¿Conoce formalmente quién está a cargo cuando una emergencia lleva a está orden de evacuación y cómo le es relegada la orden a usted – o simplemente le llega por alarma?

8. ¿Desde su punto de vista, fue esencial abandonar la plataforma o lo hizo porque era importante obedecer la orden? ¿Qué sabía usted de las circunstancias que llevaron a esa decisión?

D. En relación al evento – Descenso del bote salvavidas (mandarina) y lanzamiento (navegación)

Ahora nos gustaría hacerle unas preguntas en relación al proceso del abordaje, del descenso (arriado) y del lanzamiento (navegación) de los botes salvavidas (mandarinas).

1. ¿En qué mandarina se subió? ¿Cómo supo cuál mandarina abordar?

2. Por favor describa cómo fue el proceso de abordar a todas las personas en las dos mandarinas. (Indagar: ¿Había orden en el proceso? ¿Fue claro quién estaba a cargo del proceso? ¿Tenía claro usted qué era lo que se suponía que tenía que hacer? ¿Tuvo algún problema en abordar la mandarina y encontrar su lugar?)

3. ¿Cuáles eran las condiciones climatológicas mientras la gente se subía a las mandarinas? ¿El viento y la lluvia afectaron el proceso? ¿Podía detectar el olor a gas? ¿Estaba portando una máscara de oxígeno / equipo de respiración autónoma? ¿La mayoría de la gente portaba una máscara de oxígeno?

4. ¿Había recibido alguna capacitación sobre qué hacer en una evacuación? Por favor describa esa capacitación. ¿Cuándo recibió la capacitación?

5. ¿Tenía responsabilidades pre-asignadas en el proceso de cargar y descender (arriar)? Si sí, ¿cuáles eran? ¿Había recibido algún tipo de entrenamiento para poder desempeñar estas actividades?

6. ¿Cuándo se subió a la mandarina, dónde estaba posicionado? (Por favor indicar en un esquema de la mandarina) ¿Le fue asignado este lugar o lo encontró usted mismo?

7. ¿Qué medidas tuvo que tomar para llegar a su asiento, ponerse el cinturón de seguridad y sujetarse? ¿Tuvo algún problema al hacer esto? En general, ¿funcionó el proceso sin problemas para la mayoría de las personas o se presentaron muchos problemas?

8. ¿Qué se llevó consigo en la mandarina? (indagar: chaleco salvavidas, máscara de oxígeno, cosas personales). ¿Y las demás personas, qué fue lo que generalmente se llevaron consigo al bote?

9. ¿Habían suficientes chalecos salvavidas? ¿Cuándo se puso el chaleco salvavidas? ¿Tenía tu chaleco salvavidas una luz que funcionara? ¿Todos tenían un chaleco salvavidas en su mandarina antes de que bajaran al mar?

Brian Lee

10. ¿Se percató si la mandarina parecía estar bien equipado (indagar: tenían tanques de aire que funcionaban, cohetes luminosos, agua, suficientes cinturones de salvavidas, capacidad de comunicación, asistentes de navegación o un transmisor (transponder); ¿Existía un radio u otro medio de comunicación? ¿Existía un compas/brújula? ¿Estaba el radio encendido y probado y/o se probaron otros sistemas antes de iniciar el descenso de la mandarina al mar? ¿Todo parecía estar funcionando?

11. Antes de que bajaran a la mandarina, ¿parecía estar todo listo y en orden? (indagar: todos estaban sentados, con cinturón de seguridad, con sus chalecos salvavidas puestos y el equipo guardado) Mencionar cualquier inquietud.

12. ¿Se presentó algún problema con el descenso? ¿Pareció que la mandarina golpeara algo?

13. ¿Hubo comunicación durante el descenso – con quién y de qué trato la comunicación?

14. ¿Hubo algún problema que usted se haya percatado, al desconectar el bote de los ganchos del cable? ¿Quién estaba a cargo del proceso? ¿Esta persona parecía entender el proceso y hacerlo de manera eficiente?

15. ¿Se abrió la escotilla para satisfacer algún requerimiento para bajar la mandarina y/o desconectar los ganchos? Si es así, ¿cuánto tiempo estuvo abierta la escotilla? ¿Quién cerró la escotilla una vez que se desconectó el cable? ¿Entró agua al bote durante el proceso de descender la mandarina y desconectar los cables? ¿Se cerraron todas las escotillas exitosamente?

16. ¿Habían escotillas abiertas cuando la mandarina llegó al nivel del mar – cuáles / por qué / hubo problemas al cerrar las escotillas?

17. ¿Se abrió alguna escotilla para desplegar el ancla de mar? Si sí, ¿cuándo y dónde? ¿Cuánto tiempo estuvieron abiertas las escotillas para esta operación? ¿Quién decidió abrir las escotillas para desplegar el ancla de mar? ¿Quién cerró las escotillas? ¿Hubo algún problema al cerrar las escotillas?

18. Cuando la mandarina primero entró al agua y se desconectó del cable, ¿qué condiciones se presentaban?

    a. ¿Qué tan picado estaba el mar? ¿Empezaron derechos y permanecieron derechos? En caso de que no, ¿cuántas veces se voltearon y cuándo?

    b. ¿Pudo permanecer en su asiento? ¿Los demás pudieron permanecer en sus asientos? ¿Había objetos volando o moviéndose que hayan causado algún daño o que hayan lastimado a alguien?

    c. ¿La gente estaba tranquila o en pánico? ¿Se enfermó alguien? ¿Sabía usted, o alguien más, que había medicina para la nausea a bordo?

    d. ¿Había alguien a cargo? ¿Quién era? ¿Pudo mantener el orden? ¿La persona a cargo demostró ser capaz o estar capacitado para condiciones extremas?

19. Después de que la mandarina estuvo en el agua, ¿cuál era su condición?

Brian Lee

a. ¿Había agua en la mandarina? Si sí, ¿podría decirnos por dónde entraba el agua? (Indagar: ¿por las escotillas? ¿Por las juntas alrededor del bote salvavidas? ¿Del tapón de desagüe en el piso?) ¿Cuánta agua había y qué tan rápido parecía estar entrando? ¿Qué tan profundo estaba el agua después de un minuto? ¿Qué tan profundo estaba después de 10 minutos?

b. ¿Cuándo se arrancó el motor? ¿Hubo problemas con el motor, la dirección o los controles?

c. ¿Hubo problemas con las comunicaciones?

20. Después del lanzamiento de la mandarina, ¿Se volvieron a abrir las escotillas en algún momento? Si sí, ¿por qué y quién las abrió? Si se volvieron a abrir las escotillas, ¿qué pasó? (Indagar: ¿se metió agua al bote?, ¿se salió gente?) ¿Si había personas que abandonaron la mandarina, que tan profundo estaba el agua cuando comenzaron a abandonarla? ¿Cuál es para ti la razón principal por la que el agua entró a las mandarinas?

E. En relación al evento – Fase de navegación y rescate

Ahora nos gustaría hacerle unas preguntas sobre qué pasó después de que los botes salvavidas (mandarinas), navegaron desde la plataforma y hasta el momento del rescate.

1. ¿Hubo comunicación inicialmente una vez que iniciaron la navegación – con quién / cuánto tiempo / qué se comentó, etc. – se dio consejo alguno en cuanto a qué dirección tomar o sobre los planes de rescate – quién lo dio? ¿Estuvo involucrado Control Marino, o dieron consejos/recomendaciones y/o eran las instrucciones de otros barcos o plataformas? (Indagar: intente obtener nombre / tiempos / detalles / recuerdos e información en las instrucciones que le dieron – mantenerse dentro de la mandarina, mantener las escotillas cerradas, etc.)

2. ¿Existía información disponible dentro de las mandarinas de como operarlas? ¿Qué faltaba? ¿Había información en las mandarinas de cómo permanecer seguros? ¿Qué faltaba?

3. ¿Sintió o golpearon el fondo del mar a causa del movimiento de las olas?

4. ¿Estaban o se abrieron las escotillas después de salir (Si/No) (o las escotillas ya abiertas permanecieron abiertas ***después de la salida***) ¿Qué escotillas estaban abiertas – por qué / cuándo / dónde / cuánto tiempo / quién las cerró / cuándo / problemas – línea de tiempo para los eventos relacionados?

5. Si no habían escotillas abiertas, o no se abrieron, entró agua al bote antes de que se abrieran las escotillas – dónde entró / a qué profundidad llegó / qué tan rápido – en caso de necesitarse funcionó la bomba de desagüe - si se usó la bomba, dónde se depositó el agua de desagüe / sabía cómo manejar la bomba / había recibido capacitación para ello? ¿Hay información sobre esta bomba y el proceso en un manual o dentro de un procedimiento?

6. ¿En qué dirección se dirigieron y por qué – cómo sabe esto? (puntos de referencias)

Brian Lee

7. ¿Siempre tuvieron energía, o falló el motor – si sí cuándo / y qué tan lejos cree usted que fueron y en qué dirección / juicio basado en qué referencias?

8. ¿Hubo problemas con el motor / con la visibilidad / con la dirección / con el timón / con otras cosas? Se perdió el control del bote salvavidas – si fue así, cuánto tiempo después de haber liberado los ganchos de sujeción?

9. ¿Empezaron derechos y permanecieron derechos? – si no a cualquiera de los dos, ¿cuándo se voltearon y bajo que circunstancias – tiempo en voltearse después de haber liberado los ganchos de sujeción?

10. ¿Estaba picado el mar / podía permanecer sentado en su lugar / permanecieron derechos / hubo pánico? – factores específicos / clima / se sintieron encerrados / enfermedad / olor / otro – anotarlo en una línea de tiempo, en secuencia si se puede

11. ¿Se abrieron escotillas ***después*** y cuándo / por qué / quién / bajo la orden de quién / se discutió el abrirlas / cuántas se abrieron / por qué / bajo instrucciones de quién / pánico? – ¿Dónde estaba usted cuando se abrieron las escotillas / en qué secuencia sucedió esto / línea de tiempo / marcos de referencia – cuáles fueron las consecuencias? (¿Se volaron las puertas de las escotillas o permanecieron abiertas a causa del viento / las olas / entró agua?)

12. ¿Vio o escuchó la presencia de un barco de rescate? / Si sí, ¿cuál, nombre y posición, distancias / qué acciones fueron tomadas dentro del bote salvavidas / el barco de rescate intentó llegar al bote salvavidas / el barco de rescate intentó amarrar el bote salvavidas? / Si sí , ¿con qué y qué pasó después?

13. ¿Quién tomó la decisión de acercar el bote al barco? ¿Sabe cuál es el procedimiento a seguir una vez que el bote está en el agua? ¿Recibió algún consejo o capacitación sobre eso y los riesgos relacionados a acercarse a un barco grande en malas condiciones climatológicas?

    a. ¿Si se aproximaron al barco de rescate, la mandarina en la que viajaba chocó con dicho barco? ¿Le parecía práctico brincar desde la mandarina hacia el barco de rescate? Si las personas abandonaron la mandarina porque se estaba llenando de agua, que tan profundo estaba el agua cuando decidieron salir – y ¿cuáles fueron las causas principales por las que entró el agua?

    b. ¿Fue entre los primeros en salir – o entre los últimos?

    c. ¿Hubo otras personas dentro del bote aún cuando usted lo dejó – número aproximado – todos con vida / la mayoría / algunos?

14. ¿Cómo / dónde / cuándo / y quién los rescató? – ¿a qué hora y bajo qué circunstancias sucedió esto? – entre en el más detalle posible por favor. (Asegúrense de obtener: cuanto tiempo permanecieron en la mandarina, cual era la condición de este cuando lo dejaron, estaban ellos dentro o afuera (sobre) la mandarina, si estaban afuera porque se salieron, si no estaban dentro o fuera de la mandarina, cuánto tiempo permanecieron en el agua, cuál era la condición de la mandarina cuando la dejaron, porque la dejaron)

15. ¿Tenía puesto el chaleco salvavidas / algún problema en ponérselo – estaba encendida la luz – se acuerda del diseño? (apoye con fotos de las cuales pueden elegir).

Brian Lee

16. ¿El bote salvavidas estaba dañado cuando los rescataron? – Describa su condición – (derecho / volteado) escotillas intactas / estaban aún en control / con energía / más secos que mojados / o inundados contra mucha agua pero aun flotando.

17. ¿Cómo cree usted que se podría mejorar el proceso de rescate o los botes salvavidas para reducir la pérdida de vida que ocurrió?

F. Finalmente, tenemos unas preguntas adicionales sobre la Capacitación que puede haber recibido. Tenemos una lista de temas, y para cada uno de ellos nos gustaría saber si recibió capacitación sobre este tema, cuándo la recibió, con qué frecuencia recibió la capacitación, quién se la dio, si la capacitación involucró simulacros reales y con equipo, y si piensa usted que la capacitación lo preparó para las condiciones que vivió y las acciones que tenía que tomar.

1. Capacitación sobre el contenido de los manuales, las políticas y los procedimientos de emergencia para la plataforma KAB-101 y sus pozos, o la Usumacinta, incluyendo identificación de las líneas de autoridad y las responsabilidades durante una emergencia, roles y responsabilidades, y acciones a tomar para asegurar su seguridad.
2. Capacitación sobre qué hacer en caso de fuga de gas combustible o de cualquier otro tipo, incendio, explosión o presencia de vapores tóxicos o asfixiantes.
3. Capacitación sobre el uso de las máscaras de oxígeno y otro equipo de protección.
4. Capacitación incluyendo ejercicios sobre cómo evacuar la plataforma utilizando las mandarinas ó botes salvavidas, incluyendo cómo entrar, cómo ubicarse y resguardarse en su lugar, y cómo arriar y zarpar los bote salvavidas. ¿Esta capacitación incluyó el entrar a los botes salvavidas y descender en los botes salvavidas?
5. Capacitación sobre qué esperar y qué hacer una vez zarpados los botes, especialmente en condiciones extremas. (Indagar: cómo permanecer seguros en el bote salvavidas. Si mantenerlo o no sellado. Quién está al mando.)
6. Capacitación sobre cómo operar el bote salvavidas (mandarina) y sus partes/componentes, incluyendo cómo responder a problemas que se presentan con dicho bote salvavidas. (Indagar: qué hacer si fallan los motores, si se rompen las hélices ó timón, o si hay fugas)
7. Capacitación sobre la funcionalidad de los botes salvavidas y si es ó cuándo es apropiado abandonar los botes salvavidas.
8. Capacitación sobre la mejor manera de sobrevivir en el agua en caso de separarse del bote salvavidas.

Muchas gracias por su ayuda. ¿Tiene alguna pregunta? ¿Alguna otra cosa que quiera comentarnos?

Fecha en que se realizó la entrevista:

Nombres del los entrevistadores.

Firmas de los entrevistadores:

Brian Lee

Segundo cuestionario de preguntas adicionales para personal de PEMEX quién participó en el control de la fuga inicial en el pozo 121

I. Introducción y antecedentes

Usted ha sido identificado como un de las personas que bajó al KAB-101 e intento cerrar la fuga. Nos gustaría hacerle unas preguntas específicas sobre su experiencia y actividades en el KAB-101.

1. ¿Cuál es la naturaleza de su formación y experiencia técnica? ¿Tenía conocimientos específicos y previos de este KAB-101 (su diseño y sus sistemas de control)?
2. ¿Participó estado o su equipo en cualquiera de las actividades para posicionar la plataforma o para preparar el KAB-101 para el trabajo programado, después de la llegada del Usumacinta a su ubicación? ¿Cuáles fueron esas actividades?
3. ¿Observó la Usumacinta y el KAB-101 en la tarde o en la noche del 22 de octubre? Si sí, ¿todo parecía estar en orden – Posición correcta y equipado? ¿Hubo algo que le causara inquietud?
4. En su experiencia, este KAB-101 era bastante típico en cuestiones de:
    a. ¿Su distribución funcional? ¿Algún problema?
    b. ¿Sus sistemas de seguridad, incluyendo el SSV y el SSSV? ¿Algún problema?
    c. ¿Su configuración para las actividades de desarrollo y producción? ¿Algún problema?
    d. ¿Diseño para el mantenimiento? ¿Algún problema?
5. ¿Cuáles son las operaciones normales diarias de un Pozo de producción sin personal?
6. Antes de trabajar en un pozo, qué acciones se toman para asegurar:
    a. La seguridad del pozo
    b. La seguridad del personal
7. ¿Estaban cerrados los pozos del KAB-101 KAB durante el acercamiento de la plataforma? ¿Es esto práctica común?
8. Durante el acercamiento de la plataforma al KAB-101 KAB-101 , ¿hubo algún riesgo potencial que no estaba contemplado pero que de todos modos surgió? ¿Cuáles eran estos riesgos potenciales y cómo se manejaron?
9. ¿Se monitoreo alguno de estos riesgos potenciales durante y después del movimiento de la plataforma? ¿Consideraría usted que esos riesgos potenciales que requerían de un monitoreo continuo ser parte de un monitoreo normal antes y después del movimiento de la plataforma? ¿Cómo se registran estas necesidades normales de monitoreo y quién recibiría las actualizaciones de dichos monitoreos, y qué tan frecuentemente?
10. ¿Cómo sabía usted que ya se había completa el movimiento de la plataforma? ¿Qué observaciones específicas determinan que el movimiento de la plataforma ha terminado?
11. ¿Se le informó que el movimiento de la plataforma había terminado, quién se lo informó y cómo le fue comunicado esto?
12. ¿Cuándo se sacó el cantiléver de la plataforma, y por qué se sacó? ¿Hubo alguna preocupación sobre el frente norte que se acercaba mientras se extrajo el cantiléver, hubo alguna discusión sobre el clima al momento de la extracción?
13. ¿Conoce usted la filosofía de Dupont STOP? ¿Aplicaría esta filosofía en una situación donde el cantiléver de la plataforma se convierte en un riesgo potencial al KAB-101?

Brian Lee

14. Bajo la filosofía STOP, ¿qué acciones recomendaría usted cuando un cantiléver se convierte en un riesgo potencial al KAB-101 de la producción?
15. ¿Qué medidas fueron implementadas para eliminar o mitigar los riesgos potenciales del cantiléver a los pozos de producción del KAB-101?

II. Eventos antes del accidente

1. ¿Qué eventos lo llevaron a bajar al KAB-101 – cuándo y cómo se percató que había un problema?
2. ¿Cuál fue su percepción inicial del problema: ¿qué se estaba fugando y dónde? (use foto / imagen del árbol)
3. ¿Cuál era su objetivo al subirse a la plataforma – cuál era su intención?
4. ¿Cuál era la condición física de los árboles de navidad (101, 121) y del tapón de producción (103) al momento en que se subió a la plataforma?
5. ¿Qué factores determinaron que usted debería ser una de las personas de subirse la KAB-101 para intentar resolver el problema¿
6. Según lo que pueda decirnos, ¿qué fue lo que ocasionó la primera fuga detectada y qué pozos estaban involucrados?
7. Según lo que pueda decirnos, ¿hubo algún aviso previo de que la plataforma estuvo a punto de pegar con el KAB-101? ¿Quién tuvo conocimiento? ¿Qué, si es que algo, se hizo para evitar que la plataforma le pegara al KAB-101?
8. ¿Cuándo fue que primero se percató de lo que usted consideraría movimiento o balanceo anormal de la plataforma, y como resultado, tuvo alguna inquietud en cuanto a su seguridad en ese momento, por qué?
9. ¿El cantiléver de la plataforma fue preocupación de seguridad, por qué? ¿Se tomaron algunas medidas de precaución como resultado? ¿Se retractó el cantiléver? ¿Por qué sí o no?
10. ¿Estaban cerradas las válvulas de seguridad del pozo? ¿Por qué sí o no?

III. Sistema de control de los pozos 121 y 101

1. Normalmente, ¿cómo se aseguraría de que los Sistemas de Control de los pozos en la KAB-101 están operando correctamente?
2. ¿Cuándo fue la última vez que el Sistema de Control se: 1) inspeccionó; 2) calibró; y 3) reparó? ¿Se registraron estas acciones y quién recibe los reportes después que se lleve a cabo esta acción? ¿Dónde se guardan los reportes? ¿Qué tan frecuentemente se requiere realizar la Inspección / Calibración; cuáles son los procedimientos?
3. ¿El Sistema de Control de Pozo estaba funcionando correctamente antes de que el cantiléver se impactara con el KAB-101 KAB-101?
4. ¿Estaba operando el Sistema de Control cuando usted bajó a la plataforma para controlar la fuga?
5. ¿Qué contingencias hay para cuando falla la operación del Sistema de Control y se tiene una emergencia en el pozo?
6. ¿Cuál es la ubicación normal de los Dispositivos de Emergencia de Seguridad (ESD's) en el KAB-101 (cubierta o línea de agua?)
7. ¿Hay ubicaciones de dispositivos de emergencia (ESD) en la plataforma? ¿Se tienen típicamente dichas ubicaciones en las plataformas – dónde – y dónde en la Usumacinta?

Brian Lee

IV. Acciones para controlar las fugas

1. ¿Cuáles eran las circunstancias y las limitantes de operador al momento en que se tomó la decisión de cortar la línea de control al pozo 121?
2. ¿Cuál línea de control se cortó, y cómo se cortó?
3. ¿El cortar la Línea de Control es un procedimiento que se recomienda en este tipo de evento?
4. ¿Puede decirnos qué pasa dinámicamente cuando se corta la Línea de Control?
5. ¿Había alguna ubicación sobre la línea de control, entre el Panel de Control y el Árbol de Navidad dónde no se recomiende cortar la línea de control? ¿Por qué?
6. ¿Cuál fue el objetivo de cortar la línea de control después de que el cantiléver de la plataforma cizalló el Árbol de Navidad del pozo 121? ¿Se cumplió el objetivo, y cómo sabe que se cumplió?
7. Entendemos que hubo una fuga subsecuente – ¿la hubo?
8. ¿Qué tan pronto ocurrió la segunda, subsecuente fuga después de que se aisló la primera fuga?
9. ¿Qué ocasionó la segunda fuga, y dónde ocurrió la fuga?
10. ¿Se tomaron medidas para intentar de controlar la segunda fuga? Si sí, ¿cuáles fueron y fueron exitosas (evidencias del éxito)? Si no, ¿por qué no?
11. ¿Participó en el proceso de decisión relacionado a qué medidas tomar en cuanto a la segunda fuga? ¿Qué puede contarnos acerca de ese proceso?
12. ¿Qué información reportó y a quién e reportó con base en lo que observó al intentar de detener la primera fuga?
13. ¿Cómo eran las condiciones de trabajo cuando estuvo en el KAB-101? ¿Tuvo algún problema en lograr lo que estaban intentando hacer por cuestiones del clima, viento, falta de información, o cualquier otra cosa?
14. ¿Se percató de que la plataforma se había asentado, cuándo? ¿Cuánto se había asentado la plataforma, y cómo se percató de este asentamiento?

Brian Lee

I2: Temas de interés específico que se hablaron durante las diversas entrevistas con el grupo de respuesta inmediata, primer grupo y segundo grupo de entrevistas

En el transcurso del ACR, se programaron y realizaron 11 entrevistas relacionadas a las actividades de búsqueda y rescate, específicamente a aquellos barcos, helicóptero al servicio de PEMEX y helicópteros de la Armada y Marina. Adicionalmente, se programaron y realizaron entrevistas con personal de diferentes áreas administrativas, operativas y de seguridad de PEMEX; así como con personal de Control Marino y Control Aéreo.

Finalmente, se programaron y realizaron entrevistas con personal de las empresas contratistas que están relacionadas o que podían aportar información relevante sobre el incidente entre la Usumacinta y el KAB-101, y visitas a otras plataformas próximas a donde se ubicaba la Usumacinta o que sufrieron algún tipo de percance durante el evento meteorológico del 23 de Octubre de 2007.

A continuación se presenta un resumen de aquellos temas de interés específico que se hablaron durante estas diversas entrevistas (ver Tabla I1).

(ver página siguiente)

Tabla I1. Temas de interés específico para las entrevistas con el grupo de respuesta inmediata, primer grupo y segundo grupo de entrevistas

Entrevistas	Tema de Interés
Participantes en el Rescate:	
Capitanes de Barcos Capitanes de Helicóptero al servicio de PEMEX Helicóptero de la Secretaría de Marina (SEMAR)	• Condiciones meteorológicas reinantes durante su participación. • Actividades durante su participación en la emergencia de la Usumacinta. • Actividades durante su participación en la recuperación de las mandarinas. • Participación durante la búsqueda y rescate de los náufragos. • Comunicación recibida para atender la emergencia de la Usumacinta y durante su participación. • ¿Qué equipo de rescate existe en la embarcación? • Entrenamiento del personal de la tripulación en rescate de náufragos. • Mejoras, recomendaciones y lecciones aprendidas del incidente del 23 de Octubre de 2007.
Personal de PEMEX	
Administración	• Contrato entre PEMEX y Perforadora Central (PC) • Supervisión y cumplimiento del contrato entre PEMEX y PC. • Histórico de incidentes / accidentes en la RMSO. •

Entrevistas	Tema de Interés
Operación	• Condiciones de operación de la KAB-101 • Planeación de la operación en el Activo Integral Litoral Tabasco. • Descripción de las actividades programadas para la Usumacinta en la ubicación del KAB-101. • Histórico de incidentes / accidentes en la RMSO. • Mantenimiento de la KAB-101 y su equipo de seguridad (válvulas, consola, etc.) • Funcionamiento , inspección y mantenimiento a las SSSV (válvulas de tormenta) • Etapas de la perforación de un pozo • Discusión sobre la línea de tiempo de eventos el 23 de octubre del 2007 • Evaluación de videos del control de la fuga en la KAB-101 Oct-Nov 2007

Entrevistas	Tema de Interés
Seguridad	• Descripción de la Estructura Orgánica del área de SIPAC, tanto corporativa en PEP como regional; ¿Cómo es la interacción con las otras áreas de PEP? • Objetivos y funciones de la Subdirección de SIPAC; ¿Cómo se transmiten estos objetivos hacia las regiones? • ¿Cómo se mide o se le da seguimiento a la implementación de los Programas y Planes de la Subdirección de SIPAC? • Cuáles han sido las áreas de mejora en los últimos años y cuáles son las áreas de oportunidad de mayor prioridad para la Subdirección de SIPAC. • ¿Cómo se evalúa el desempeño de PEP en el aspecto de Seguridad, tales como la implementación del Plan de Respuesta de Emergencia y los procedimientos asociados? • ¿Existe alguna preocupación acerca del clima o cultura de seguridad en las áreas operativas de PEP?; ¿Preocupación en cuanto a la disponibilidad de recursos (materiales, humanos, económicos, etc.)?; ¿Preocupación en el compromiso de la administración para llevar a cabo los programas relacionados a la seguridad y protección al medio ambiente? • ¿Qué herramienta/sistemas se tiene para evaluar el grado de conocimiento, implementación, aceptación de los programas y procedimientos de seguridad en el personal operativo? • ¿Qué nivel de confianza tiene acerca del cumplimiento de los requerimientos contractuales de seguridad, equipo de protección personal y de salvamento?; ¿Existe una revisión de las cláusulas de contrato de los aspectos de seguridad - Cada cuanto se revisan estas cláusulas? • ¿Se tiene un historial de incidentes/eventos de la naturaleza de la Usumacinta?; ¿Cuál ha sido la tendencia - Se tiene un sistema donde se registran estos incidentes?; ¿Quién y de qué forma se lleva un seguimiento de las recomendaciones de estos incidentes? • A raíz del incidente en la Usumacinta, se han realizado algún “benchmarking”, para conocer las tendencias y mejores prácticas mundiales para prevenir incidentes similares. • ¿Cómo evalúa la adecuación de los procedimientos de seguridad entre las diferentes regiones y áreas de PEP (producción, perforación, mantenimiento, etc.)? • ¿Cómo se definen las necesidades de capacitación entrenamiento en los temas relacionados a la seguridad personal y de las instalaciones - Qué seguimiento se le da al aprendizaje?; ¿Existen sistemas/herramientas que evalúen el nivel de aprendizaje del personal operativo? • Aparte de la investigación de la Causa Raíz que Battelle está realizando, cuáles han sido las otras investigaciones que se han realizado en relación al incidente en la Usumacinta.

Entrevistas	Tema de Interés
Control del Pozo posterior al incidente del 23 de Oct.	• ¿Cuándo y cómo fueron requeridos para atender el control de pozo (posterior al incidente del 23 de Octubre de 2007)? • ¿Dónde se encontraban y como se trasladaron a la ubicación de la Usumacinta? • ¿Cuáles fueron las condiciones en las que observó el pozo 121 y pozo 101? • Descripción de las actividades de control. • Cronología de eventos. • Incidentes durante el control del pozo.
Coordinación de Servicios Marinos de PEP	
Control Marino	• ¿Cuándo se percataron del incidente en la Usumacinta? • ¿Cuándo y quién inició las comunicaciones con la Usumacinta? • ¿En emergencias de ésta índole, cuál es el procedimiento para llamar a las compañías que prestan el servicio de embarcaciones a PEMEX? • ¿Cuándo se iniciaron las actividades de apoyo y búsqueda y rescate? • ¿Cuántas embarcaciones respondieron a la emergencia en la Usumacinta y donde se ubicaban? • ¿Cuáles fueron las instrucciones que se les dio a los capitanes? • Cronología de actividades de dicho departamento/área • Área de influencia o de control • Principales actividades de dicho departamento • Equipo del que disponen para la comunicación y control de las embarcaciones

Entrevistas	Tema de Interés
Control Aéreo	• ¿Cuándo y quién inició las comunicaciones con Control Marino? • ¿En emergencias de ésta índole, cuál es el procedimiento para llamar a las compañías que prestan el servicio de transporte aéreo a PEMEX? • ¿Cuándo se iniciaron los vuelos? • ¿Cuántos vuelos se programaron y cuál fue su frecuencia? • ¿Cuáles fueron las instrucciones que se les dio a los capitanes? • Cronología de actividades de dicho departamento/área • Área de influencia o de control • Principales actividades de dicho departamento • Equipo del que disponen para la comunicación y control de las embarcaciones
Personal de Empresas Contratistas y de PEMEX en otras Plataformas	

Entrevistas	Tema de Interés
Perforadora Central	• Condiciones de contrato con PEMEX • Condiciones meteorológicas reinantes el 23 de Octubre de 2007. • Procedimientos y actividades para la movilización de una plataforma. • Acciones durante la navegación de una plataforma. • Procedimientos y actividades para la elevación del casco de una plataforma. • Procedimientos y actividades para la extensión del cantiléver. • Condiciones de seguridad en las plataformas. • Condiciones y descripción del sistemas de alarmas y detectores de gases en las plataformas. • Condiciones y descripción del equipo de seguridad personal y de salvavidas en las plataformas. • ¿Quién declara abandono y como se realiza? • Historia de Incidentes / Accidentes de la Usumacinta ó cualquier otra plataforma de PC. • ¿Qué requisitos de entrenamiento tiene por parte de PEMEX? • Programa de entrenamiento y certificación de su personal. • Número y características del equipo de seguridad, alarmas y detectores que se encontraba en la Usumacinta el 23 de Octubre de 2007. • Cronología de las actividades de su personal en la Usumacinta • Relatoría de la comunicación entre PC y la Usumacinta el día del incidente del 23 de Octubre de 2007 • Mejora, recomendaciones y lecciones aprendidas del incidente del 23 de Octubre de 2007.

Entrevistas	Tema de Interés
Vallen	• Condiciones de contrato con PEMEX • ¿Qué requisitos de entrenamiento tiene por parte de PEMEX? • Programa de entrenamiento y certificación de su personal. • Número y características del equipo de seguridad, alarmas y detectores que se encontraba en la Usumacinta el 23 de Octubre de 2007. • Cumplimiento con Nomas Nacionales (NOM) y/o estándares internacionales. • Cronología de las actividades de su personal en la Usumacinta • Mejora, recomendaciones y lecciones aprendidas del incidente del 23 de Octubre de 2007.
SERCOMSA	• Condiciones de contrato con PEMEX • ¿Qué requisitos de entrenamiento tiene por parte de PEMEX? • Programa de entrenamiento y certificación de su personal. • Cronología de las actividades de su personal en la Usumacinta • Mejoras, recomendaciones y lecciones aprendidas del incidente del 23 de Octubre de 2007.
Schlumberger	• Condiciones de contrato con PEMEX • Descripción de las características y funciones de la válvula de tormenta instalada en el pozo 121 • Fallas típicas de las válvulas de tormenta. • Procedimiento de adquisición de las válvulas de tormenta. • Documentos que avalan la adquisición, recepción, validación, embarque y colocación de la válvula de tormenta instalada en el pozo 121 • Historia de fallas de las válvulas de tormenta. • Mejoras, recomendaciones y lecciones aprendidas del incidente del 23 de Octubre de 2007.

Entrevistas	Tema de Interés
Otras Plataformas	• Condiciones meteorológicas reinantes el 23 de Octubre de 2007. • Procedimientos y actividades para la movilización de una plataforma. • Acciones durante la navegación de una plataforma. • Procedimientos y actividades para la elevación del casco de una plataforma. • Procedimientos y actividades para la extensión del cantiléver. • Condiciones de seguridad en las plataformas. • Condiciones y descripción del sistemas de alarmas y detectores de gases en las plataformas. • Condiciones y descripción del equipo de seguridad personal y de salvavidas en las plataformas. • ¿Quién declara abandono y como se realiza? • Incidentes durante el 23 de Octubre de 2007.

Anexo J
Resumen de las entrevistas

Resumen de las Entrevistas

Este Anexo consta de dos secciones, la primera (J1) donde se presentan una breve descripción de los comentarios más sobresalientes para este Análisis Causa Raíz (ACR), de aquellos sobrevivientes que tuvieron participación activa (ej.: control de la fuga en el pozo 121) o pasiva (ej.: que permanecieron en el área segura) en el incidente entre la Usumacinta y la KAB-101.

La segunda sección (J2) presenta los comentarios más importantes para este ACR de lo que se ha definido como Grupo de Respuesta Inmediata (*First Responders*), Primer Grupo y Segundo Grupo de Entrevistas (*First-party and Second-party Interviews*), en donde se encuentran las entrevistas con los capitanes de barcos que posicionaron la Usumacinta en la KAB-101, aquellos capitanes que participaron en la búsqueda y rescate de los sobrevivientes una vez declarado el abandono de la Usumacinta y los capitanes de los helicópteros, tanto aquellos que dan servicio a PEMEX, como los de la Marina y Armada de México, que también participaron en la búsqueda y rescate de los sobrevivientes. En esta misma sección se incluyen las entrevistas al personal de PEMEX y de PC que están relacionados a los aspectos administrativos de seguridad, mantenimiento, operación y control, planeación y evaluación, entrenamiento, entre otros; así como las entrevista con personal de las empresas contratistas que y otras plataformas, quienes prestan sus servicios a PEMEX Exploración y Producción y tienen incidencia en el incidente entre la Usumacinta y la KAB-101.

En total durante el desarrollo de este ACR que comenzó propiamente en Diciembre 2007 y concluyó en Mayo 2008, se realizaron 84 entrevistas, en las cuales atendieron un total de 125 personas de distintas áreas de PEMEX Exploración y Perforación, así como contratistas, tales como: Perforadora Central, Vallen, SERCOMSA (Servicios Comodatarios), Schlumberger, y otros (ver Tabla J1)

Tabla J1. Resumen del Número de Entrevistas y Personas Entrevistadas

Entrevistas / Entrevistados	No. Entrev.	No. Pers.
Sobrevivientes	**43**	**43**
Re-entrevistas a personal que participó en el cierre de los pozos de la KAB-101	(3)	(4)
Participantes en el Rescate	**11**	**17**
Capitanes de Barcos	5	5
Capitanes de Helicóptero al servicio de PEMEX	5	7
Helicóptero de la Secretaría de Marina (SEMAR)	1	5
Personal de PEMEX	**20**	**32**
Administración	5	5
Operación	7	14
Seguridad	6	11
Control del Pozo posterior al incidente del 23 de Oct.	2	2

Entrevistas / Entrevistados	No. Entrev.	No. Pers.
Coordinación de Servicios Marinos de PEP	**2**	**5**
Control Marino	1	4
Control Aéreo	1	1
Personal de Empresas Contratistas y de PEMEX en otras Plataformas	**8**	**28**
Perforadora Central	1	5
Vallen	1	4
SERCOMSA	1	2
Schlumberger	1	2
Otras Plataformas (Pride Colorado, Pride South Carolina, Noble Leonard Jones y Grijalva de PC)	4	15
Total	**84**	**125**

J1: Entrevista con los Sobrevivientes

Se presenta el resumen de las entrevistas realizadas por personal de Battelle a 43 de los 53 sobrevivientes del accidente: 24 personas de PEMEX, 17 de Perforadora Central, 1 de la empresa SERCOMSA y 1 de la empresa Global. Cada una de las entrevistas fue registrada y está disponible para consultas posteriores.

Se diseñó un cuestionario estandarizado para conducir las entrevistas de manera uniforme y ordenada para así evitar posibles sesgos e interpretaciones por parte de los entrevistadores. El cuestionario recoge la experiencia laboral de los entrevistados, así como su experiencia durante el accidente.

El resumen se compone de seis secciones:

1. Traslado
2. Posicionamiento
3. Despliegue de cantiléver
4. Fugas
5. Abandono de la plataforma y botes salvavidas
6. Sistema de respuesta de emergencias

Traslado (12 al 18 de Octubre de 2007)

La mayoría del personal de PEMEX, Central, SERCOMSA y Global suben a la plataforma el día 12 de octubre. El personal de PEMEX permanece en la zona habitacional ya que reiteran que el traslado y posicionamiento es responsabilidad de Central. El personal de Central entrevistado confirma que se realizan las siguientes tareas previas al traslado hacia la plataforma KAB-101.

Brian Lee

Desconexión SINAN-C

- Aligerar carga para navegación.
- Quebrar tuberías y sacar químicos y lodos de perforación.
- Vaciado de tanques de lastre (confirmado capitán Eder Ortega) (confirmar con Vicente Garrido, Ernesto Figueroa y una persona de apellido Guerra, capitanes de Central que apoyaron el desplazamiento y posicionamiento).
- Desconexión sistemas de alarma de Vallen, bajan a personal de Vallen.
- Desconexión de bombas pozo profundo (bomba 250 hp descompuesta).
- El personal de PEMEX permaneció a bordo durante la navegación y el posicionamiento, algunos manifestaron que habían solicitado, a través de su delegado sindical a bordo, el ser bajados a tierra (más por no tener nada que hacer, que por percibir un innecesario riesgo).

Posicionamiento (19 al 20 de Octubre de 2007)

Personal de Central señala que el posicionamiento fue un proceso lento y cuidadoso y que se realizaron varios intentos.

Antecedentes

- Solicitud previa para el boyado de ductos submarinos.
- Solicitud previa del mapeo de ductos.
- Estudios previos del lecho marino señalan que existe la huella de un posicionamiento anterior

Cierre de pozos

- La mayoría del personal desconoce si los pozos fueron cerrados durante el posicionamiento (Central y PEMEX).
- Confirman que fueron cerrados y abiertos en una o más ocasiones: el capitán de Central y el técnico y un perforador de PEMEX.
- Se confirma con el Superintendente de la Plataforma Enlace Litoral, quien señala que fueron cerrados y abiertos por ayudantes C de PEMEX y no se reportó ningún problema.

Varios intentos

- Varias bajadas de buzos (viernes y sábado).
- Se coloca un tubo guía en el centro de popa (35 pies) para ayudar al proceso de posicionamiento sobre del pozo 103.
- El sábado por la tarde/noche se realiza un pequeño ajuste en el posicionamiento debido a que la pata del Mat había quedado muy cerca de la estructura del pozo KAB 101.
- Existe minuta del posicionamiento (firmaron Rigmover, superintendente de PEMEX, Geomarex, supervisores de posicionamiento de PEMEX, Rodolfo Reyes Popo y supervisor de contratos Rafael Díaz Martínez).

Brian Lee

- Existe registro final de posicionamiento (*Conseguir videos*).
- El personal de Central manifestó haber sentido fatiga y el rigor de varios días de intenso trabajo para despegarse del SINAN-C, preparativos para la navegación y para el posicionamiento (sobre todo por la noche del día domingo).
- Varias personas de Central y de PEMEX manifestaron que el lunes por la mañana el superintendente de Central reportó un avance del 60% y ofreció que terminarían el trabajo y entregarían a PEMEX en 60 horas. Manifestaron que él siempre entregaba el trabajo a tiempo.

Orientación de la plataforma

- Personal de PEMEX y Central manifestó preocupación por la orientación de la plataforma, ya que la zona habitacional y la zona segura en el helipuerto se encontraban contra el viento. Señalan que la práctica recomendada es que la zona habitacional esté ubicada a favor del viento (proa a favor del viento).
- Así mismo, algunos manifestaron la preocupación por el posicionamiento de la Usumacinta en ángulo respecto a la plataforma del KAB -101 (no paralela). El pozo 103 a intervenir, era el último, el más alejado.
- El soldador (Guadalupe Momenthey) tuvo que cortar un barandal para que el casco librara la base del pozo cuando se elevara la plataforma (sábado).

Despliegue de Cantiléver (Domingo 21 de Octubre de 2007)

- El domingo 21 se completa el posicionamiento, se levanta la plataforma, se extiende el cantiléver, se mueve el skid para posicionar la torre sobre el pozo 103 (todo esto en una sola jornada).
- Algunos entrevistados vieron algunas cuñas que se colocan en las patas de la Usumacinta a un nivel más alto que otras o las vieron chuecas, no parejas. Otro dice que vio dos no colocadas el domingo.
- El skid y la torre se mueven hacia babor. Preocupación del personal de Central por desequilibrio, falta de lastre (el soldador Guadalupe).
- Personal de PEMEX (el segundo, Martín Zúñiga y el chango, Luís Medina) tiraron una plomada para ver la alineación de la mesa de perforación con el pozo a intervenir, confirman posición.
- Pedro Zapata de los Santos, el perforador de PEMEX, confirmó lo anterior y afirmó que la mesa rotaria estaba centrada a plomo sobre el pozo 103 a una altura aproximada de 13 metros y a 10 metros de la parte superior del árbol del pozo 101 y el pozo 121.
- La apreciación de diversas distancias y alturas después del posicionamiento y que se incluyen en el cuestionario, fueron en general inciertas o vagas.
- Es necesario verificar registros de PEMEX y de Central respecto a las medidas del despliegue del cantiléver y del movimiento del skid, reporte diario de operación-SIOP.

Brian Lee

- Allende Alcudia Sánchez afirma que, como ATP de Central, lo mandan el lunes por la noche a verificar el nivel de los tanques para balancear la plataforma, verifica 15 pero ninguno tiene agua.
- El Rigmover y su equipo dejaron la plataforma el domingo por la tarde/noche.

Preparación para entrega a PEMEX (20 al 23 de Octubre de 2007)

- Ninguno de los entrevistados confirma la carga del lastre después de desplegado el cantiléver. El ingeniero de barco (capitán) de Central, Eder Ortega, afirmó que no era necesario (corrió un programa de simulación en computadora y mencionó que dejó la cédula de la corrida en la superintendencia de Central).
- Hay versiones contradictorias sobre la instalación de las bombas de pozo profundo:
    - La mayoría del personal entrevistado contestó que no sabían si estaban instaladas las bombas de pozo profundo y, los que contestaron que sí sabían, aseguraron que no estaban instaladas.
    - El eléctrico, Sergio Córdova, y el mecánico de Central, Alfredo de la Cruz, confirman que la bomba grande de 250 hp estaba en reparación, la cual se requiere por contrato y sirve para el sistema contra incendio.
    - Pedro Zapata, el perforador de PEMEX, comentó que el día lunes por la mañana no estaban puestas las bombas de pozo profundo, sin las cuales no se puede lastrar (estuvo en el piso de perforación para verificar con la plomada).
    - Personal de Central dice que instaló las bombas en la funda de la pierna dos (una bomba de 100 hp y otra de 50 hp; o bien dos de 50 hp). El eléctrico afirma haber probado el sistema contra incendio.
    - Personal técnico de Central afirma que el martes 23 a las 7:00 a.m., el Superintendente de Central les ordenó retirar las bombas, lo cual no fue confirmado por los ATP´s y otros señalaron que no era posible utilizar las grúas por los fuertes vientos.
- No se había realizado ningún trabajo de interconexión con la KAB -101.

Fuga (23 de Octubre de 2007)

Antecedentes (se transcribe en cursivas los comentarios de las segundas entrevistas al personal que asistió y bajó al cierre de los pozos)

- La mayoría del personal menciona que se entera de que se avecina una tormenta por sus familiares, ninguno refiere haber visto o haber escuchado reportes del tiempo de CONAGUA o de PEMEX. Sólo refieren haber escuchado algunos comentarios de que la tormenta venía muy intensa.
- En la madrugada del martes 23 (entre 1:00 y 6:00 a.m.) el personal empieza a sentir la fuerza de los vientos y de las olas, se golpean puertas al interior del área habitacional y la plataforma se mueve lateralmente fuera de lo normal. Se escuchan rechinidos y crujidos, también fuera de lo normal.

Brian Lee

- Es importante destacar que varias personas tanto de PEMEX como de Central refieren el movimiento como “balanceo”, “movimientos oscilantes”, “que se mecía como cuna”, “meciéndose”.
- El personal de Central comenta que alrededor de las 7:00 a.m. se les ordena suspender el trabajo en cubierta.
- Personal técnico de Central reporta haber visto en la cabina del Superintendente medidores de viento indicando vientos de 60 a 85 mph (96 a 130 km/hr) entre 9:00 y 9:30 a.m. Coinciden con personal de PEMEX en que las olas medían entre 8 y 12 metros.
- Entre las 9:30 y 10:00 a.m., el chango de Central (Nicolás González) afirmó haber reportado al Superintendente de Central y a otros compañeros de la empresa, que observó en popa que la plataforma se había deslizado y hundido y que había el riesgo de que el cantiléver le pegara a los pozos. (Esto se confirma con lo dicho por el soldador (Guadalupe) y el ayudante de mecánico de Central (Juan Gabriel Rodríguez); y, por el segundo de PEMEX (Martín Zúñiga).
- Varios entrevistados refieren haberse percatado del movimiento de unas mangueras entre los rieles del cantiléver, de lo cual fue informado el superintendente de Central quien envió al chango Nicolás a tratar de sujetarlas.
- *Carlos Blas (segundo) refiere en su segunda entrevista que a las 10:00 a.m. aproximadamente empezó a sentir el golpeteo y el movimiento de la Plataforma, que se percató que había una manguera que se mecía y se acercaba al pozo 121 (el primer pozo a la izquierda visto desde la habitacional). Pedro Zapata estaba con él cuando esto sucedió, y ambos fueron a ver al Superintendente de PEMEX; y con él, al Superintendente de Central quien dio la orden de amarrar las mangueras para no pegarle al pozo.*
- Algunos manifestaron que antes de las 11:00 a.m. sintieron el deslizamiento de la plataforma (personal de PEMEX y de Central). Tres personas refieren que sintieron el deslizamiento y hundimiento (técnico de PEMEX (Jorge Herrera), capitán de Central (Eder Ortega) y chango de Central (Nicolás González)).
- El soldador (Guadalupe) refirió que antes de las 11:00 a.m. puso un nivel sobre su mesa de trabajo y observó una inclinación de proa a popa del orden de 4 ó 5 grados (la burbuja se movió a la mitad de la línea de cota, hacia proa).
- El posicionador de PEMEX (Nicolás Flores) señaló que pudo observar un desnivel de 4 ó 5 grados en las burbujas de nivelación en la cabina de jackup.
- Un ATP de PEMEX (Jorge Jiménez) señaló que percibía movimientos como de cuna de 2 a 3 grados y que desde las 5:00 a.m. se veía inclinada.
- Llama la atención que si hubo evidencias tempranas de riesgo no se hayan registrado en las entrevistas o que hubieran instrucciones o acciones para prevenir posibles riesgos.

Primera fuga

- Se ubica la hora de inicio entre las 11:00 y 11:30 a.m.. El soldador de Central (Guadalupe) señala que dio la voz de alarma a las 11:15 a.m.

- La mayoría de los que oyeron la alarma de voz (voceo) escucharon decir "fuga de gas, ir a zona segura", sin embargo, Guadalupe el soldador afirma haber voceado "fuga de gas sulfhídrico en contrapozo, ir a zona segura". Sólo algunos dicen haber escuchado que se trataba de gas sulfhídrico.
- Ninguno afirmó haber visto u oído las alarmas audibles y visibles (sólo uno dijo que sí). El electricista de Central (Sergio) afirma que no estaban conectadas, ni las de la plataforma, ni las que estaban a cargo de la empresa de seguridad Vallen.
- Características de la fuga: un chorro o cono de gas y aceite color café claro, amarillo claro o naranja; con olor a diesel, gas combustible o aceite. Sólo algunos dicen haber olido sulfhídrico en baja concentración. El viento lo llevaba con dirección a la pierna tres, por donde se encuentra el bote salvavidas dos.
- Algunos de Central sienten un golpe previo al ruido de la fuga (lo describieron como un golpe seco seguido de un ruido fuerte continuo, similar a una olla de presión).
- Los que mencionan haber visto la primera fuga (desde lejos) sólo se refieren a un solo pozo y no pueden precisar cual de ellos.
- En general los entrevistados coinciden en que salió crudo con gases asociados, para algunos sólo era gas. En general temían tanto a un incendio como a una explosión o asfixia por gas.
- Se menciona que el Superintendente de PEMEX solicita apoyos para: tirar una cortina de agua y el cierre de los pozos a la Plataforma Enlace Litoral. Tabasco. Esta petición se confirma con la grabación de Control Marino del día 23; ya que los dos superintendentes (PEMEX y Central) fallecieron.

<u>Cierre de fuga</u>

- *Cuando el técnico de PEMEX, Jorge Herrera, se entera de la fuga, se pone su equipo y se dirige al extremo del casco entre el cantiléver de estribor y la pierna de estribor, y observa una fuga de aproximadamente 3 pulgadas con dirección hacia arriba y otra hacia abajo.*
- *La fuga ascendente provenía del tubo de producción del pozo 121 (lo identifica por medio de un esquema y una fotografía que se le muestra). La plataforma había golpeado el árbol de navidad del pozo degollándolo a la altura de la unión entre el cabezal y el árbol de producción.*
- *La fuga descendente provenía de la línea a batería (ducto de salida) ubicado después del estrangulador) ya que se había roto al no soportar el peso del medio árbol de producción que se había degollado.*
- *En un segundo recorrido por el pasillo que pasa por arriba del patio de tubería, el técnico se coloca sobre la parte superior de la viga estribor del cantiléver viendo hacia el espacio que existe entre ambas vigas y sigue observando el chorro vertical ascendente, pero ya no ve el chorro por la línea de batería. El técnico le notifica al superintendente de PEMEX lo que se propone hacer para intentar el cierre del pozo.*

Brian Lee

- Se forma una cuadrilla de personal de PEMEX para el control del pozo, dirigida por el técnico (Jorge) e integrada por los dos segundos (Carlos Blas y Martín Zúñiga), un perforador (Teo), un chango (el rojo) y un ATP (Abreu, fallecido). Piden una cizalla o guillotina, cuerda, arnés y otras herramientas.

- De acuerdo con lo que refieren diversas personas que estuvieron presentes en la integración de la cuadrilla y en la consecución de las herramientas, el objetivo era "cortar el tubing" de la válvula de tormenta de ambos pozos. *Carlos comentó que Jorge (el técnico) les dijo cual era el procedimiento, es decir, cortar o cerrar, lo que resultase más factible.*

Con el apoyo de un cuestionario específico para el personal de PEMEX que bajó a cerrar los pozos, se realizó la entrevista de ambos segundos: Carlos Blas y Martín Zúñiga.

- *Cuando se les mostró el esquema de ubicación de los pozos en la KAB -101 sin especificar de qué pozos se trataba (KAB 121, KAB 101ó KAB 103), así como la foto de dos pozos colocados en forma similar respecto a la Plataforma Usumacinta, ambos segundos contestaron, sin dudar, que la primera fuga se dio en el pozo KAB 121 (que no fue el que se encontraba en medio, esto es, el pozo KAB 101).*

- *Lo anterior fue confirmado por el técnico de PEMEX (en su primera y segunda entrevista) ya que la fuga vertical proviene del pozo 121, con las válvulas laterales intactas y que el pozo 101 estaba completo.*

- *También fue confirmado por el perforador Teodosio Rueda en la reentrevista, quien fue otro de los que auxilió a los segundos a bajar a la KAB -101. Identificó con claridad en la fotografía que se le mostró que el árbol degollado correspondía al pozo 121, comentó que la Plataforma se había hundido entre 1 y 1.5 metros y que durante el tiempo que tardaron en cerrar los pozos la Plataforma se seguía moviendo pero que el brazo del cantiléver no se había asentado sobre la cubierta de la KAB -101, comentó que el árbol del pozo 101 (el de en medio) estaba intacto.*

- Los dos segundos son bajados al pozo con las cuerdas y el arnés desde la parte de fuera del riel de babor del cantiléver. *Ambos comentaron que bajaron a la cubierta del KAB -101 por un costado del pozo 121*. Desde esa perspectiva hacia abajo, aparecía y desaparecía la cubierta del KAB -101 con una oscilación estimada en un metro para cada lado (no había ninguna infraestructura de conexión entre el KAB -101 y la Usumacinta).

- El primero en ser bajado es Carlos Blas, quien refiere que el árbol del pozo 121 se encontraba roto por debajo de la válvula maestra inferior, a la altura del cabezal (2.20 mts. de la cubierta del KAB -101, aproximadamente); *ambos segundos comentaron que el árbol fue seccionado donde están los ocho birlos (la unión con el cabezal del pozo).* La fuga salía hacia arriba, directamente de la tubería de producción. Señaló que el árbol del pozo 101 estaba completo. *Carlos comentó que el medio árbol del pozo 121 quedó colgando del tubo bajante. Comentó que la fuga era hacia arriba y que el árbol fue cortado por la parrilla donde se ponían las mangueras.*

- Carlos Blas dijo que hizo un primer intento por cortar el tubing de la válvula de tormenta del pozo 121, que el chorro de la fuga que rebotaba con el cantiléver se lo impidió. Se dirigió al panel y empujó el botón de cierre general de ambos pozos en producción, según

Brian Lee

dijo la fuga cesó de golpe, de inmediato. Para asegurar el cierre después empujó el botón de las válvulas individuales de cada pozo y enseguida cortó el tubing de ambos pozos (también para asegurarse). Finalmente dejó abierta la válvula de aguja para liberar presión. (ver entrevista individual).

- Martín Zúñiga refiere que bajó inmediatamente después (un par de minutos), indicó que, por la urgencia, lo primero que cortó Carlos Blas fue el tubing del pozo 121 y después el correspondiente al pozo 101. Posteriormente, para asegurarse, se cerraron las válvulas del panel. También refiere que el cierre de la fuga fue inmediato, de golpe. Señaló que en su experiencia en el área de mantenimiento de pozos, ha estado presente cuando los ayudantes C han cerrado la válvula de tormenta desde el panel, y que el cierre toma algunos segundos. (Ver entrevista individual). *En la segunda entrevista se registra que Martín desconecta el tubing y abre la válvula de aguja del pozo 101; así como, también cerró la válvula maestra*

- *Cuando estaban en la cubierta de la KAB -101, ambos aseguraron que no tuvieron que agacharse para pasar por abajo del brazo del cantiléver que golpeó el árbol de navidad del pozo 121. Los segundos comentaron que el brazo del cantiléver tenía una estructura donde se colocaban las mangueras y que esta parte es la que degolló el pozo 121 y se movía hacia el pozo 101. El brazo del cantiléver estaba un poco caído, a una altura de 2.5 a 3 metros y se mecía de 1 a 1.5 metros. El movimiento de la Usumacinta siempre fue lateral y mientras estuvieron en la KAB -101 se percataron que la parrilla soldada al brazo del cantiléver se acercó al árbol del pozo 101 a 1.5 metros.*

- *Los segundos fueron sacados de la KAB -101 mediante una escalera la cual salía un poco por abajo del brazo del cantiléver, llegaba hasta el riel y no a la cubierta del cantiléver. Martín agarró la escalera para subir, el movimiento era lateral. Ambos segundos coincidieron que al abandonar lal KAB -101 <u>sólo había daño al árbol del pozo KAB 121 y las válvulas laterales estaban intactas; ambos mencionaron sólo fuga por el tubo de producción y ninguna por el espacio anular. Sólo había fuga vertical</u>.*

- Tardaron unos 15 minutos en el proceso de cierre y una estimación razonable de la hora en que fue cerrado el pozo estaría alrededor de las 13:30 (permaneció cerrado de 20 a 30 minutos). La mayoría de los entrevistados dice dejar de oír el ruido de la fuga.

- Los dos segundos y los tres que permanecieron arriba relatan que una vez controlada la fuga se observaba que salían pequeñas fumarolas (fumes) sin poder precisar si eran de vapor o de gas.

<u>Segunda fuga</u>

- Los supervisores de PEMEX y Central y el técnico de PEMEX y algunos de los que fueron a cerrar se encontraban en la oficina del superintendente cuando se escucha de nueva cuenta la fuga de gas y aceite.

  El técnico de PEMEX confirma lo que dijo en su primera entrevista en relación a que se dirigió hacia la KAB -101 y observó que se trataba de una fuga vertical del mismo pozo 121, pero siendo reflejada y dispersada hacia los lados por la rejilla soldada a la viga del cantiléver lado estribor. <u>Confirma que no observa ninguna fuga por las válvulas laterales del cabezal del pozo 121 y no observa ningún daño al pozo 101. Así mismo,</u>

Brian Lee

observa que la rejilla de la viga del cantiléver se encontraba muy próxima al árbol del pozo 101.

- Con la segunda manifestación del pozo, alrededor de las 14:00 hrs., la mayoría comenta que aumentó la intensidad de la fuga y cambió el viento, ya llegaba el gas y el aceite a la pierna uno y ya cubría la mitad del helipuerto (para algunos no fue el viento el que cambió, sino que la plataforma se movió).
- La mayoría de los que observaron de lejos la segunda fuga comenta que pensaron que se trataba del mismo pozo. El técnico de PEMEX fue el único que señala que se acercó y confirmó que sí se trataba del mismo pozo (otros comentan haber visto que el técnico de PEMEX se acercó para ver la fuga).
- No se tiene clara referencia a las comunicaciones que se hayan tenido a lo largo de la crisis en las oficinas de ambos superintendentes, ya que fallecieron ambos, así como el administrador y el intendente de mantenimiento de Central. Se considera necesario investigar lo que se dijo a través de la entrevista de los que se encontraban al otro lado de las comunicaciones (plataforma de enlace de producción, activo litoral tabasco, el área de contratos, los barcos, etc.).
- Durante la crisis se identifican cuatro personas con radios portátiles que tuvieron comunicación hacia afuera (el técnico de PEMEX (Jorge), el de contratos (Rafael), el posicionador (Nicolás), y el capitán de barco (Eder). Solicitan que se acercara el Morrison para apoyar la evacuación, ya fuera por la escalera de emergencia o a través de "tarzaneras", los involucrados refieren que el Morrison dijo que no podría acercarse a la plataforma por las condiciones de la tormenta.
- Evacuación: algunos refieren que la instrucción de evacuar fue del técnico de PEMEX, otros que la dio el Superintendente de PEMEX con el de Central, la mayoría dice haberse enterado por voceo.

Abandono de la plataforma y b otes salvavidas (23 y 24 de Octubre de 2007)

Instrucción de abandono

De acuerdo a lo referido por los sobrevivientes, se puede resumir que:

- Se recogen tres versiones sobre quién ordenó el abandono:
  - El superintendente de PEMEX
  - El técnico de PEMEX por instrucciones del superintendente de PEMEX
  - El técnico de PEMEX.

De las entrevistas no fue posible determinar quién dio la instrucción.

- La mayoría refirió que en su opinión no había más alternativa que abandonar por temor a explosión, fuego o morir "engasados".
- Se registra que se analizaron diversas opiniones sobre opciones de abandono (en general opciones desesperadas):
  - Rescate por barco con grúa o pasarela

Brian Lee

- Abandono de la plataforma hacia un barco por la escalera de emergencia o "tarzanera" del helipuerto
- Rescate por helicóptero

- La hora en que se dio la orden de abandono fluctúa entre las 14:00 y 15:30 hrs.
- La mayoría manifestó que la entrada a las mandarinas se realizó de manera ordenada, sin embargo, hay evidencias de que hubo mucha confusión y jaloneo, se prefería la mandarina UNO ya que la mandarina DOS estaba cubierta de aceite y había que cruzar el chorro de la fuga.
- En la mandarina DOS se metieron con los equipos de aire. Los dos superintendentes se subieron en ella, (se señala que por norma deben ir en diferentes) y el comentario de uno de los entrevistados (no confirmado por alguien más) señaló que después de que dieron la orden de bajar el bote, algunos todavía estaban afuera de la mandarina.
- De los comentarios de los entrevistados no se pudo precisar el número de personas que abordaron cada mandarina: en la UNO de 41 a 47 y en la DOS de 33 a 37.
- No obstante que algunos señalan que había comunicación entre las mandarinas, no hay seguridad de que todos hayan abordado las mandarinas.

<u>Mandarina Uno</u>

De acuerdo a lo expresado por los sobrevivientes ocupantes de la mandarina Uno, se puede resumir lo siguiente:

- Bajada al mar. No se identifica ningún problema.
- Condiciones de navegación: no tuvieron ningún problema.
- Comunicaciones: Se contaba con al menos dos radios, el de contratos (Rafael) y el capitán (Eder).
- Tiempo de navegación: entre 15 y 30 minutos.
- Abandono de la mandarina: La mayoría señala que salieron de la mandarina porque el agua ya les llegaba a las rodillas. Que el agua entraba por debajo, posiblemente por los cojinetes de la flecha de la propela, otros comentan que pudo haber sido al abrir los tanques de oxigeno de la propia mandarina.

  Sin embargo, de las entrevistas se desprende como escenario alternativo, o complementario, que abrieron las escotillas, penetró el agua, trataron de achicarla y abandonaron la mandarina en desbandada, para ser rescatados por el Morrison Tide que se encontraba a 50 metros.
- Al acercarse al barco se les arrojó un cabo para amarrarla y poder rescatar a las personas, sin embargo se reventó. Además se les arrojó una cuerda con un salvavidas que sirvió para rescatar al primero de los sobrevivientes.

  Todos los entrevistados aseguraron haber salido de la mandarina y haberse afianzado de el tubo que rodea la mandarina por fuera, con los pies sobre una saliente que también rodea la mandarina y que fueron tirados al agua por una gran ola que los dispersó en el mar. Se formaron grupos que se mantuvieron juntos en el agua a esperar a ser rescatados.

Brian Lee

Otros, que se quedaron cerca de la mandarina y lograron volver a entrar a la misma, manifiestan que en un segundo intento de rescate el Morrison Tide los golpeó, rompió y volteó la mandarina.

Algunos refieren que la mandarina fue golpeada por el Morrison desde su primer acercamiento.

- La mayoría de los sobrevivientes de la mandarina Uno son rescatados en diferentes momentos por diferentes barcos (Morrison, Scotia e Isla del Toro). Algunos llegan por sí mismos hasta la costa.

Mandarina Dos

De acuerdo a lo expresado por los sobrevivientes ocupantes de la mandarina Dos, se puede resumir lo siguiente:

- Bajada al mar: no se identifica ningún problema.
- Condiciones de navegación: funciona bien el motor, no se tiene visibilidad por el aceite y se abre la escotilla del timonel para ver el sentido de las olas, también se abren dos de las escotillas pequeñas (30 cms. aprox.) para ventilar el olor a gas y aceite. Navega bien hasta que se traba el timón, se pierde el control y los voltea una ola.
- Tiempo de Navegación: entre una a una y media horas.
- Comunicaciones: el radio de la mandarina no funcionaba, el posicionador de PEMEX (Nicolás) lleva uno portátil, no se sabe si los superintendentes llevaban radio o el administrador.
- La mayoría de los entrevistados comento que se abrieron las escotillas de pequeñas para dejar entrar el aire y ventilar el ambiente lleno de aceite y el vomito de la gente.
- Abandono de la mandarina: todos los entrevistados refieren a que una gran ola volteó y rompió la mandarina y que en consecuencia se inundó de inmediato.

  La mayoría pudo salir de la mandarina a través de las escotillas laterales abiertas o del espacio provocado por la ruptura (no pueden precisar cómo). Algunos que no pudieron sumergirse debido a los chalecos, se los quitaron y posteriormente perecieron en el mar. Otros nunca pudieron salir (la mandarina llegó a tierra con cuatro cadáveres dentro y una mujer de la cocina que se encontraba con vida).
- Igual que en la mandarina Uno, los sobrevivientes se dispersan en el mar en grupos y otros permanecen aferrados a la mandarina. Algunos son rescatados por los barcos, otros cerca de la costa son rescatados por helicópteros que les avientan botes salvavidas y otros llegan a la costa aferrados a la mandarina.

Sistema de respuesta de emergencias

Como resultado de las entrevistas realizadas, se pueden resumir las siguientes observaciones sobre el Sistema de Respuesta de Emergencias:

Botes salvavidas

- En simulacro no se abordaban, ni se bajaban al mar, la mayoría nunca habían visto una mandarina por dentro y desconocen si se les dio mantenimiento, en general avituallamiento completo.
- No se pudo precisar cuándo fue realizado el último simulacro previo al accidente, las versiones van desde que fue en el SINAN-C, el domingo previo al anterior, el domingo anterior o el propio lunes antes del accidente.
- Bote 1 (redondo, Whittaker),. fue probada en el mar dos meses antes, por la empresa de mantenimiento
- Bote 2 (alargado, Watercraft),. no fue probada por la empresa de mantenimiento

Alarmas de gas y humo (visibles y audibles)

- El sistema de alarmas de Vallen estaba desconectado, bajan a personal de Vallen por sobrecupo.
- El sistema de alarmas de la plataforma también estaba desconectado.
- Detectores portátiles bajo llave.

Tanques de aire

- Individuales:
    - Había suficientes, no todos con carga completa, aprox. 30 min. (posiblemente por simulacro previo)
    - Personal técnico y de cocina que no sabían cómo usar los equipos.
    - Los equipos individuales se encontraban asegurados con una cuerda o con cadena (no con candado), lo que creó confusión y retraso para que cada quien tuviera su equipo individual.
- Cascadas:
    - Existen varios equipos en la plataforma, algunos desconectados que tuvieron que ser abiertos. Varias personas refieren el que no estaban llenos

Sistema contra incendio:

- Técnicos de Central refieren que estaba conectado y había sido probado después del traslado (existe un tanque lleno de agua para esto).
- Otras personas afirman que no estaba en funcionamiento, ya que no estaban instaladas las bombas de pozo profundo. La bomba del sistema contra incendios estaba en reparación (250 hp).
- Hay evidencia contradictoria de que estuvieran instaladas las dos bombas de 50 hp o 100 hp o de que se hubieran retirado el 23 de octubre por la mañana.

Chalecos salvavidas

- Fue sin duda el factor más importante para la supervivencia del personal.

Brian Lee

- Había suficientes, de varios modelos, con accesorios (luz, silbato y cuerda) que en general se desprendieron o no funcionaron.
- Tallas únicas, se tendían a salir en personas delgadas, no soportaban personas corpulentas y lastimaban (sugieren que tengan arnés para la entrepierna).

Cursos de seguridad y supervivencia

- El personal de PEMEX reportó consistentemente el haber tomado varios cursos de seguridad y supervivencia (Rigpass, Wellpass, supervivencia en el agua, entre los más importantes).
- El personal de Central reporta haber tomado un menor número de cursos, algunos los tomaron con PEMEX. Reflejan un buen conocimiento teórico y práctico en respuesta de emergencias como incendios y posibles explosiones. Muy pocos habían tomado cursos de supervivencia en el mar.
- En general, para todos los entrevistados su conocimiento sobre la función de las mandarinas, el qué hacer y no hacer dentro de ellas fue muy deficiente, ya que la capacitación se circunscribe a simulacros periódicos que implican tan sólo presentarse con los elementos de seguridad fuera de los botes salvavidas.
- Sólo los tripulantes y ayudantes de tripulante que han sido entrenados para el manejo de las mandarinas tienen conocimiento de su objetivo, funcionamiento y reglas básicas de supervivencia.
- El personal de PEMEX o de Central que había tomado los cursos de supervivencia en el mar lo consideraron de la mayor utilidad durante su permanencia en el mar. Permitió la formación de grupos, el apoyo mutuo y fue sin duda otro factor importante de supervivencia.

J2. Grupo de respuesta inmediata, primer grupo y segundo grupo de entrevistas

En el transcurso del ACR, se realizaron 11 entrevistas a 17 personas que participaron en actividades relacionadas con el rescate: 5 capitanes de barco, 7 pilotos y/o copilotos de helicóptero y a 5 tripulantes del helicóptero de SEMAR. Adicionalmente, se realizaron 20 entrevistas con 32 personas de diferentes áreas administrativas, operativas y de seguridad de PEMEX; así como con personal de Control Marino y Control Aéreo.

Finalmente, se tuvieron 8 entrevistas con 28 personas de las empresas contratistas que están relacionadas o que podían aportar información relevante sobre el incidente entre la Usumacinta y la KAB-101, y 4 entrevistas con 15 personas, tanto de PEMEX como de Contratistas, en otras plataformas.

Capitanes de barco

Se realizaron entrevistas con: Cap. Alan Dikenson del Far Scotia, Cap. Francisco Javier Quintana Urquidez del Isla del Toro, Cap. Salomon Montoya del Sagitario y Cap. Hyman Webster del Morrison Tide de las cuales se desprenden las siguientes observaciones generales:

Brian Lee

- No obstante, que ninguna de las cuatro embarcaciones estaba preparada para atender una emergencia de esta naturaleza, atendieron al llamado de Control Marino para acercarse a la zona que les indicó Control Marino podrían encontrase los sobrevivientes.
- Los capitanes señalaron que las condiciones de la tormenta eran extremas, un norte explosivo que entra casi sin avisar y sale igual, con vientos de 40 nudos y olas de 10 metros.
- El Morrison Tide acudió al llamado de emergencia y se acerco a la Usumacinta, se le solicitó apoyar la evacuación del personal en plataforma y tirar una cortina de agua para apoyar el intento de cierre del pozo. Las condiciones del tiempo se lo impidieron y posteriormente se dirigió a las plataformas para rescatar al personal. Ya cerca de la mandarina Uno vio como se abrían las escotillas y salía la gente, les tiró un cabo para buscar remolcarla pero éste se rompió, un segundo cabo permitió el recate del primer sobreviviente.
- El Far Scotia se acercó a la Plataforma Usumacinta alrededor de las 17:30 hrs. Olía a gas pero no a H2S. La Plataforma estaba hundida 5 ó 10 grados.
- Tanto el Sagitario como el Isla del Toro divisaron a una de las mandarinas pero no pudieron seguirla porque estaba muy cerca de la playa y había riesgo de encallar.
- Los capitanes cuentan con mucha experiencia, pero ninguno con un claro procedimiento, ni práctica, para realizar rescates de personas en el agua en estas condiciones.
- Era difícil localizar a los sobrevivientes en el mar, la mayoría no traía luz (estimado 1 de cada 4 traía luz). Se rescataron alumbrándolos con reflectores y arrojándoles aros o cuerdas.
- Entre los cuatro barcos recataron 31 sobrevivientes: Far Scotia 11, Sagitario 8 (y dos muertos), Morrison Tide 7 e Isla del Toro 4 de la Usumacinta y 1 marino del Morrison (y un muerto).
- Coinciden en recomendar un sistema de rescate efectivo con embarcaciones preparadas para rescate en emergencias en condiciones extremas y capacitación para las tripulaciones de embarcaciones de apoyo y de los sistemas y procedimientos de radiocomunicación.

Capitanes de helicóptero (pilotos)

Se realizaron 5 entrevistas a 7 pilotos y/o copilotos de helicópteros de las empresas Heiservicios de Campeche, ASESA, HELIVAN y PEGASO que realizaron vuelos de observación y rescate los días 23 y 24 de octubre. Como resultado de las mismas, se presentan las siguientes observaciones y recomendaciones generales:

<u>Condiciones del clima</u>

- El día 23 de octubre por la tarde se presentaban condiciones extremas con vientos de 40 nudos y ráfagas de hasta 60 nudos (vientos arrachados). Con lluvia constante y visibilidad de 3 millas por la tarde.

Brian Lee

- Los vuelos nocturnos se realizaron con márgenes de seguridad reducidos, apenas maniobrables. Con visibilidad de 5 millas por la noche (no podían ver nada), solamente por radar podían saber donde estaba la costa. Tenían un techo de 1200 a 1300 pies.
- En la mañana del día 24 las condiciones eran un poco más favorables, cambiaban por zonas, disminuye la lluvia y está más zonificada, con vientos de 35 a 40 nudos, visibilidad baja (se hizo el trabajo sólo por la emergencia, las condiciones no eran apropiadas).

Descripción de los vuelos

- Por la tarde/noche del 23 de octubre (alrededor de las 19:00 hrs.) uno de los helicópteros (Servicios de Campeche) da vueltas alrededor de la Plataforma Usumacinta que se veía inclinada, aunque no como al siguiente día.
- Por la noche un helicóptero (ASESA) ubica la mandarina Dos cerca de la costa con sobrevivientes a su alrededor (luces de la mandarina y de algunos chalecos). Regresa después de la media noche y aterriza en la costa cerca de la mandarina y rescata a los primeros 7 sobrevivientes en la costa.
- En la madrugada del 24 de octubre se identifica la ubicación de la mandarina Uno y de algunos sobrevivientes o cuerpos flotando (HELIVAN).
- Durante el día 24 diversos vuelos divisaron las mandarinas, chalecos y aros salvavidas, sobrevivientes y/o cuerpos flotando o en la playa (identificados por el color de los chalecos y uniformes) y tanques de oxígeno en la playa.
- Uno de los helicópteros (ASESA) ubicó a 4 sobrevivientes y les arrojó la balsa salvavidas (sabiendo que no era el procedimiento adecuado).
- Para evitar colisiones se coordinan los helicópteros por radio y por distancia a la costa, no por altura.

Comentarios relevantes

- No existen helicópteros con equipo adecuado para rescate en la zona.
- Coinciden los pilotos en que en el agua no era posible hacer algo, no se tienen los equipos de rescate adecuados.
- Varios pilotos consideran que una embarcación es más adecuada para el rescate (el Capitán del barco Isla del Toro manifestó que en su opinión, los helicópteros son más adecuados en esas condiciones extremas).
- Se comunicaban a través de Control Ixtoc y Control Marino, con instrucciones imprecisas o inciertas. No había comunicación con la SEMAR y las embarcaciones que participaban en el rescate.
- No existe un procedimiento para el rescate en emergencias, en particular, para el rescate de sobrevivientes en el agua.

Recomendaciones

- Establecer un plan y procedimientos para la atención de emergencias.

Brian Lee

- Contar con helicópteros equipados para el rescate y con personal capacitado.
- Definir claras líneas de autoridad y comunicaciones durante una emergencia.

Tripulación de la secretaría de marina (semar)

El helicóptero de la SEMAR con matrícula PM-151 es un equipo especializado para búsqueda y rescate que puede volar en condiciones climáticas adversas, se puede destacar como lo más relevante de la entrevista lo siguiente:

- Iniciaron las tareas de búsqueda y rescate alrededor de las 19:00 hrs. del 23 de octubre, la tripulación constaba de 4 miembros: piloto, copiloto, mecánico y buzo.
- El helicóptero de la Marina (Panther) era el único que tenía comunicación con las embarcaciones, Control Marino, Control Aéreo y otros helicópteros.
- A pesar de las malas condiciones del tiempo y de la mala visibilidad, en su primer vuelo pudieron ubicar a 8 sobrevivientes o cuerpos flotando que ubicaron por la luz de sus chalecos. También ubicaron a las dos mandarinas que estaban volteadas y con gente arriba de ellas.
- El helicóptero está equipado con un sistema de navegación que le permite mantenerse estable en un punto, por lo que intentaron el rescate de 2 sobrevivientes. Con la ayuda de un buzo lanzado al agua pudieron rescatar a uno de los sobrevivientes y el otro se safó del aro de rescate, perdió el salvavidas y se lo llevó el mar (el helicóptero no cuenta con una canasta de rescate).
- En un tercer vuelo aterrizaron cerca de la mandarina Dos para liberar a una de los sobrevivientes atrapada dentro de la mandarina que se encontraba volteada en la costa.

Personal administrativo de pemex

Se entrevistaron a 3 personas del área de contratos, a 1 del área de recursos humanos y 1 de planeación y evaluación.

- La responsabilidad del Supervisor de Contratos es la de administrar el contrato de PEMEX (no supervisa el contrato de Vallen ni el de SERCOMSA) con Central. Se refirió que existe una matriz de responsabilidades para la supervisión de contratos que se registra en el Libro Blanco.
- Como resultado de las tres entrevistas se desprende que la supervisión se considera una actividad burocrática a realizar y que no se cuenta con los procedimientos y mecanismos reales para la supervisión y control de las responsabilidades establecidas en el contrato.
- El personal de contratos confirmó que los sistemas de seguridad de la Plataforma deberían de estar funcionando en todo momento (de conformidad al contrato).
- Durante el traslado de la Plataforma se desconectan los equipos de Vallen, por contrato sólo tienen obligación cuando se está en perforación, producción y mantenimiento.
- El personal de recursos humanos destacó la gran rotación del personal sindicalizado-transitorio de acuerdo a las necesidades que determinan las áreas de operación.

Brian Lee

- Los cursos básicos de seguridad y el Rig Pass tratan los temas de seguridad de manera genérica. La Cartilla de Mar es un documento que permite subir a bordo, aunque no se esté capacitado cabalmente.
- El gerente de Planeación y Evaluación de RMSO destacó que se tienen programados 26 cambios de válvulas de tormenta en 117 pozos (22%).

Personal operativo de pemex

Se entrevistó a personal de diversas áreas operativas relacionadas con:

- El personal de la Unidad Operativa de Perforación (UOPLT) destacó que los pozos de la región operan con altas presiones y altas temperaturas, lo que motiva frecuentes fallas de hermeticidad de las válvulas de tormenta, sobre todo en las charnelas. Así mismo, por comunicación en el espacio anular por diferencial de presión, por empaques rotos o corroídos y por el aparejo y sellos de la bola colgadora.
- El personal de la superintendencia de los servicios a pozos observó que los contratos para la compra de válvulas de tormenta (SSSV) son abiertos en monto y en tiempo, estableciendo un mínimo de compra de 30%.
- El personal de Activo Integral Litoral Tabasco destacó los resultados de hermeticidad exitosos durante la apertura y cierre de pozos durante el proceso de posicionamiento (121 y 101). Sin embargo, señalaron que había un informe previo de comunicación no severa en el espacio anular del pozo 121, esto es, un incremento ligero en la presión de la TR (la orden de servicio para la Plataforma Usumacinta incluía la corrección de anomalía-espacio anular, denominada CANOM-EA).
- El superintendente de la Plataforma Enlace Litoral destacó que no hubo anomalías al abrir y cerrar el pozo durante el posicionamiento. Observó que se verifica que la presión en la cabeza TR sea menor a la de TP (si son iguales hay comunicación). También se verifica la hermeticidad de las válvulas de tormenta que tengan las mismas presiones.
- El mismo superintendente comentó que la válvula de tormenta pudo haber sellado herméticamente, pero que, el impacto al medio árbol pudo romper los sellos en la bola colgadora de donde cuelga la TP.

Personal de seguridad de pemex

- La Gerencia de SIPAC (UPMP) señaló sus funciones normativas, de supervisión y mejora de los equipos y sistemas de seguridad. Destacó la realización de Auditorías Completas a los equipos de perforación y control de pozos, procesos y procedimientos de seguridad. Informó la revisión del 80% de los equipos en 2007 y para 2008 están programados el 100%. Para la Usumacinta no se detectó ninguna situación de riesgo 1,2 y 3.
- La coordinación de SIPAC Sector Litoral Tabasco, destacó sus funciones para la adquisición de materiales y equipos de seguridad, control de los procesos con riesgo, auditorías para verificar el cumplimiento de la normatividad y la capacitación para el personal del activo en materia de seguridad a través del CASES. Son los encargados del las actividades del Programa de SIPAC a bordo (check list), reportar incidentes y dar

Brian Lee

seguimiento a anomalías. No se realiza un análisis de riesgo cuando se posiciona una plataforma de perforación en algún activo.

- La Subgerencia de SIPAC (GPMPDM) confirmó que la verificación del contrato con Central (específicamente el anexo S) se realiza con un Grupo Interdisciplinario al inicio del contrato y una vez al mes por el Superintendente de Plataforma y su equipo técnico. El supervisor de contrato a bordo de PEMEX debe dar seguimiento. Recomiendan mejores prácticas de inspección y análisis de riesgo para cambios en ubicación (previo y durante), un plan de respuesta adecuado a frentes fríos (no sólo a huracanes) y la necesidad de definir las líneas de autoridad y mando.
- El Subdirector de SIPAC entregó diversos documentos y presentaciones relacionadas con la planeación estratégica, organización, manuales de procedimiento y acciones para el reforzamiento de la seguridad y el control de contratistas de PEP.

Personal de PEMEX que participó en el control del pozo posterior al incidente del 23 de octubre de 2007

Las dos personas entrevistadas señalaron que el pozo fugado fue el 121 y destacaron lo siguiente:

- La presencia de un flujo vertical estrangulado (3 pulgadas), más aceite que gas.
- Un flujo lateral hacia el casco de la plataforma que provenía del espacio anular, un orificio de la válvula lateral, con gas intenso de 2 pulgadas que pegaba en el cantiléver.
- Lo que quedaba del árbol del pozo 121 girado por el esfuerzo de sostener al árbol colgado sustentado por la bajante.
- El pozo 101 degollado a medio árbol con las dos laterales del cabezal degolladas, cortadas casi en los mismos lugares que el pozo 121.
- Uno de los entrevistados señaló que las válvulas de tormenta fallan continuamente y que pudo haber una confusión inicial de qué pozo se trataba debido a que la Plataforma se denomina KAB-101.

Personal directivo y técnico de PEMEX

- Con personal directivo y técnico de las áreas de perforación y mantenimiento, de normatividad y planeación (RMSO) y SIPAC central, se analizó el proceso de administración y control de las válvulas de tormenta para determinar con precisión que válvula fue instalada en el pozo 121, verificar la información proporcionada por diversas áreas en relación a las fallas detectadas en las válvulas de tormenta en la región (60% de fallas) y recoger la opinión técnica sobre la secuencia de eventos que condujeron a las dos fugas.

Personal de Control Marino y Control Aéreo de la coordinación de servicio marino de PEMEX exploración y producción

Se realizaron dos entrevistas con personal de Control Marino y Control Aéreo pudiéndose destacar lo siguiente:

Brian Lee

- El objetivo de Control Marino es notificar a Capitanía de Puerto y a la Marina, operar los radares y estar a cargo de las comunicaciones entre los barcos de conformidad con normas y procedimientos establecidos. Los operadores de control hacen recomendaciones, las decisiones son de los capitanes.
- Se lleva una bitácora de la operación de los radares y la grabación del audio de las comunicaciones.
- Señalaron como un problema importante durante la atención a emergencias la falta de comunicación entre Control Marino y Control Aéreo; y, entre barcos y helicópteros.

Por su importancia como guía de la línea de tiempo de los eventos ocurridos, a continuación se presenta la grabación de Control Marino del día 23 de octubre de 2007 de las 00:00 a las 24:00 hrs.

Hr.	Grabación de control marino del día 23 de octubre de 2007 00:00 a las 24:00
00:03	Cambio de guardia
00:16	Reportan buen tiempo olas 2 a 3 pies
01:12	Cierran puerto del Carmen
01:30	Se reporta Morrison Tide a control marino
03:51	Reportan barcos incremento en los vientos
04:19	Preguntan si está abierto dos bocas y responden que si control marino
04:34	Reportan marejada d 2 o 3 pies
04:51	Altura de las olas 4-5 viento 90
05:01	Altura de las olas 5
05:07	Altura de las olas 1 pie viento 20 nudos
05:30	Cierran dos bocas
05:33	Olas de 4 – 5 pies
07:08	Vientos 16 nudos w olas 3-4 pies
07:10	Olas 6 pies lluvia cerrada w 50 km/h
07:50	8-10 metros
08:51	5-6 pies vientos 30 nudos
09:00	60-65 nudos vientos w
11:20	Reporta Morrison 2 pasajeros
11:35	Se declara fuga en plataforma Usumacinta
11:35	Se menciona solicitud de cierre de pozos automático a litoral tabasco
11:41	Se solicita evacuación de plataforma Usumacinta
11:49	Se reitera que la plataforma golpea un pozo en producción
11:54	Cierre de pozo en plataforma de rebombeo
12:17	3 emergencias, Ken Tide, Usumacinta, la tercera no se entiende
13:00	Se solicita cortina de agua a Usumacinta por estribor de la plataforma y dirigida al sea pony
13:20	Se solicitan 30 minutos de cortina de agua al Morrison Tide
14:39	Se solicita al Morrison Tide riego de dispersante pero con las condiciones del clima no se puede dar
15:18	Manda control marino al Far Scotia a la Usumacinta para brindar apoyo
15:21	Le piden al Morrison que se acerque a la Usumacinta para evacuación
15:23	Nueva emergencia en Usumacinta
15:41	Morrison Tide dice que debido al mal tiempo tocan fondo en ocasiones y no puede llegar al punto de rescate por el calado

Brian Lee

Hr.	Grabación de control marino del día 23 de octubre de 2007 00:00 a las 24:00
15:41	Le preguntan al Morrison Tide si puede recoger los botes
15:42	El Morrison Tide dice que bajen por estribor y que la corriente les lleve los botes
15:43	Le confirman al Morrison Tide que vaya por estribor lo vean desde la plataforma
15:43	El Far Scotia dice que es un lugar muy bajo para cooperar en el rescate
15:52	Le preguntan al Morrison Tide si puede recibir la pasarela de la plataforma
15:57	Morrison Tide ve dos botes e informa que están rescatando a una persona
15:58	Dice el Morrison Tide que va por la segunda persona y no sabe cuántas hay
15:59	El Morrison Tide dice que van a rescatar al más limpio de los botes
16:08	Enlace litoral comenta que el Morrison debe ir para allá porque es el punto más cercano
16:12	Declara el Morrison Tide que hay dos hombres al agua de su tripulación y que todos y que todos los del bote 1 están en el agua
16:19	El Morrison Tide le dice a alguien del bote 1 que regresen dentro del bote porque se está complicando el rescate y ya están dos marinos en el agua con ellos
16:27	Hatch Tide dice que no se puede mover hacia el Usumacinta
16:41	Dicen que había 45 en la mandarina 1 , rescataron 1 y sobran 44
16:44	Se envía al Ang Tide a apoyar al Morrison Tide
16:52	Dice el Ang Tide que hay olas de 6 u 8 metros y está esperando para poder dar la vuelta
16:52	Informa el Morrison Tide que hay 82 personas en el agua, ya naufrago el segundo bote
16:54	Interroga control marino al Morrison sobre cuantas gentes hay en el agua y el Morrison le comenta que no lo sabe
16:56	Le informan al Morrison Tide que está saliendo un helicóptero de rescate de la armada hacia donde están
17:11	Informa el Far Scotia que está a 5 millas del Morrison
17:27	Dice el Morrison Tide que la mandarina 1 pantoqueo al abrir la puerta y que el bote sucio anda por ahí
17:35	Dice el Morrison que hay gente fuera de la mandarina 2
17:45	**Le dice control marino al Morrison que haga que se metan a la mandarina, y le dice que remolque a la mandarina para donde está la gente dispersa, el Morrison dice que les hablará para que se reúnan**
17:47	Le indican al Morrison que la comunicación será por el canal 6
17:54	El Morrison Tide le dice al Far Scotia que hay dos gentes por la popa del Morrison y que tenga cuidado al acercarse
18:03	El Far Scotia vislumbra a 12 o 15 gentes y se apresta a rescate
18:08	Le dicen al Far Scotia que en 45 minutos llega un vuelo a donde están
18:20	Morrison Tide informa que rescato a 4 gentes
18:48	Far Scotia declara que hay una persona flotando ya ahogada
18:50	El Morrison dice que rescató 6 personas
18:51	Far Scotia dice que ha rescatado 6 personas
18:52	Rescatados Pastor Garcia Ocaña, Manuel Dominguez Pérez, Gabriel González Toral, Domingo Corona Moreno, Guadalupe Momenthey Cruz, Roberto Vázquez Garcia
19:11	Le informan al Morrison que el helicóptero esta ubicando a otro grupo de náufragos un poco delante de donde está el Morrison Tide
19:16	Se incorpora isla de toro a operación de rescate
19:21	Morrison recata a gilberto antonio aguirre, gruero
19:46	El Morrison Tide dice que dejo a la mandarina a la deriva con una persona
19:47	El Morrison dice que una mandarina con 44 personas todavía está a la deriva
19:49	Mediante teléfono se esta triangulando con los helicópteros para el rescate

Brian Lee

Hr.	Grabación de control marino del día 23 de octubre de 2007 00:00 a las 24:00
19:54	El Far Scotia pide ir a aguas más profundas porque no tiene agua suficiente
20:01	Rescatados Far Scotia Sergio Solís Fuentes, José Francisco Trejo ATP Central, Miguel Cobo Salas, ATP, Julio Cesar Broca, De Central, Almacenista,
20:21	Control marino comunica que se va a retirar el helicóptero y llegará otro en 20 minutos
20:22	Le indican al sagitario que solo asegure las mandarinas y las ponga a su costado amarrados
20:36	Isla del toro, dice que rescato un cadáver y tiene otro en la popa y que va a dar prioridad a los que están vivos
20:41	El Morrison Tide dice que tiene un marino con las piernas rotas, las costillas y sangrando
20:42	Control marino le dice al Morrison que si ve adecuado que el helicóptero de la marina pm151 por medio de una camilla se lleve al herido, a lo que el Morrison responde que sería lo más adecuado.
20:42	La pm 151 dice que ve difícil la maniobra
20:46	Ven náufragos desde las plataformas Sonora y Holkan
20:58	Desde la plataforma Tennessee ven dos sobrevivientes
20:59	Far Scotia tiene otros 6 rescatados
21:04	La plataforma Tennessee informa que está perdiendo de vista a los sobrevivientes
21:17	Morrison declara que tiene 7 recuperados y un herido ya que no se pudo hacer la maniobra con la pm 151 y que se dirige al puerto de dos bocas, pide una ambulancia para el herido, informa que lleva un fallecido de su tripulación Ricardo Delgadillo (¿?)
21:17	Isla del toro dice que tiene un cadáver y un vivo
21:30	Morrison Tide informa que tiene un oficial perdido, uno fallecido y un herido
21:42	Far Scotia informa que rescato 7 personas más 4 reportadas anteriormente total 11 todas vivas Sergio Córdova Tejeiro Electricista Central, Carlos Martinez Reyes Jorge Arturo Jiménez Rangel ATP PEMEX, Julio Esquivel Juárez Ayudante Gruero Central, Allende Alpudia Sanchez, ATP Central, Luis Medina Tolentino, Chango PEMEX, Martin Zuñiga Salazar, Segundo Perforador PEMEX
22:05	Informa isla del toro que rescato al oficial del Morrison Tide Méndez
22:09	7 personas vivas Sagitario Leonel Fernández, Jorge Guzmán, Pedro Zapata, Gloria Laura Ramírez Solís, Sergio Rosado, Aldo Antonio Solís, Juan Gabriel, informa que dos cadáveres están cercanos y que los rescatará
22:10	Pm151 se va a recargar combustible
22:18	Isla del toro tiene 4 vivos y un fallecido Oscar Romero Ortega de plataforma Cincinnati, Francisco Cámara, Jorge Méndez Oficial del Morrison Tide, Eudacio Jácome Flores, ATP Cincinnati
22:40	Sagitario rescata otro cadáver
22:54	Pedro Cobos ATP PEMEX rescatado por isla de toro
22:57	Sagitario rescata otra persona viva Rafael Díaz Martínez, supervisor de contratos
23:03	Isla de toro reporta luces flotando sin chaleco ni cuerpo
23.16	Control marino le indica a isla de toro que verifique su calado porque un helicóptero identifico una mandarina con varias luces alrededor
23:17	Far Scotia comenta que ellos tienen demasiado calado para ir a ver la mandarina
23:25	El Morrison Tide comenta que el le mando un cabo con un lanzacabos a la mandarina para empezar el rescate y que eso va ayudar bastante
23:27	Isla de toro comenta que su calado no le permite entrar más
23:49	Informan los sobrevivientes de el Morrison informa que en la mandarina 1 llevaba 31 personas y una quedó atada y muerta a la misma
23:53	Informa un helicóptero que la mandarina esta semi-hundida y que hay gente en rededor
23:54	Control marino le indica al Gulf Service que acuda a donde se ubicó la mandarina

Brian Lee

Hr.	Grabación de control marino del día 23 de octubre de 2007 00:00 a las 24:00
24:01	El Gulf Service ubica el lugar en donde está la mandarina porque la está alumbrando un helicóptero y va a verificar si su calado le permite llegar a la posición ---fin de la grabación-----

Personal de la empresa contratista Perforadora Central

El personal de seguridad de PC destacó los siguientes aspectos:

- El sistema de detección y alarmas debe estar funcionando durante la duración del contrato de acuerdo a lo establecido en los anexos "E" y "S" del contrato de servicios entre Central y PEMEX.
- El 20 de junio de 2007 se dio continuidad al contrato entre Central y PEMEX (autorizado mediante proceso de licitación desde noviembre del 2006) a través del oficio de la entrega recepción que entre otras cosas contiene el check list y las observaciones (en caso de que hubiesen) con firmas de todo el personal involucrado.

En la entrevista estuvo presente el Ingeniero o Capitán de barco Eder Ortega Flores, sobreviviente del accidente, quien comentó los siguientes aspectos:

- Reconoce como función del ingeniero de barco el supervisar el funcionamiento del sistema de detección de gases contaminantes (inspección visual, mensual). Señala que existe un reporte de seguridad (que se manda a tierra), el último fue el de septiembre 2007 (un mes antes del incidente) y no recuerda que hubiera fallas.
- El sistema de alarma estaba encendido, pero no se explica por qué no se disparó. El área de mantenimiento está a cargo de desconectar y reconectar el sistema de detección y alarma.
- También el ingeniero de barco es el encargado de supervisar de que el personal a bordo haya tenido la capacitación adecuada para subir a la Plataforma (muchos empleados sobrevivientes carecían de esta capacitación que veían más como un trámite a cumplir).

Personal de la empresa contratista Vallen

Se realizaron 2 entrevistas con 4 personas pertenecientes al área de seguridad de la empresa, destacando lo siguiente:

- La empresa VALLEN tiene equipo de seguridad a bordo que es independiente de los equipos con que cuenta la Plataforma y que no estaban funcionando (habían sido desconectados durante el traslado y no se habían conectado hasta el día del incidente).
- Su responsabilidad contractual se centra en tener los sistemas de seguridad de VALLEN funcionando durante el proceso de exploración, explotación, desarrollo o reparación de pozos.
- El bajar al personal de VALLEN durante el traslado es a criterio del superintendente de PEMEX. Al bajar, PEMEX deja de pagar.
- Los sistemas de detección y seguridad instalados por VALLEN dejan de funcionar cuando se desconecta la corriente eléctrica (blackout); sin embargo, se cuenta con detectores portátiles.

Brian Lee

Personal de la empresa contratista Servicios Comodatarios (SERCOMSA)

Al personal de SERCOMSA se le exige dos requisitos: calidad de servicio y seguridad.

- No cuentan con un representante de seguridad a bordo. No cuentan con un registro de la capacitación, ni hay constancias de las pláticas o cursos.
- Deben de tener cursos de inducción de seguridad, medidas contra incendio, Libreta de Mar tipo D (que corresponde a plataformas y barcazas) que presupone haber tomado un curso de supervivencia básico.
- No es requisito de contratación el manejar el equipo de respiración autónoma. En la inducción al puesto se les instruye en el uso de equipo de seguridad personal, combate a incendio y rutas de evacuación. Aparte de lo que aprenden de los simulacros y las platicas y prácticas que imparte VALLEN a bordo.
- Existe un supervisor de contratos de PEMEX para administrar los contratos de SERCOMSA que pertenecen al área de calidad y se llama aseguramiento de la calidad. A partir del accidente se creó el puesto de seguridad y salud ocupacional en la empresa.

Personal de la empresa contratista Schlumberger

Se realizó una entrevista con 2 personas y una visita a los talleres de Schlumberger en Cd. del Carmen; durante la entrevista se comentaron los siguientes puntos y se llegaron a las siguientes conclusiones preliminares:

El modelo de esta SSSV tiene un cíclo de vida de 5 años y sirve para el servicio en México y en el Mar del Norte; ellos han encontrado una probl ema con estas válvulas, han revisado su operación y encontraron dos (2) problemas relacionadas con la operación que refleja falta de capacitación.

Ellos nos mostraron un reporte de una SSSV que había fallado después de 1 año de operación instsalada en un pozo del Activo Litoral Tabasco, el May-1 o May 3. Esta válvula fue enviada a Houston porque ellos no cuentan con el equipo para desarmarlas en México. La falla ocurrión a finales del 2005 y el reporte fue entregado a PEMEX en Marzo o Abril del 2006.. Ellos también nos mostraron fotografías de otra SSSV, en este caso del campo que también fue enviada a Houston con PEMEX como testigo. Nos dieron un reporte con múltiples hallazgos, uno de los cuáles dicen no entender cómo pudo haber sucedido (remoción física del dardo ecualizador).

Ellos también mencionaron que las condiciones de los pozos en ésta area (AILT) no están ayudando a la válvula; la temperatura no es un problema pero la presión sí. Los daños a la charnela después de 1 año de operación son causados en su mayoría por la estimulación del pozo; esto es en el por los tubos que se meten por la TP para estimular el pozo (de 1", 1 ¼", 1 ¾", etc.) y los ácidos/solventes utilizados a través de la SSSV.

Otra falla en la operación es cuando la válvula no se abre completamente, esto por que no se aplica suficiente presión para extender completamente la camisa que proteje a la charnela o al dardo ecualizador.. Nos mostratron la fórmula utilizadas para estimar la Presión Hidráulica de Operación a ser aplicada en profundidad (Pvsd) con sus máximos y mínimos recomendados. Nos comentaeron que si normalmente la Pvsd está indicada para 10,000 psi, el operador la traba ja a 9,500 psi (debido a la naturaleza humana de no alcanzar los límites como medida de seguridad personal). El equipo superficial de la KAB-101 era de 15,000 psi.

El daño físico/mecánico a la charnela se debe a: 1) destrucción mecánica (tubos para estimulación del pozo que se introducen por la TP), 2) Erosión, and 3) Corrosión por H_2S, CO_2, etc.

Ellos también tienen evidencia de daños al resorte (Hay tres resortes en una SSSV, el primero mantiene retraído el tubo de flujo permitiendo a la charnela cerrar (en el eje vertical del alojamiento de la SSSV), el se gundo ayuda a la charnela a cerrar una vez que el tubo de flujo es retraido (horizontal al eje del alojamiento de la SSSV) y el tercero el tercero es un resorte plano t para sostener el dardo ecualizador).

La válvula en el Pozo 121 es una "válvula E" (E por lo de ecualizador), de 3 ½" TRMAXX 10E

Todas sus válvulas SSSV se prueban por cierre súbito en cumplimiento de la norma API-14A.

Al presentar una animación ellos nos mostraron como el tubo o camisa de flujo protejerá a la charnela por la formación de depósito de residuos; también mencionaron que este tubo de flujo se somete a una prueba de coincidencia con la charnela (hecha a mano) para verificar su perfecto sellado; ellos mencionaron el cambiar el resorte estándar dependiendo de la presión de la formación o la de los pozos.

De acurdo a su datos, Schlumberger tiene alrededor del 50% del mercado, 25% para Halliburton y el otro 25% par Baker (al principio mención el 70%, luego el 60% hasta que su número final fue 50%). Ellos nos dieron el nombre de un contacto en el área de adquisiciones de PEP (Ing. Miguel Abrego), con quien podemos hablar y averiguar más acerca de estos procesos, las especificaciones en el paquete de licitación y el monto de la orden de compra que PEP hace para las SSSV's.

Ellos comentaron que la vida útil de las SSSV es normalmente alrededor de 5 años, pero que en la Sonda de Campeche, ellos han tenido fallas en una válvula con 15 días de instalada (vida mínima) y que en promedio duran 1.5 años..

Desde la perspectiva de Manuel la SSSV del Pozo 121 falló porque: 1) la SSSV no estaba completamente abierta, eso significa que la charnela está completamente abierta pero no totalmente protegida por el tubo de flujo; 2) Formación de depósitos, más la pérdida del dardo ecualizador pudo causar la continuación de la fuga en el Pozo 121.

Finalmente ellos mencionaron que la RMSO los llamó el 12 de Febrero para participar en un comité especial para evaluar los mecanismos de falla de las SSSV; ellos darán una presentación ejecutiva acerca de los hallazgos preliminares de dos de las SSSV, que fueron enviadas a Houston, a mediados de Mayo, al Dr. Silva y otros gerentes.

Personal de PEMEX y Pride de la P.A.E. Colorado

Durante la visita del 20 de Diciembre de 2007, se entrevistó a una persona de Vallen, al Superintendente de PEMEX y al Superintendente de Pride y personal de seguridad de la P.A.E. Colorado (en total 5 personas) cuyos comentarios y testimonios relevantes fueron:

Cuando el la plataforma autoelevable de perforación (rig) está siendo movida a perforar un nuevo pozo, es hasta la Fase III (cuando ellos han alcanzado una profundidad de approx. 2,000 m, o donde los geólogos deciden) cuando se les instruye instalar y probar los detectores de gas. Es el Superintendente de PEMEX quien solicita este servicio, una vez que reporta la profundidad.

Brian Leis

Al pesonal de Vallen le toma 4 hrs (con una tripulación de 6 personas) instalar todo el equipo y el último día es utilizado normalmente para probar las alarmas¿ (visibles y audibles) y para verificar que los sistemas neumáticos y electrónicos funcionan bien (sin fugas).

Este sistema es independiente del del Rig, el cual tiene su propio panel de control, ellos sólo miden la distancia a donde necesitan los sensores y solicitan las conexiones de la energía del Rig.

No hay sensores en el sistema de CA, por lo que los cuartos solo tienen alarmas visibles y audibles.

En caso de gas o combustible tóxico, hay máscaras de gas distribuidas en las áreas de trabajo y de seguridad (cerca de los botes) que pueden ser utilizadas hasta por aproximadamente 30 min, tamb ién hay racks (8 tanques cilíndricos con 300 pies cúbicos cada uno) que proporcionan aire a las cascadas.

Para recargar los tanques portátiles con máscaras de gas, hay dos compresores, la bomba principal es eléctrica que está localizada a un lado del bote salvavidas, y se tiene una bomba de diesel auxiliar. Aún cuando este equipo está accesible a todo el personal, el personal de Vallen es el único capacitado para recargar estos equipos; normalmente hay 2 personas a bordo, una por turno.

- En el reporte del SIOP del 23 de Octubre del 2007, se asienta que a las 11:15 hrs. ellos cerraron el SINAN-101 debido a la ruptura del tubing ocasionada por el movimiento de la plataforma debido al mal tiempo; con la ayuda del asistente de producción, con su máscara de gas, bajaron al piso de producción a evaluar la situación, cerraron la válvula de tormenta, las válvulas mecánicas, neumáticas y se comunicarion con U.O.L.T y Enlace Litoral, quienes autorizaron el cierre de los pozos SINAN-101 y SINAN 55. Después de que desconectaron las mangueras, eliminaron los pasamanos y los accesos por escaleras al piso de producción en la plataforma, retrajeron y elevaron el Texas deck en approx. 80 cm para evitar pegarle al andamio al andamio del pozo SINAN-101.
- Durante el evento del 23 de octub re del 2007 la Pride Colorado sufrió una inclinación de 1° a babor – 0.5° a estribor en la proa. La primera inspección del mat y del fondo marino fue efectuada el 26 de Octubre de las 16:00 – 20:00 hrs. por el barco DINAMEX, el cual inspeccionó el lado de babor y el 45% del lado de popa, pero no pudo continuar debi do a las malas condiciones climatológicas.
- Durante el Frente Frío del 23 de Octubre entre las 15:00 and 16:00 hrs, ellos pudieron escuchar por la redio (Canal 6) muchos de los movimientos del rescate; Bote No. 2 ha evacuado y se dirigía al Morrison Tide; el no pudo escuchar acerca del bote 1, probablemente a causa de la baja capacidad del radio (6 watts); después de 15 o 20 min el escuchó al bote No. 2 llamando al Morrison Tide; después de 15 min las comunicaciones se detuvieron.
- Toma de 7 – 12 min subir y bajar el caso unos 6 pies en óptimas condiciones y esto depende de la carga del rig.
- La inclinación depende de la superficie del fondo (fondo marino).
- Es normal sentir un cabeceo o balanceo del rig, debido a las piernas tubulares; es el golpe de las olas en las p iernas lo que la mueve y entre más grandes la olas más se siente.

Brian Lee

- El clima el 23 de Octubre fue “severo”, peor de lo que indicó el pronóstico; ellos vieron olas de 28’ – 40’. Ellos estuvieron balanceándose unos 2.5° según la burbuja del nivel de babor a estribor.
- El 23 de Octubre, ellos tenían 22 días en la localización y se les cargo con material. El mencionó que se asentaron unos 0.5 pies; y que el asentamiento no es un problema una vez que se ha levantado el casco ya que se asienta y se mantiene.
- La Pride Texas tiene una huella de Mat mucho más grande que la de la Usumacinta y mientras estuvo en la localización donde ahora está la Usumacinta, se inclinó en la parte babor-popa menos de un grado; no fue necesario detener la perforación debido a esa inclinación. .
- 28 años de trabajar en rigs de perforación costa afuera y nunca ha visto que se precargue un Rig con mat.
- La ase guradora establece el colchón de aire para el Rig (altura entre la parte baja del caso y la línea de aguas tranquilas del mar).
- Los “Rig movers” tienen el control del Rig mientras es remolcado (este es un barco); una vez que se el posicionamiento/alineación se termina y los barcos remolcadores se liberan es la compañía quien toma el mando. Una vez que el Rig es posicionado la compañía está a cargo y en control todo el tiempo.
- PEMEX instala el ESD en sus plataformas, pero la compañía tiene el control en el piso del Rig y en otras partes de la plataforma. PEMEX producción cierra los pozos.
- Los instintos de supervivencia prevalecen sobre los procedimientos.

Personal de PEMEX en la P.A.E. Pride South Carolina

Durante la visita del 13 de Diciembre de 2007, se entrevistó a personal de Vallen y al Superintendente de PEMEX en la P.A.E. Pride South Carolina (en total 2 personas) cuyos comentarios y testimonios relevantes fueron:

- En presencia de gas sulfhídrico (H_2S) una alarma suena y debemos utilizar las mascaras de aire (equipo de respiración autónoma) que pesa 7 Kg; si tenemos que abandonar el Rig y todavía hay presencia de este gas, entonces podemos entrar al bote salvavidas (mandarina) con nuestras máscaras puestas y cargando el tanque en el pecho.
- El trabajó en la Pride Texas, el Rig de perforación que estaba localizado anteriormente en la misma posición a donde llegó la Usumacinta. El 28 de Junio, se tuvo que mover de esa posición para obtener una certificación de ABS; estuvo ahí por más de 2 años (aproximadamente). El mencionó que este Rig también quedo de frente a Suroeste (con la cara de proa a 209°) debido al ducto marino que se encuentra alrededor de la KAB-101.
- Durante esta entrevista, el mencionó que el mat de la Pride Texas fue **dañado debido a las corrientes en el área.**
- Los pronósticos del clima reportaron vientos de 60 Km/hr con olas de 9 to 12 pies, y lo que él observó fueron vientos de 100 a 120 Km/hr. El mencionó que es común que en caso de vientos con 80 Km/hr de velocidad, Control Marino de PEMEX pueda ordena r

Brian Lee

una evacuación de todos los rigs (el mencionó que esto ocurrió en el caso del huracán Dean), pero que este Frente Frío (Frente del Norte) fue atípico.

- La Usumacinta se inclinó debido a que no tenía peso (durante la entrevista con Perforadora Central, el comentario de que el Rig estaba muy ligero ese día, fue porque todavía se estaban preparando para operar y en espera de suministros/materiales de perforación), y por la fuerza de los vientos y del mar que la estaba golpeando por el lado de popa y estribor ¼.

Personal de PEMEX en la P.A.E. Noble Leonard Jones

Durante la visita del 19 de Diciembre de 2007, se entrevistó al Superintendente y Administrador de PEMEX en la P.A.E. Noble Leonard Jones (en total 2 personas) cuyos comentarios y testimonios relevantes fueron:

- "El rig es posicionado en el mejor lugar para trabajar, dejando a un lado la seguridad"
- Después de que todas las conexiones están en su lugar, PEMEX toma la operación del Rig con base en el programa de operación. La Compañía sólo tiene la responsabilidad del mantenimiento de acuerdo con su contrato (REMI – Mantenimiento Incluído en el Renta).
- "PEMEX toma las decisiones de abandonar el Rig".
- PEMEX es responsable de la capacitación sobre seguridad para todos a bordo; ellos tienen simulacros por fuga de gas, fuego, abandono y hombre al agua.
- Durante el Frente Frío no. 4 , el estaba en el Rig Nobel Frederickson rig localizado en el pozo May-135 y estaba sentado, con las luces del Rig encendidas, uno de los botes salvavidas pasó y al reflexionar no sabe si fueron personas o chalecos salvavidas.

Personal de PEMEX en la P.A.E. Grijalva de PC

Durante la visita del 11 de Diciembre de 2007, se entrevistó al personal de PEMEX en la P.A.E. Grijalva (en total 6 personas) cuyos comentarios y testimonios relevantes fueron:

- El Personal entrevistado, los Superintendentes y el supervisor de contratos, nos comentaron que el día del accidente hubo vientos de 90 Km/hr
- El Superintendente de la Central comentó que el Rig Colorado se inclinó 1 grado a babor y se movió sobre el pozo
- El Rig Grijalva se movió también y se escuchó que las olas golpearon el caso unas 8 veces
- El Norte que se dio el día del accidente tuvo las características de un ciclón categoría 1 y duró más de 24 horas
- Se comentó que debido a la posición de los pozos y de los ductos el Rig Usumacinta no estaba orientada como se hace normalmente de Norte a Sur (el helipuerto hacia el Sur) con respecto al viento.
- Se comentó que el Rig Usumacinta y cualquier otro Rig se guía por dos objetivos principales para su posicionamiento
    - Obstrucciones: Pozos y ductos
    - La estructura del Rig
- Se nos comentó que el Superintendente del Usumacinta pidió auxilio a las 11:50 AM y recibió ayuda hasta 4 horas después.

Brian Lee

La Tabla a continuación muestra un listado de las entrevistas totales con los días en que se realizaron (ver Tabla J2)

Tabla J2. Resumen de entrevistas y entrevistados para el ACR

No.	INSTITUCIÓN	NOMBRE	CATEGORÍA SEGUN SAP	FECHA
A. SOBREVIVIENTES				
1	PEMEX	ALDO ANTONIO LOPEZ LORENZO	AYUDANTE DE TRABAJOS DE PERFORACIÓN (ATP)	15/01/08
2	PEMEX	ANTONIO MONTERO HERNÁNDEZ	AYUDANTE DE TRABAJOS DE PERFORACIÓN (ATP)	15/01/08
3	PEMEX	CARLOS BLAZ CORTAZAR	AYUDANTE DE PERFORACIÓN PISO ROTARIA (REENTREVISTA 2 ABR O8)	28/01/08
4	PEMEX	FERNANDO A CERVERA RAMÍREZ	AYUDANTE DE MANIOBRAS Y OPERACIONES	16/01/08
5	PEMEX	GABRIEL GONZALEZ TORAL	AYUDANTE DE PERFORACIÓN PISO ROTARIA	15/01/08
6	PEMEX	GLORIA LAURA RAMÍREZ SOLÍS	PROFESIONISTA "A" ÁREA CONTRATOS	16/01/08
7	PEMEX	JORGE ARTURO JIMÉNEZ RANGEL	AYUDANTE DE TRABAJOS DE PERFORACIÓN (ATP)	17/01/08
8	PEMEX	JORGE GUZMÁN MARTÍNEZ	AYUDANTE DE TRABAJOS DE PERFORACIÓN (ATP)	16/01/08
9	PEMEX	JORGE HERRERA SEVILLA	IINSPECTOR TEC. DE PERFORACIÓN (ITP) (REENTREVISTA 8 ABR 08)	15/01/08
10	PEMEX	JOSÉ PEDRO COBOS QUIROZ	AYUDANTE DE TRABAJOS DE PERFORACIÓN (ATP)	16/01/08
11	PEMEX	JOSE RODOLFO REYES POPO	POSICIONADOR GL	10/03/08
12	PEMEX	JUAN ANTONIO PALAFOX NAVARRETE	AYUDANTE DE TRABAJOS DE PERFORACIÓN (ATP)	16/01/08
13	PEMEX	LEONEL FERNÁNDEZ RIVERA	AYUDANTE DE PERFORACIÓN (CHANGO) ROTARIAa	16/01/08
14	PEMEX	LUIS MEDINA TOLENTINO	AYUDANTE DE PERFORACIÓN PISO ROTARIA	16/01/08
15	PEMEX	MARTÍN ZÚÑIGA SALAZAR	AYUDANTE DE PERFORACIÓN (SEGUNDO) (REENTREVISTA 2 ABR 08)	29/01/08
16	PEMEX	MIGUEL COBOS SALAS	AYUDANTE DE PERFORACIÓN PISO ROTARIA	17/01/08
17	PEMEX	NICOLÁS FLORES LOUBET	POSICIONADOR GL	16/01/08
18	PEMEX	OSCAR ROMERO ORTEGA	AYUDANTE DE TRABAJOS DE PERFORACIÓN (ATP)	29/02/08
19	PEMEX	PASTOR GARCIA OCAÑA	AYUDANTE DE PERFORACIÓN PISO ROTARIA	17/01/08
20	PEMEX	PEDRO ZAPATA DE LOS SANTOS	PERFORADOR	04/03/08
21	PEMEX	RAFAEL DÍAZ MARTÍNEZ	ESPECIALISTA TÉCNICO "C" /SUP. DE CONTRATOS	16/01/08
22	PEMEX	SERGIO ROSADO CORTÉS	AYUDANTE DE PERFORACIÓN PISO ROTARIA	17/01/08
23	PEMEX	SERGIO SOLÍS PONCE	CABO DE MANIOBRAS Y TRABAJOS GENERALES	17/01/08
24	PEMEX	TEODOSIO RUEDA DE LEON REYES	INSPECTOR TEC. DE PERFORACIÓN (ITP) (REENTREVISTA2 ABR 08)	22/01/08
25	CENTRAL	ALFREDO DE LA CRUZ RUIZ	MECÁNICO	17/01/08
26	CENTRAL	ALLENDE ALCUDIA SÁNCHEZ	AYUDANTE DE TRABAJOS DE PERFORACIÓN (ATP)	29/02/08
27	CENTRAL	DOMINGO CORONA MORENO	OPERADOR DE EQUIPO DE CONTROL SÓLIDO	22/01/08
28	CENTRAL	EDER ORTEGA FLORES	INGENIERO DE BARCO	22/01/08

No.	INSTITUCIÓN	NOMBRE	CATEGORÍA SEGUN SAP	FECHA
29	CENTRAL	GILBERTO ANTONIO AGUIRRE CRUZ	GRUERO	22/01/08
30	CENTRAL	GUADALUPE MOMENTHEY CRUZ	SOLDADOR	18/01/08
31	CENTRAL	HECTOR FRANCISCO REYES TAPIA	AYUDANTE DE TRABAJOS DE PERFORACIÓN (ATP)	19/01/08
32	CENTRAL	JESUS MANUEL DOMINGUEZ PEREZ	SOLDADOR DE APOYO	18/01/08
33	CENTRAL	JOSE FRANCISCO TREJO CALDERON	AYUDANTE DE TRABAJOS DE PERFORACIÓN (ATP)	18/01/08
34	CENTRAL	JUAN GABRIEL RODRÍGUEZ LÓPEZ	AYUDANTE DE TRABAJOS DE PERFORACIÓN (ATP)	17/01/08
35	CENTRAL	JULIO ARTURO ESQUIVEL JUÁREZ	AYUDANTE DE TRABAJOS DE PERFORACIÓN (ATP)	22/01/08
36	CENTRAL	JULIO CÉSAR BROCA HERNÁNDEZ	ALMACENISTA	18/01/00
37	CENTRAL	LEOPOLDO CÉSAR CUARENTA GARCÍA	AYUDANTE MECÁNICO (A PRUEBA)	17/01/08
38	CENTRAL	NICOLÁS GONZÁLEZ ALVARADO	OPERADOR DE EQUIPO DE CONTROL SÓLIDO	22/01/08
39	CENTRAL	RIGOBERTO MENDOZA SERNA	AYUDANTE ELÉCTRICO	18/01/08
40	CENTRAL	ROBERTO VÁZQUÉZ GARCÍA	OPERADOR DE EQUIPO DE CONTROL SÓLIDO	17/01/08
41	CENTRAL	SERGIO CÓRDOBA TEJERO	ELÉCTRICO	18/01/08
42	COMODATARIO	JORGE FRANCISCO MONTIEL CORNELIO	AYUDANTE DE COCINA NOCHE	23/01/08
43	GLOBAL	FRANCISCO CÁMARA ACOSTA	QUÍMICO	04/03/08
B. PARTICIPANTES EN EL RESCATE				
B1. CAPITANES DE BARCO				
44	FAR SCOTIA	ALAN DIKENSON	CAPITÁN DE BARCO	17/04/08
45	ISLA DE TORO	FRANCISCO JAVIER QUINTANA URQUIDEZ	CAPITÁN DE BARCO	29/02/08
46	SAGITARIO	SALOMÓN MONTOYA ESTRADA	CAPITÁN DE BARCO	13/12/07
47	MORRISON TIDE	HYMAN WEBSTER	CAPITÁN DE BARCO	19/12/07
48	PACIFIC 38	FRANCISCO QUIROZ MORA	CAPITÁN (SOLO PARTICIPÓ EN EL POSICIONAMIENTO)	19/12/08
B2. CAPITANES DE HELICÓPTERO				
49	ASESA	RICARDO ALCAZAR GALICIA	CAPITÁN DE HELICÓPTERO XA-UHS	04/03/08
50	ASESA	MARIANO CHARGOY MACRINO	CAPITÁN DE HELICÓPTERO	04/03/08
51		CLAUDIO HERRERA SUÁREZ	CAPITÁN DE HELIICÓPTERO	04/03/08
52	HELISERVICIOS	JORGE PÉREZ OCHOA	CAPITÁN DE HELIICÓPTERO XA-HSC	03/03/08
53	HELIVAN	ERNESTO PALAFOX ORDOÑEZ	CAPITÁN DE HELIICÓPTERO XA-GFT	03/03/08
54		JOSUÉ AMOS LEÓN RODRIIGUEZ	CAPITÁN DE HELIICÓPTERO XA-GFT	03/03/08
55	PEGASO	FLAVIO REINALDO BRICIO GUEVARA Y GUEVARA	CAPITÁN DE HELIICÓPTERO XA-EZM	28/02/08
B3. SEMAR (TRIPULACIÓN HELICOPTERO)				
56	SEMAR	ÁNGEL CARBONELL PEÑA	COPILOTO	26/02/08

No.	INSTITUCIÓN	NOMBRE	CATEGORÍA SEGUN SAP	FECHA
57		JESÚS MANUEL RÍOS TOLEDO	MECANICO Y OPERADOR DEL CABLE DE RESCATE	26/02/08
58		JOSÉ MARÍA AVLOS MADRIGAL	BUZO	26/02/08
59		BARTOLO GARCÍA LÓPEZ	CABO	26/02/08
60		ZEFERINO CRUZ SANTOS	BUZO	26/02/08
C. CONTROL ÁEREO / MARINO				
C1. CONTROL MARINO				
61	CONTROL MARINO	JOAQUÍN A. CRUZ HERNÁNDEZ	JEFE DEL DEPARTAMENTO DE CONTROL MARINO	19/12/07
62		JAVIER VZCARRA MORENO	PERSONA CON MAYOR RANGO CONTROL MARINO	19/12/07
63		RICARDO VELLEGAS ROSAS	SUPERVISOR DE RADAR	19/12/07
64		CARLOS ENRIQUE ANGUASO	SUPERVISOR DE RADAR	19/12/07
C.2 CONTROL ÁEREO				
65	CONTROL ÁEREO	CARLOS TORRES LÓPEZ	CONTROLADOR ÁEREO	09/01/08
D. PERSONAL DE PEMEX				
D1. ADMINISTRACIÓN				
66	PEP RECURSOS HUMANOS	DIANA LYZ ESTRADA ROBLES	COORDINACIÓN DE RECURSOS HUMANOS MARINA	12/03/08
67	RMSO PLANEACIÓN	ALEJANDRO CAMPS PÉREZ	SUBGERENTE DE PROGRAMACIÓN Y SEGUIMIENTO OPERATIVO	26/03/08
68	ÁREA DE CONTRATOS	CUAUHTÉMOC VALDEZ GONZÁLEZ	SUPERVISOR DE CONTRATOS	28/02/08
69	ÁREA DE CONTRATOS	CARLOS HUGO AGUSTÍN SOLIS	SUPERVISOR DE CONTRATOS	29/02/08
70	ÁREA DE CONTRATOS	FERNANDO PÉREZ FUENTES	COORDINADOR EN TIERRA	03/03/08
D2. OPERACIÓN				
71	UOPLT	MARIANO ESTRADA GARCÍA	JEFE DE PERFORACIÓN DE LA UOLT	27/03/08
72		RICARDO RAMÍREZ LARA	JEFE DE DISEÑO DE LA UNIDAD	27/03/08
73		ULISES SOLIS TORRES	SUPERINTENDENTE DE OP. DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POXOS DE LA UOLT	27/03/08
74	ACTIVO INTEGRAL LITORAL TABASCO - RMSO	GUSTAVO SOLIS	COORDINACIÓN DE PLANEACIÓN	01/04/08
75		SAÚL FUENTES CORROI	COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTO	01/04/08
76		ALFONSO ROSALES	COORDINACIÓN DEL ÁREA DE DISEÑO	01/04/08
77		ANGEL	OPERACIÓN DE POZOS	01/04/08
78		JOSÉ RUPERTINO VELÁZQUEZ	REPRESENTANTE DE SIPAC	01/04/08
79		JULIO BARRIOS	COORDINACIÓN DE OPERACIÓN Y MANTTO DE POZOS	01/04/08

No.	INSTITUCIÓN	NOMBRE	CATEGORÍA SEGUN SAP	FECHA
80	ACTIVO INTEGRAL LITORAL TABASCO	JUAN CARLOS VAZQUEZ MORALES	INGENIERO DE OPERACIÓN	13/03/08
81	GERENCIA DE PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO A POZOS	ING. MIGUEL ABREGO OROZCO	SUPERINTENDENTE DE SERVICIO A POZOS	23/04/08
82	UNIDAD OPERATIVA LITORAL TABASCO	MANUEL OREJEL ALVARO	SUPERINTENDENTE DE OPERACIÓN DE PERFORACIÓN	13/03/08
83	PLATAFORMA ENLACE LITORAL	ELIUTH ARELLANO CORTÉZ	SUPERINTENDENTE DE PLATAFORMA ENLACE LITORAL	28/03/08
84	UNIDAD OPERATIVA LITORAL TABASCO	JUAN CARLOS VÁZQUEZ MORALES	INGENIERO DE OPERACIÓN	13/03/08
D3. SEGURIDAD				
85	SIPAC RAMSO	JOSÉ RUPERTINO VELAZQUEZ CORTÉZ	COORDINACIÓN DE SIPAC SECTOR LITORAL TABASCO	26/03/08
86		ALEJANDRO GUZMÁN ROSAS		26/03/08
87	SIPAC UPMP	OSCAR VALDEZ LÓPEZ	GERENTE DE SIPAC DE LA UNIDAD DE PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS	27/03/08
88		ALFONSO QUIROZ	SUBGERENTE DE EVALUACIÓN	27/03/08
89		JUAN MANUEL CANEPA VERTOLINI	INGENIERO EN NORMATIVIDAD	27/03/08
90		ALFONSO GÓMEZ	TÉCNICO	27/03/08
91	SIPAC (GPMPDM)	JUAN IGNACIO RUIZ DE ANDA	SUBGERENTE DE SIPAC DE LA GERENCIA DE PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS DIVISIÓN MARINA	26/03/08
92		PEDRO PERLESTAIN MENDOZA	SUPERINTENDENTE (ESPECIALISTA TÉCNICO A)	26/03/08
93		VICTOR CONTRERAS ROSADO	COORDINADOR TÉCNICO C	26/03/08
94	SSIPAC	ROGELIO MORANDO	SUBDIRECTOR DE SIPAC	03/04/08
95	GSIPAC	LIZANDRO PANIAGUA	SUB GERENTE DE EVALUACIÓN	14/03/08
D4. CONTROL DE FUGA				
96	PERFORACIÓN	DOMINGO SASTRE GONZÁLEZ	SUPERINTENDENTE DE PLATAFORMA	21/04/08

No.	INSTITUCIÓN	NOMBRE	CATEGORÍA SEGUN SAP	FECHA
97	PERFORACIÓN	LESLIE ROY GÓMEZ SMITH	SUPERINTENDENTE DE PLATAFORMA DE PERFORACIÓN UOLT	22/04/08
E. PERSONAL DE EMPRESAS				
E1 SERCOMSA.				
98	SERCOMSA	DANIEL FERNÁNDEZ MURAIRA	APODERADO LEGAL DE SERVICIOS COMISARIADOS	28/02/08
99		MARIO EDUARDO RASGADO CHIÑAS	JEFE DE SEGURIDAD Y SALUD	28/02/08
E2. PERFORADORA CENTRAL				
100	CENTRAL	EDER ORTEGA FLORES	INGENIERO DE BARCO	28/02/08
101		FRANCISCO GARCÍA	JEFE DE SEGURIDAD	28/02/08
102	CENTRAL	RICARDO CORTINA CÁRDENAS	GERENTE DIVISIÓN DRILLING DIVISION	11/12/07
103		JUAN JOSÉ GONZÁLEZ	GERENTE DE OPERACIONES (ENTREVISTADO VARIAS VECES)	11/12/07
104		ALEJANDRO CASTRO	CERTIFICATIONS AND QUALIY ASSURANCE AND SAFETY	11/12/07
-----		FERNANDO PÉREZ FUENTES	PEMEX CONTRATOS (POSTERIORMENTE ENTREVISTADO COMO PERSONAL DE PEMEX)	11/12/07
E3. VALLEN				
105	VALLEN	GABRIEL VARGAS ACOSTA	TÉCNICO EN H_2S EN PLATAFORMA USUMACINTA	12/03/08
106		CARLOS ALBERTO CRUZ LEE	TÉCNICO EN H_2S EN PLATAFORMA USUMACINTA	12/03/08
107		JULIO CÉSAR CRUZ GARCÍA	TÉCNICO EN H_2S EN PLATAFORMA USUMACINTA	12/03/08
108		ING. EDUARDO NIVÓN MENDOZA	GERENTE	27/02/08
E.4 SCHLUMBERGER				
109	SCHLUMBERGER	MANUEL BRACHO RAMIREZ	COMPLETION BDM	16/04/08
110		REYNALDO ESPARZA ROBLES	EIC COMPLETIONS	
E5. PERSONAL EN OTRAS PLATAFORMAS				
111	PRIDE COLORADO	SANTIAGO LOYD HERNÁNDEZ	PEMEX SAFETY SUPPLIER	20/12/07
112		JOSÉ DEL RIVERO HERNÁNDEZ	SUPERINTENDENTE DE PEMEX	20/12/07
113		CECIL ANDERSON	OIM (this person was on the Pride Texas rig, which was on the Usumacinta location previously)	20/12/07
114		WILLIE ERKHAR	CRANE OPERATOR	20/12/07
115		ANDREW CORRO USCAYA	SAFETY OF PRIDE	20/12/07
116	NOBEL LEONARD JONES	LEOBARDO GARCÍA PÉREZ	SUPERINTENDENTE DE PEMEX	19/12/07
117		EDUARDO PEÑA	ADMINISTRADOR DE PEMEX	19/12/07
118	PRIDE SOUTH CAROLINA	PEDRO SANTIAGO LÓPEZ	VALLEN, PEMEX SUBCONTRACTOR FOR SAFETY	13/12/07
119		FERNANDO CRUZ GARDUZ	SUPERINTENDENTE DE PEMEX	13/12/07

No.	INSTITUCIÓN	NOMBRE	CATEGORÍA SEGUN SAP	FECHA
120	GRIJALVA	ERNESTO FIGUROA RIOS	CAPITAN DE BARCO DE PC	11/12/07
121		DAVID CASTELAN VALVO	SUPERINTENDENTE DE PEMEX	11/12/07
122		MARCOS A VAZQUEZ GUILLEN	SUPERINTENDENTE DE PC	11/12/07
123		ISAIAS OYOSA ORTIZ	MEDICO DE PEMEX	11/12/07
124		JOSE GUADALUPE DE LA GARZA	SUPERVISOR DE CONTRATOS	11/12/07
125		PABLO CORDOBA RUIZ	SIPA	11/12/07

Anexo K
Recopilación de información: procesos y resultados

K.1: Porcesos
K.2: Información/Requrimiento de datos y base de datos resultante
K.3: Seguimiento de la información / Información requerida y documentos no proporcionados

Recopilación de información: procesos y resultados

K1: Procesos

El proceso de Análisis Causa Raíz (ACR) requiere en sus primeras etapas de recolectar una gran cantidad de información relacionada con el incidente/accidente a evaluar.

Esto permite al equipo tener un marco de referencia para entender todos los elementos involucrados en el corto mediano y largo plazos en la línea de tiempo de un incidente/accidente.

Esta información proporciona el conocimiento inicial de los aspectos técnicos y organizacionales que están directa o indirectamente relacionados con los procesos que interactuaron en condiciones normales y anormales de un evento.

A continuación presentamos el listado donde Battelle solicitó información a PEMEX para soportar el proceso de ACR (ver Tabla K1)

Tabla K1. Preguntas iniciales, observaciones e información

NO	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO
1	Plataformas	Información de las plataformas desde el punto de vista estructural y de soporte/estabilidad. La información debe incluir desde la base o "mat" hasta la parte superior de la plataforma considerando información específica sobre diseño y construcción para soportar los diferentes estados del mar y la sobrevivencia en estas condiciones.
2	Mantenimiento	Historial de mantenimiento y reparaciones de los elementos funcionales principales de las estructuras, bitácoras que documenten las reparaciones estructurales mayores, así como las inspecciones u otras condiciones de monitoreo y/u otras evidencias de aspectos de mantenimiento que sean de importancia o que afecten la integridad de las plataformas.
3	Sistemas de tuberias	Tubería de producción y asociada, incluyendo sistemas de válvulas desde la parte superior del pozo (árbol) , preventores, tuberias y válvulas inferiores, el raiser y cualquier válvula subsuperficial, a través de las líneas de "TS" y todos los controles y sistemas de control relacionados con el pozo, ya sean operados manual o remotamente sin importar su localización en el sistema.
4	Mantenimiento	Historial de mantenimiento y reparación de elementos funcionales principales de los sisyemas de flujo, bitácoras que documenten las reparaciones mayores a los sistemas de flujo, así como inspecciones u otras condiciones de monitoreo y/o evidencia de mantenimiento de condiciones preocupantes o que amenacen la integridad de los sistemas y, en caso de que haya, el historial de fugas/fallas de los segmentos de las tuberias de producción.
5	Dispositivos de seguridad	Sistemas provistos por diseño para manejar transitorios y limitar presión via reguladores o válvulas de alivio en los sistemas que manejan flujo.
6	Pruebas	Pruebas de las válvulas de los sistemas incluyendo el historial de las pruebas hidrostáticas pre servicio.
7	Suelo Marino	Capacidad de soporte de peso del suelo marino (fondo del mar) y suelos relacionados.
8	Condiciones atmosféricas y marinas	Condiciones del mar, iniciando desde un punto de calma antes del evento, estado durante el evento, así como las condiciones actuales y las condiciones ambientales relacionadas.
9	Botes salvavidas	Aspectos estructurales específicos de cada uno de los botes salvavidas "mandarinas" así como su maniobra de sujeción y liberación de la embarcación a la que están sujetas "despliegue de la plataforma"
10	Operación	Especificaciones de la localización del pozo y las guías aplicadas o seguidas para la aproximación tanto lateral como vertical de la plataforma Usumacinta.
11	Procedimientos	Guias o procedimiento de perforación en el contexto de aproximación de tormentas.
12	Localización	La formación y sus implicaciones para los sistemas de producción (flujo) en terminos de presión, temperatura, tipos de productos (gas, liquidos tales como crudo, gas natural) calidad de estos incluyendo concentraciones de gases y líquidos no desables.
13	Procedimientos	Manuales, políticas y procedimientos que tomen en cuenta las condiciones normales y anormales de los pozos, incluyendo manejo y respuesta de emergencias, donde se contemple la evacuación de la plataforma (incluyendo actividades planeadas y condiciones cubiertas por el plan) condiciones de abandono de la plataforma, así como el entrenamiento relacionado y los programas de prácticas que demuestren el entendimiento de estas gjuías o procedimientos.
14	Procedimientos	Aplicación de estos procedimientos a bordo de las plataformas tanto como personal de PEMEX, contratistas, subcontratistas así como la jerarquía en la toma de decisiones en la embarcación y de la tripulación.
15	ACR	Línea de tiempos del evento construida a partir de las bitácoras de la plataforma y complementada con las entrevistas a supervivientes, así como con cualquier información sustancial incluyendo la proporcionada por personal de la tripulación del Morrison Tide incluyendo la interacción con la tripulación que salió del barco para rescate del personal que abandonó la plataforma.
16	Registros	Especificaciones /requisitos y registros de compra para la plataforma y sus componentes principales así como de los botes salvavidas "mandarinas" incluyendo estandares, normativa y guias relacionadas, empleadas en la compra y los procesos de control y garantía de calidad que se usaron para la aceptación de los productos, enfocado principalmente en aspectos de la plataforma y aspectos de sobrevivencia.
17	Registros	Registros relacionados con la aceptación de las pruebas de funcionamiento, incluyendo medidas de integridad tales como resistencia a esfuerzo y a la fractura para componentes críticos de la plataforma KAB 101, las piernas y cama de la Usumacinta, equipo de supervivencia, y evidencia que contemple aspectos de inspección durante la fabricación de los mencionados componentes.
18	Personal	Listado del personal de operación de la plataforma Usumacinta que estaba en turno el dia del accidente y sus funciones y órdenes del día.
19	Personal	Reportes de autopsias y toda la información posible para conocer o suponer las posibles rutas y medios de escape empleadas para abandonar la plataforma.

Brian Lee

NO	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO
20	ACR	Información de factores causativos y contribuidores que incluyan: Plan de desarrollo, sitio y permisos cargas y diseños construcción y as built operación o funcionamienmto condición y mantenimiento inspección monitoreo y control amenazas y vulnerabilidades considedrando modos y mecanismos de falla administración del cambio planes de emergencia y administración de la respuesta
21	Estructura Organizacional	Organigrama completo y actual para la Región Marina, incluyendo los nombres de los responsables de actividades de dirección o de supervisión.
22	Estructura Organizacional	Organigramas que hayan estado vigentes en los pasados 3 años.
23	Estructura Organizacional	Área de la organización que es responsable de la supervisión de los subcontratistas.
24	Estructura Organizacional	Roles y responsabilidades de todos los puestos de supervisión y de dirección.
25	Estructura Organizacional	Requisitos de calificación para cada puesto de dirección y de supervisión en la Región Marina.
26	Estructura Organizacional	Organigramas completos y actuales de los contratistas, incluyendo nombres de los responsables de actividades de dirección o de supervisión.
27	Estructura Organizacional	Organigramas de contratistas que hayan estado vigentes en los pasados 3 años.
28	Estructura Organizacional	Roles y responsabilidades de los contratistas para todos los puestos de supervisión y de dirección.
29	Estructura Organizacional	Estructura Directiva de las compañías contratistas: Dueños, consejo de administración, roles y otras entidades de gobierno relacionadas. Director General del Contratista.
30	Estructura Organizacional	Organigramas, políticas, procedimientos relacionados con Seguridad Industrial, Salud y Protección Ambiental para la Región Marina, incluyendo relación funcional con la DCO.
31	Contratistas	Copia de los contratos entre PEMEX y todas las compañías involucradas en las plataformas, así como cualquier contratista de tercera parte.
32	Contratistas	Copia de los contratos entre PEMEX y todas las Entidades involucradas en las plataformas, así como cualquier contratista de tercera parte, para ver las expectativas de desempeño creadas con los contratistas.
33	Contratistas	Registros de tendencias que existan y Análisis Causa-Raíz realizados.
34	Contratistas	Copias de TOR's de contratistas incluyendo criterios utilizados en la selección de los mismos.
35	Contratistas	Copia de los contratos entre PEMEX y todas las Entidades involucradas en las plataformas, así como cualquier contratista de tercera parte, para ver las consideraciones específicas de seguridad que se incluyeron en los contratos.
36	Contratistas	Copia de procedimientos relacionados con los requisitos de contratación
37	Contratistas	Copia del reporte de cualquier auditoría requerida por los procedimientos mencionados anteriormente.
38	Contratistas	Descripción de los programas de seguridad de los contratistas, incluyendo políticas y procedimientos, programas de entrenamiento, materiales y registros y resultados de auditorías internas y de segunda parte, reportes de incidentes y otros datos del comportamiento en seguridad.
39	Management	Manuales y políticas para PEMEX y contratistas relacionados con: procesos de compra, revisiones de diseño e ingeniería, operaciones y mantenimiento, evacuaciones de seguridad (Antes de una emergencia), planeación, presupuesto, preparación y respuesta a emergencias.
40	Management	Memorándum y decisiones registradas en bitácoras relacionadas con: a) Posicionamiento de la plataforma de perforación cerca de la plataforma, b) Decisiones de continuar o suspender operaciones durante el curso del escenario de accidente.
41	Presupuesto y Recursos	Documentación de requerimientos de presupuesto y presupuestos finales para operación, mantenimiento, seguridad, entrenamiento y administración de seguridad para la Región Marina para los últimos 5 años.
42	Presupuesto y Recursos	Documentación de cualquier auditoría de seguridad interna o externa para la Región de PEP.
43	Presupuesto y Recursos	Información de los niveles de dirección de las dos plataformas y funciones de dirección de seguridad y de emergencia en la Región Marina.
44	Localización	Mapa / Coordenadas / Profundidad del Agua.
45	Localización	Diagrama marino de los ductos.
46	Diseño	Información básica / Tipo / Identificación.
47	Diseño	Topología
48	Diseño	Altura de diseño de olas y fuerza de éstas en la zona.
49	Diseño	Velocidades del viento de diseño en la zona.

Brian Lee

NO	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO
50	Diseño	Plot Plan para cada nivel y vista general.
51	Diseño	Diagramas de tuberías y de instrumentación (P&Ids)
52	Diseño	Diseño y especificación para la Redundancia en estructuras
53	Diseño	Estándares de diseño utilizados (API y otros).
54	Diseño	Diagramas simplificados y de procesos.
55	Diseño	Localización de equipo crítico.
56	Diseño	Detectores de momento estructural.
57	Diseño	Para tuberías y árbol de producción: Antigüedad, tipo de soldaduras, conexiones, coples, métodos de fabricación, capas internas y externas, espesores de pared, diámetros, MAOP, SMYS, UTS, Grado de tuberías, Análisis estructurales (CNV, pruebas de tensión, DWTT, etc.), información de reparaciones y reemplazos.
58	Registros	Fotografías antes del accidente de la plataforma y del equipo crítico (Árbol de producción, risers, etc.).
59	Registros	Contratista y fecha de construcción de las plataformas.
60	Registros	Tuberías: fabricantes y prácticas de instalación.
61	Procedimientos	Procedimientos de operación.
62	Registros	Historia operativa, bitácoras, sistemas de control (SCSSV), alarmas y detectores.
63	Registros	Registros de producción (BLS/DIA).
64	Operación	Parámetros de operación, composición del producto (Balance de materiales), temperaturas, presiones, rangos de flujo, condiciones anormales.
65	Operación	Número de operadores y descripción de sus actividades o deberes.
66	Operación	Historias de cargas.
67	Operación	Personal directivo de operación, entrenamiento y calificaciones de este personal, número de empleados de PEMEX y de los contratistas.
68	Operación	Contaminantes sólidos, lodos, encontrados en los ductos.
69	Operación	Modo de operación y actividad al momento del accidente, Tabla de tiempos si estaban perforando y cuando iniciaron.
70	Mantenimiento	Descripción del programa de mantenimiento (Quien, cuando, como).
71	Mantenimiento	Intervalos de inspección.
72	Mantenimiento	Registros del mantenimiento a equipos críticos.
73	Mantenimiento	Registros del historial de reparaciones.
74	Mantenimiento	Registros de evidencias de daños estructurales previos.
75	Mantenimiento	Registros de signos o evidencia de fatiga, fracturas, stress corrosión cracking (SCC), o colapso plástico.
76	Mantenimiento	Historial de Inspecciones (Pruebas no destructivas, inspecciones en línea, pruebas de presión, etc.).
77	Mantenimiento	Análisis estructurales (CNV, pruebas de tensión, DWTT, etc.).
78	Mantenimiento	Registros sobre las Tasas de crecimiento de daños: promedio de EC, IC, SCC.
79	Mantenimiento	Personal directivo de mantenimiento, entrenamiento y calificaciones de este personal, número de empleados de PEMEX y de los contratistas.
80	Mantenimiento	Programa de protección contra la corrosión, registros de vigilancias, uso de inhibidores.
81	Registros	Tráfico de barcos, lanchas.
82	Registros	Reportes del clima.
83	Registros	Modo de operación de los pozos.
84	Registros	Fotografías de la plataforma, árbol de producción, válvulas individuales, risers, etc.
85	Registros	Resultados metalúrgicos
86	ACR	Análisis de fallas: Que estructura falló, existe alguna evidencia de ruptura por fatiga de materiales, fracturas, inestabilidad, colapso plástico.
87	ACR	Reportes escritos de la investigación del accidente por parte de PEMEX.
88	Estructura Organizacional	Cadena de mando para la operación de la plataforma, Grupo directivo, roles y responsabilidades y entrenamiento para cada uno de ellos.
89	Comunicaciones	Descripción de los sistemas de comunicación.
90	Operación	Descripción de las fuentes de energía.
91	Respuesta a emergencias	Estructura de mando, escenarios, entrenamientos, simulacros.
92	Respuesta a emergencias	Sistema de comunicación, sistemas de detección, sistemas de alarma, sistemas de mitigación (rociadores, halón), PPE, apoyos de respuesta a emergencias, rutas de evacuación.
93	Botes salvavidas	Número, especificaciones de diseño, ubicación, historial de inspecciones, problemas detectados para lanzar las mandarinas de la plataforma.
94	Condiciones atmosféricas y marinas	Cuanto tiempo había afectado el frente frío la plataforma al momento de la falla.
95	Condiciones atmosféricas y marinas	Velocidad máxima del viento al momento del incidente.
96	Condiciones atmosféricas y marinas	Dirección del viento.

Brian Lee

NO	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO
97	Condiciones atmosféricas y marinas	Altura máxima de las olas al momento del accidente.(Elevación de la cresta).
98	Condiciones atmosféricas y marinas	Oleaje.
99	Condiciones atmosféricas y marinas	Dirección del oleaje.
100	Condiciones atmosféricas y marinas	Actividad sísmica.
101	Registros	Línea de tiempos. Bitácora de operación
102	Registros	Línea de tiempos. Relato de cadena de eventos por Pemex
103	Registros	Registros de fugas, rupturas, incendios
104	Plataformas	Volúmenes, presiones, temperatura, tipo de producto, riesgo del producto y salvaguardas operacionales para condiciones normales y anormales de operación, su identificación, estado y alarmas
105	Procedimientos	Procedimientos de paro, y arranque posterior a una condición anormal
106	Procedimientos	Protocolo de confirmación de ubicación de la plataforma
107	Procedimientos	Altura de la plataforma y protocolo de posicionamiento seguro
108	Procedimientos	Certificado de disponibilidad para iniciar la perforación que incluya la revisión de seguridad, listas de chequeo de seguridad previas a la perforación
109	Plataformas	Especificaciones, fabricante, fecha de fabricación, fecha de instalación, periodos de mantenimiento recomendados por el fabricante, listado de partes críticas recomendadas, parámetros operacionales máximos y mínimos recomendados (presión, temperatura, vibración, tipo de control de monitoreo).
110	Estructura organizacional	Cadena de mando, sistemas de administración, entrenamiento. .
111	Estructura organizacional	Políticas, estrategias para su ejecución y evaluación del cumplimiento con la seguridad, ambientes de trabajo seguro, y protección a la salud)
112	Estructura organizacional	Medidas para controlar y monitorear el flujo de producto y prevenir pérdidas de producto
113	Estructura organizacional	Listado de todo el personal de Pemex y contratista que se localizaba trabajando en la plataforma el día del accidente (sus tareas/asignaciones, experiencia, entrenamiento, años de experiencia en trabajo en plataformas)
114	Management	Reglas relevantes, regulaciones y descripción de los mecanismos implementados para asegurar que se encuentren actualizados
115	Management	Requerimientos especifícos de seguridad, ambiente laboral y protección ambiental
116	Management	Métodos empleados para organizar las actividades planeadas incluyendo la distribución de responsabilidades y las instrucciones para llevar a cabo las actividades planeadas.
117	Management	Guías o procedimientos para manejar condiciones anormales
118	Management	Entrenamiento del personal para familiarizarlo con las instalaciones, políticas, y procedimientos de operación relevantes, tanto para personal de Pemex como de contratistas
119	Management	Entrenamiento para personal de Pemex y contratistas para asegurar su experiencia en situaciones de emergencia, y para llevar a cabo sus funciones durante eventos normales, anormales y de emergencia
120	Registros	Presión, temperatura, flujo, alarmas, y paros(posteriores al accidente)
121	Registros	Reportes de inspecciones a raíz del accidente, así como las acciones de seguimiento y su evaluación
122	Registros	Reemplazo de equipo
123	Registros	Bitácoras diarias describiendo el programa de la jornada y actividades realizadas
124	Registros	Inspecciones
125	Registros	Calibraciones
126	Registros	Reparaciones
127	Sistemas de seguridad	Alarmas (fuego, anormal y evacuación) Describir los sistemas de paro, los cuales deben estar operativos en todo momento
128	Sistemas de seguridad	Sistemas de seguridad durante condiciones de operación normal (dispositivos de protección de presión)
129	Sistemas de seguridad	Sistemas de control durante condiciones de operación normal (SCADA, monitoreo, etc)
130	Sistemas de seguridad	Sistemas de detección de fugas de gas
131	Sistemas de seguridad	Sistemas de potencia de emergencia
132	Sistemas de seguridad	Sistemas de supresión de fuego
133	Sistemas de seguridad	Extinguidores de fuego
134	Sistemas de seguridad	Sistemas de paro de emergencia. Descripción del sistema para prevenir fugas o para minimizar las consecuencias de una fuga, y cómo se eliminan las potenciales fuentes de ignición; válvulas de paro críticas para aislar las secciones de plataforma afectadas de las no afectadas.

Brian Lee

NO	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO
135	Evidencias físicas	Bitácoras de operación (fotografías en tiempo real que muestren presión, temperatura y flujo actuales)
136	Evidencias físicas	Gráficas de presión
137	Evidencias físicas	Fotografías que muestren la posición abierta/cerrada de las válvulas de emergencia de la Usumacinta y de la KAB, así como de los displays en tiempo real.
138	Registros	Entrevistas. Pemex y contratistas o de otro personal que se encontraba presente o que ofreció un testimonio al equipo de Pemex después del accidente
139	Modelo de administración de riesgos.	Reportes recientes de postulaciones de riesgos, condiciones de riesgo identificadas, acciones de mitigación de riesgo identificadas, proyectos de mitigación de riesgos emprendidos
140	Procedimientos	Salvaguardas utilizadas en operación normal y procedimientos durante condiciones anormales
141	Respuesta a emergencia	Objetivos, estrategia, procedimientos
142	Respuesta a emergencia	Reportes existentes, reportes de evaluación, acciones de seguimiento recomendadas, estado de su implementación
143	Respuesta a emergencia	Ropa y equipo de protección personal (operación normal, operación anormal, abandono)
144	Respuesta a emergencia	Frecuencia de maniobras de emergencia en la plataforma (operaciones anormales y abandono)
145	Respuesta a emergencia	Protocolo de comunicación para activar los botes salvavidas, especificaciones de los botes salvavidas, limitaciones operacionales para el despliegue de los botes salvavidas, certificados de navegabilidad de los botes salvavidas, frecuencia de maniobras de seguridad y de despliegue de los botes salvavidas.
146	Respuesta a emergencia	Contratistas de los barcos que se llamaron al abandono de la plataforma y procedimientos de su activación
147	Respuesta a emergencia	Protocolos de distancia segura para transferir personal de la plataforma al barco durante emergencias
148	Respuesta a emergencia	Procedimientos para transferir personal de la plataforma al barco durante la emergencia
149	Administración del cambio	Políticas y procedimientos de PEP para aprobación de cambios a las bases de diseño y modificaciones mayores
150	Administración del cambio	Resultados de cualquier revisión de bases de diseño realizada en los últimos 10 años
151	Administración del cambio	Descripción del proceso para actualizar políticas y procedimientos
152	Administración del cambio	Descripción del proceso para entrenar al staff en las nuevas políticas y procedimientos
153	Administración del cambio	Documentación del entrenamiento en las políticas y procedimientos revisados
154	Administración del cambio	Resumen de las políticas y procedimientos implantadas en cualquier plataforma para manejo y respuesta a emergencias, y para la procuración a la hora de un accidente
155	Personal	Resumen de cambios de personal en la supervisión y la administración tanto de Pemex como de los contratistas para todas las actividades de las dos plataformas
156	Capacitación	Resumen del entrenamiento proporcionado al personal supervisor y de la administración asociado a las 2 plataformas y de actividades de administración de emergencias en los últimos 5 años para Pemex y contratistas
157	Procedimientos	Procedimientos para asegurar la adecuada comunicación y documentación de cualquier cambio en prácticas operativas (políticas, normas, mejores prácticas, códigos de regulación, u otros términos de referencia)
158	Comunicación	Métodos de comunicación de cambios de prácticas operativas a todos los afectados (políticas, normas, mejores prácticas, códigos de regulación u otros términos de referencia)
159	Modelo de administración de riesgos.	Evaluación conforme a las prácticas internacionales de:
160	Modelo de administración de riesgos.	Las normas de operación y evaluación de riesgos
161	Modelo de administración de riesgos.	Determinación de los factores de riesgo
162	Modelo de administración de riesgos.	Metodología para la valuación del riesgo operativo
163	Modelo de administración de riesgos.	Metodología para la determinación de los niveles de tolerancia al riesgo
164	Modelo de administración de riesgos.	Prácticas de mitigación y control de riesgo
165	Modelo de administración de riesgos.	Planes de contingencia
166	Modelo de administración de riesgos.	Prácticas de revelación de información a los órganos de gobierno
167	Saldo del incidente	Cuantificación de las pérdidas materiales en especial Hidrocarburos derramados y de la pérdida de producción
168	Saldo del incidente	Dictamen técnica de las instalaciones y equipos involucrados en el suceso

Brian Lee

NO	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO
169	Administración de los procesos	Evaluación de las prácticas gerenciales en la ejecución de los procesos operativos
170	Normatividad	Cumplimiento de las normas técnicas relativas a los procesos y equipos involucrados en el suceso
171	Respuesta a emergencias	Evaluación de la ejecución de plan de contingencia
172	ACR	Determinación de la causas del incidente
173	Procedimientos	Investigar si la maniobra de interconexión se estaba llevando a cabo conforme a un procedimiento establecido para ello y por el personal calificado para ello
174	Procedimientos	Si el incado y anclaje de la plataforma Usumacinta eran los correctos, para que en su caso se pueda determinar si efectivamente los movimientos oscilatorios en la plataforma fueron provocados por los vientos y el oleaje
175	Administración del cambio	Si se han considerado factores del cambio climático en los procedimientos para la instalación, operación y mantenimiento de las plataformas de este tipo
176	Respuesta a emergencias	Si se agotaron todas las acciones necesarias conforme a procedimientos establecidos, para controlar las fugas antes de tomar la decisión de abandonar la plataforma
177	Plataformas	Si la plataforma fue construida con las especificaciones técnicas para efectos del trabajo que venía desarrollando y el tiempo de vida útil que tiene la misma
178	Respuesta a emergencias	Si el equipo para evacuar la plataforma era el suficiente y cómo se determinó tal situación
179	Sistemas de tuberías	Si se debe solicitar que se realicen estudios a la válvula que se colapsó para saber si era la adecuada
180	Sistemas de tuberías	Se sugiere realizar pruebas (ultrasonido o rayos X) a la tubería para saber si era la adecuada para la labor en la que fue utilizada
181	Botes salvavidas	Medidas de seguridad y plan de contingencia en caso de siniestros
182	Botes salvavidas	Si la estructura que soportan las mandarinas se encontraban en óptimas condiciones
183	Botes salvavidas	Las bitácoras de mantenimiento de las mandarinas y equipos de salvamento y reportes del encargado de seguridad de la plataforma
184	Capacitación	Si la capacitación recibida por el personal de la plataforma era la adecuada en caso de siniestros
185	EPP	Vida útil del equipo de seguridad y si este se encontraba en optimas condiciones
186	Plataforma	Condiciones de la grúa utilizada para bajar al personal y si contaba con certificación
187		Espacio en blanco intencionalmente
188	Daño Ambiental	Cantidad estimada del producto derramado
189	Daño Ambiental	Resultados del estudio de daño ambiental en la fauna, la flora, el agua, el aire y la tierra
190	Daño Ambiental	Zonas afectadas por las fugas del pozo petrolero
191	Daño Ambiental	Acciones que se han llevado a cabo para frenar el daño ambiental provocado
192	Plataforma	¿Como se encontraba fijada la plataforma al lecho marino?
193	Plataforma	Distancia a que se encontraba inicialmente la plataforma móvil con respecto al pozo con el que colisiono
194	Plataforma	Distancia de la plataforma a tierra firme
195	Condiciones atmosféricas y marinas	Análisis de viento y oleaje al momento del anclaje de la plataforma
196	Plataforma	Si las plataformas se encontraban ancladas dentro del nivel de riesgo aceptado por las normas y especificaciones que las rigen
197	Plataforma	Qué criterio se utilizo para determinar el posicionamiento de la plataforma
198	Plataforma	Si se cuenta con los estudios geotécnicos y geofísicos, que sirvieron para determinar el punto de posicionamiento de la plataforma
199	Condiciones atmosféricas y marinas	Dirección de las corrientes marinas al momento del siniestro
200	Condiciones atmosféricas y marinas	Dirección y velocidad del viento al momento del siniestro
201	Condiciones atmosféricas y marinas	Dirección y altura del oleaje al momento del siniestro
202	Plataforma	Que empresa realizo el posicionamiento de la plataforma y como se determino
203	Plataforma	Equipo y características para el proceso de extracción del producto
204	ACR	Causas de la colisión entre las plataformas
205	ACR	Factores que incidieron en la causa del siniestro
206	Condiciones atmosféricas y marinas	Medición de corrientes marinas medidas en el sitio de la plataforma. Si no existe, de los sitios mas cercanos

NO	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO
207	Condiciones atmosféricas y marinas	Condiciones atmosféricas en el sitio de la plataforma, como son: rapidez y dirección del viento, viento sostenido y ráfagas. Si no existe en el sitio, entonces de los sitios más cercanos
208	Condiciones atmosféricas y marinas	Batimetría y estudio del subsuelo marino, realizado para la instalación de la plataforma y tipo de fijación de la estructura
209	Área de Auditoria Interna - PEP	Estudio para determinar si los botes de salvamento reunían los estándares internacionales de calidad
210	Condiciones previas a la ocurrencia del suceso	Determinar las condiciones de protección ambiental y previsión de riesgos, previas a la ocurrencia del suceso (plataformas y equipos de perforación).
211	Plataforma	Equipos e instalaciones
212	Procedimientos	Sistemas de operación
213	Procedimientos	Participación de contratistas y subcontratistas
214	Capacitación	Capacitación de personal
215	Condiciones atmosféricas y marinas	Información meteorológica
216	Modelo de administración de riesgos.	Prevención de riesgos
217	Respuesta a emergencias	Planes de emergencia
218	Respuesta a emergencias	Manejo de contingencias
219	Daño Ambiental	Reparación de daños ambientales
220	Daño Ambiental	Derrame de HC: volumen, composición, dispersión, recuperación, dispersantes, afectaciones, etc.
221	Daño Ambiental	Emisiones fugitivas a la atmósfera: volumen, composición, dispersión, afectaciones, etc.
222	Daño Ambiental	Acciones de mitigación
223	Personal	Sanciones
224	Recomendaciones para evitar ocurrencia de sucesos	Prácticas operativas, eficacia de la verificación, modificación de la regulación, aspectos ambientales y de riesgo en la relación de PEMEX con contratistas, etc).
225	Modelo de administración de riesgos.	Prevención del riesgo
226	Modelo de administración de riesgos.	Prevención del impacto ambiental
227	Respuesta a emergencia	Manejo de la contingencia
228	Respuesta a emergencia	Mitigación

K2: Requerimiento de información y base de datos resultante

La información que se evaluó, caracterizó y analizó, es aquella que PEMEX entregó hasta el día 9 de mayo del 2008.

Como se comentó en el reporte intermedió se utilizó la herramienta en Excel para evaluar, clasificar y calificar la información.

La forma en que está estructurada la herramienta es:

1. Fecha de entrega
2. Nombre del disco compacto
3. Nombre (s) del (los) subdirectorios
4. Breve resumen del contenido de los archivos en inglés para facilitar la búsqueda de información por los expertos de Battelle Memorial Institute en los Estados Unidos de América.
5. Correlación de cada archivo con los requerimientos de la lista de información proporcionada por Battelle anteriormente.
6. El estatus de cumplimiento o incumplimiento con el requerimiento del archivo versus lo requerido
7. Clasificación del archivo de acuerdo a 13 factores causales potenciales definidos por el equipo de investigación.

El archivo cuenta con un código de colores para clasificar la información de la siguiente manera:

Fecha en la que PEMEX entregó la información y Nombre del CD

Carpeta u Subcarpeta en el CD

Información Relevante

Información no entregada o incompleta

A continuación se anexa la herramienta de Excel de que analiza toda la información recibida.

K3: Seguimiento de requerimientos de información e información no proporcionada

Una vez analizada, evaluada y calificada la información entregada por PEMEX, presentamos a continuación, la lista con el requerimiento en color rojo por información más específica y una más amplia descripción de la información **no proporcionada** para contar con esta e integrarla al proceso de investigación (ver Tabla K2).

Tabla K2. Información no proporcionada

Item	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO	
1	Plataformas	Información de las plataformas desde el punto de vista estructural y de soporte/estabilidad. La información debe incluir desde la base o "mat" hasta la parte superior de la plataforma considerando información específica sobre diseño y construcción para soportar los diferentes estados del mar y la sobrevivencia en estas condiciones.	OK Se entregó Manual de la Usumacinta
2	Mantenimiento	Historial de mantenimiento y reparaciones de los elementos funcionales principales de las estructuras, bitácoras que documenten las reparaciones estructurales mayores, así como las inspecciones u otras condiciones de monitoreo y/u otras evidencias de aspectos de mantenimiento que sean de importancia o que afecten la integridad de las plataformas.	Tenemos información de inspecciones al Rig pero no bitácoras de mantenimiento y reparaciones de la Usumacinta
3	Sistemas de tuberias	Tubería de producción y asociada, incluyendo sistemas de válvulas desde la parte superior del pozo (árbol) , preventores, tuberias y válvulas inferiores, el raiser y cualquier válvula subsuperficial, a través de las líneas de "TS" y todos los controles y sistemas de control relacionados con el pozo, ya sean operados manual o remotamente sin importar su localización en el sistema.	OK
4	Mantenimiento	Historial de mantenimiento y reparación de elementos funcionales principales de los sistemas de flujo, bitácoras que documenten las reparaciones mayores a los sistemas de flujo, así como inspecciones u otras condiciones de monitoreo y/o evidencia de mantenimiento de condiciones preocupantes o que amenacen la integridad de los sistemas y, en caso de que haya, el historial de fugas/fallas de los segmentos de las tuberias de producción.	**No se proporcionó esta información**
5	Dispositivos de seguridad	Sistemas provistos por diseño para manejar transitorios y limitar presión via reguladores o válvulas de alivio en los sistemas que manejan flujo.	OK
6	Pruebas	Pruebas de las válvulas de los sistemas incluyendo el historial de las pruebas hidrostáticas pre servicio.	Se proporcionaron pruebas de hermeticidad para las valvulas superficales y subsuperficiales de la KAB-101 y KAB-121 en 2006 y 2007 **No se proporcionaron los historiales de pruebas hidrostáticas pre-servicio**
7	Suelo Marino	Capacidad de soporte de peso del suelo marino (fondo del mar) y suelos relacionados.	Se proporcionó un estudio de 1990 cuando se intaló la Sea Pony. **Se requieren estudios más actuales para evaluar la capacidad de soporte del fondo marino y suelos relacionados**
8	Condiciones atmosféricas y marinas	Condiciones del mar, iniciando desde un punto de calma antes del evento, estado durante el evento, así como las condiciones actuales y las condiciones ambientales relacionadas.	OK Se proporcionaron reportes meteorológicos de antes y durante el evento
9	Botes salvavidas	Aspectos estructurales específicos de cada uno de los botes salvavidas "mandarinas" así como su maniobra de sujeción y liberación de la embarcación a la que están sujetas "despliegue de la plataforma"	Se proporcionaron manuales de los botes salvavidas y pruebas de sus elementos de sujeción y liberación **No se proporcionó información de composición estructural específica por cada bote**
10	Operación	Especificaciones de la localización del pozo y las guías aplicadas o seguidas para la aproximación tanto lateral como vertical de la plataforma Usumacinta.	Ok
11	Procedimientos	Guias o procedimiento de perforación en el contexto de aproximación de tormentas.	OK
12	Localización	La formación y sus implicaciones para los sistemas de producción (flujo) en terminos de presión, temperatura, tipos de productos (gas, liquidos tales como crudo, gas natural) calidad de estos incluyendo concentraciones de gases y líquidos no deseables.	OK
13	Procedimientos	Manuales, políticas y procedimientos que tomen en cuenta las condiciones normales y anormales de los pozos, incluyendo manejo y respuesta de emergencias, donde se contemple la evacuación de la plataforma (incluyendo actividades planeadas y condiciones cubiertas por el plan) condiciones de abandono de la plataforma, así como el entrenamiento relacionado y los programas de prácticas que demuestren el entendimiento de estas guías o procedimientos.	OK

Item	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO	
14	Procedimientos	Aplicación de estos procedimientos a bordo de las plataformas tanto como personal de PEMEX, contratistas, subcontratistas así como la jerarquía en la toma de decisiones en la embarcación y de la tripulación.	OK
15	ACR	Línea de tiempos del evento construida a partir de las bitácoras de la plataforma y complementada con las entrevistas a supervivientes, así como con cualquier información sustancial incluyendo la proporcionada por personal de la tripulación del Morrison Tide incluyendo la interacción con la tripulación que salió del barco para rescate del personal que abandonó la plataforma.	**No se proporcionó esta información**
16	Registros	Especificaciones /requisitos y registros de compra para la plataforma y sus componentes principales así como de los botes salvavidas "mandarinas" incluyendo estandares, normativa y guias relacionadas, empleadas en la compra y los procesos de control y garantía de calidad que se usaron para la aceptación de los productos, enfocado principalmente en aspectos de la plataforma y aspectos de sobrevivencia.	**Sólo se proporcionó el de la Sea Pony** **Se requiere las especificaciones y requisitos de compra para todosl los demás componentes mencionados**
17	Registros	Registros relacionados con la aceptación de las pruebas de funcionamiento, incluyendo medidas de integridad tales como resistencia a esfuerzo y a la fractura para componentes críticos de la plataforma KAB 101, las piernas y cama de la Usumacinta, equipo de supervivencia, y evidencia que contemple aspectos de inspección durante la fabricación de los mencionados componentes.	Se entregaron certificados de clase, casco, grúas, seguridad del equipo y de la construcción y de arqueo de la Usumacinta y de pruebas de carga a los elementos de izado del los botes salvavidas 1 y 2. **No se entregó ningún registro relacionado con pruebas de funcionamiento, integridad, resistencia a esfuerzos y fractura para componentes críticos tanto de la Sea Pony como de la Usumacinta, no registros de inspección durante la fabricación de dichos componentes**
18	Personal	Listado del personal de operación de la plataforma Usumacinta que estaba en turno el dia del accidente y sus funciones y órdenes del día.	OK
19	Personal	Reportes de autopsias y toda la información posible para conocer o suponer las posibles rutas y medios de escape empleadas para abandonar la plataforma.	Sólo se proporcionaron 18 autopsias de 22 fallecidos , faltan dos de Central, una de PEMEX y de un marino del Morrison Tide.
20	ACR	Información de factores causativos y contribuidores que incluyan: Plan de desarrollo, sitio y permisos cargas y diseños construcción y as built operación o funcionamienmto condición y mantenimiento inspección monitoreo y control amenazas y vulnerabilidades considedrando modos y mecanismos de falla administración del cambio planes de emergencia y administración de la respuesta	**No se proporcionó esta información**
21	Estructura Organizacional	Organigrama completo y actual para la Región Marina, incluyendo los nombres de los responsables de actividades de dirección o de supervisión.	**No se proporcionó esta información**
22	Estructura Organizacional	Organigramas que hayan estado vigentes en los pasados 3 años.	**No se proporcionó esta información**
23	Estructura Organizacional	Área de la organización que es responsable de la supervisión de los subcontratistas.	**Requerimos el área ó areas de PEMEX-PEP reponsables de la supervisión de todos los contratistas como Central, Vallen, Sercomsa, etc**
24	Estructura Organizacional	Roles y responsabilidades de todos los puestos de supervisión y de dirección.	OK
25	Estructura Organizacional	Requisitos de calificación para cada puesto de dirección y de supervisión en la Región Marina.	**No se proporcionó esta información**
26	Estructura Organizacional	Organigramas completos y actuales de los contratistas, incluyendo nombres de los responsables de actividades de dirección o de supervisión.	Recibimos los de Central y Sercomsa **No hemos recibido los de Global, Vallen, el de la empresa de Rig Mover y Proveedora de Seguridad Industrial del Golfo, S.A. de C.V.**
27	Estructura Organizacional	Organigramas de contratistas que hayan estado vigentes en los pasados 3 años.	**No se proporcionó esta información** **Se proporcionaron organigramas incorporados en 2006 y 2007 de Central y Sercomsa, nada de los demás proveedores**
28	Estructura Organizacional	Roles y responsabilidades de los contratistas para todos los puestos de supervisión y de dirección.	Se recibió la información para Central **No se recibió infomación de los otros contratistas mencionados anteriormente (Punto 26)**
29	Estructura Organizacional	Estructura Directiva de las compañías contratistas: Dueños, consejo de administración, roles y otras entidades de gobierno relacionadas. Director General del Contratista.	Se recibió la información para Central **No se recibió infomación de los otros contratistas mencionados anteriormente (Punto 26)**
30	Estructura Organizacional	Organigramas, políticas, procedimientos relacionados con Seguridad Industrial, Salud y Protección Ambiental para la Región Marina, incluyendo relación funcional con la DCO.	OK

Item	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO	
31	Contratistas	Copia de los contratos entre PEMEX y todas las compañías involucradas en las plataformas, así como cualquier contratista de tercera parte.	Se recibieron los contratos de Central, Sercomsa, Global, Proveedora de Seguridad Industrial, S.A de C.V. **No se recibieron los contratos de Vallen ni de la empresa del Rig Mover con Central**
32	Contratistas	Copia de los contratos entre PEMEX y todas las Entidades involucradas en las plataformas, así como cualquier contratista de tercera parte, para ver las expectativas de desempeño creadas con los contratistas.	Se recibieron los contratos de Central, Sercomsa, Global, Proveedora de Seguridad Industrial, S.A de C.V. **No se recibieron los contratos de Vallen ni de la empresa del Rig Mover con Central**
33	Contratistas	Registros de tendencias que existan y Análisis Causa-Raíz realizados.	**No se proporcionó esta información** **Se requieren análisis de tendencias de cualquier accidente con contratistas y estudios ACR**
34	Contratistas	Copias de Terminos y condiciones (TOR's) de contratistas incluyendo criterios utilizados en la selección de los mismos.	OK
35	Contratistas	Copia de los contratos entre PEMEX y todas las Entidades involucradas en las plataformas, así como cualquier contratista de tercera parte, para ver las consideraciones específicas de seguridad que se incluyeron en los contratos.	OK
36	Contratistas	Copia de procedimientos relacionados con los requisitos de contratación	OK
37	Contratistas	Copia del reporte de cualquier auditoría requerida por los procedimientos mencionados anteriormente.	**No se proporcionó esta información**
38	Contratistas	Descripción de los programas de seguridad de los contratistas, incluyendo políticas y procedimientos, programas de entrenamiento, materiales y registros y resultados de auditorías internas y de segunda parte, reportes de incidentes y otros datos del comportamiento en seguridad.	OK parcialmente para Central **Faltaron el resto de los contratistas**
39	Management	Manuales y políticas para PEMEX y contratistas relacionados con: procesos de compra, revisiones de diseño e ingeniería, operaciones y mantenimiento, evacuaciones de seguridad (Antes de una emergencia), planeación, presupuesto, preparación y respuesta a emergencias.	Sólo se recibió un procedimiento de PEMEX para revisar y validar ingeniería de instalaciones de producción de hidrocarburos **No se recibieron manuales ni políticas relacionadas con procesos de compra, operaciones, mantenimiento, planeación y presupuestos (PEMEX y contratistas)**
40	Management	Memorándum y decisiones registradas en bitácoras relacionadas con: a) Posicionamiento de la plataforma de perforación cerca de la plataforma, b) Decisiones de continuar o suspender operaciones durante el curso del escenario de accidente.	Recibimos la información del inciso a) **No recibimos información del inciso b)**
41	Presupuesto y Recursos	Documentación de requerimientos de presupuesto y presupuestos finales para operación, mantenimiento, seguridad, entrenamiento y administración de seguridad para la Región Marina para los últimos 5 años.	**El documento que recibimos no tiene el detalle que se requiere para la planeación del presupuesto y presupuesto final en los rubros que se describen: operación, mantenimiento, seguridad, capacitación y administración de la seguridad**
42	Presupuesto y Recursos	Documentación de cualquier auditoría de seguridad interna o externa para la Región de PEP.	**No se proporcionó esta información**
43	Presupuesto y Recursos	Información de los niveles de dirección de las dos plataformas y funciones de dirección de seguridad y de emergencia en la Región Marina.	OK
44	Localización	Mapa / Coordenadas / Profundidad del Agua.	OK
45	Localización	Diagrama marino de los ductos.	OK
46	Diseño	Información básica / Tipo / Identificación.	OK
47	Diseño	Topología	OK
48	Diseño	Altura de diseño de olas y fuerza de éstas en la zona.	OK
49	Diseño	Velocidades del viento de diseño en la zona.	OK

Item	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO	
50	Diseño	Plot Plan para cada nivel y vista general.	OK
51	Diseño	Diagramas de tuberías y de instrumentación (P&Ids)	**OK**
52	Diseño	Diseño y especificación para la Redundancia en estructuras	**No se proporcionó esta información** **Se requieren los diseños originales de la Sea Pony**
53	Diseño	Estándares de diseño utilizados (API y otros).	**Requerimos los estándares utilizados por el proveedor del diseño de la KAB101, de los ductos y del Rig**
54	Diseño	Diagramas simplificados y de procesos.	**Se proporcionó decripción de proceso en la Sea Pony y de procesos de producción** **Necesitamos diagramas más específicos las válvulas de seguridad y diagramas originales que sean legibles (equipos, estructuras, ubicación de válvulas)**
55	Diseño	Localización de equipo crítico.	OK
56	Diseño	Detectores de momento estructural.	**No se proporcionó esta información**
57	Diseño	Para tuberías y árbol de producción: Antigüedad, tipo de soldaduras, conexiones, coples, métodos de fabricación, capas internas y externas, espesores de pared, diámetros, MAOP, SMYS, UTS, Grado de tuberías, Análisis estructurales (CNV, pruebas de tensión, DWTT, etc.), información de reparaciones y reemplazos.	**Sólo se proporcionaron inspecciones de espesores de pared** **No se proporcionó el resto de la información solicitada**
58	Registros	Fotografías antes del accidente de la plataforma y del equipo crítico (Árbol de producción, risers, etc.).	OK
59	Registros	Contratista y fecha de construcción de las plataformas.	OK
60	Registros	Tuberías: fabricantes y prácticas de instalación.	**No se proporcionó esta información** **Se requieren los diseños originales de la Sea Pony (Atantia Corp)**
61	Procedimientos	Procedimientos de operación.	OK
62	Registros	Historia operativa, bitácoras, sistemas de control (SCSSV), alarmas y detectores.	Se nos entregaron archivos con historia operativa y registros de las válvulas de control de los pozos **Requerimos las bitácoras de la Usumacinta y registros de las alarmas y detectores**
63	Registros	Registros de producción (BLS/DIA).	OK
64	Operación	Parámetros de operación, composición del producto (Balance de materiales), temperaturas, presiones, rangos de flujo, condiciones anormales.	OK
65	Operación	Número de operadores y descripción de sus actividades o deberes.	**No se proporcionó esta información** **Aunque no estaban laborando requerimos la descripción de sus puestos**
66	Operación	Historias de cargas.	**No se proporcionó esta información**
67	Operación	Personal directivo de operación, entrenamiento y calificaciones de este personal, número de empleados de PEMEX y de los contratistas.	OK
68	Operación	Contaminantes sólidos, lodos, encontrados en los ductos.	OK
69	Operación	Modo de operación y actividad al momento del accidente, Tabla de tiempos si estaban perforando y cuando iniciaron.	OK
70	Mantenimiento	Descripción del programa de mantenimiento (Quien, cuando, como).	OK
71	Mantenimiento	Intervalos de inspección.	OK
72	Mantenimiento	Registros del mantenimiento a equipos críticos.	OK
73	Mantenimiento	Registros del historial de reparaciones.	OK
74	Mantenimiento	Registros de evidencias de daños estructurales previos.	OK
75	Mantenimiento	Registros de signos o evidencia de fatiga, fracturas, stress corrosión cracking (SCC), o colapso plástico.	OK
76	Mantenimiento	Historial de Inspecciones (Pruebas no destructivas, inspecciones en línea, pruebas de presión, etc.).	OK
77	Mantenimiento	Análisis estructurales (CNV, pruebas de tensión, DWTT, etc.).	OK
78	Mantenimiento	Registros sobre las Tasas de crecimiento de daños: promedio de EC, IC, SCC.	**No se proporcionó esta información**
79	Mantenimiento	Personal directivo de mantenimiento, entrenamiento y calificaciones de este personal, número de empleados de PEMEX y de los contratistas.	**No se proporcionó esta información**

Brian Leis

Item	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO	
80	Mantenimiento	Programa de protección contra la corrosión, registros de vigilancias, uso de inhibidores.	OK
81	Registros	Tráfico de barcos, lanchas.	OK
82	Registros	Reportes del clima.	OK
83	Registros	Modo de operación de los pozos.	**No se proporcionó esta información Requerimos procedimientos con descripción de la operación de los pozos en condiciones normales y anormales**
84	Registros	Fotografías de la plataforma, árbol de producción, válvulas individuales, risers, etc.	OK
85	Registros	Resultados metalúrgicos	**No se proporcionó esta información**
86	ACR	Análisis de fallas: Que estructura falló, existe alguna evidencia de ruptura por fatiga de materiales, fracturas, inestabilidad, colapso plástico.	**No se proporcionó esta información Requrimos cualquier estudio Análisis Causa Raíz tanto en el Rig como en la Sea Pony**
87	ACR	Reportes escritos de la investigación del accidente por parte de PEMEX.	OK
88	Estructura Organizacional	Cadena de mando para la operación de la plataforma, Grupo directivo, roles y responsabilidades y entrenamiento para cada uno de ellos.	OK
89	Comunicaciones	Descripción de los sistemas de comunicación.	OK
90	Operación	Descripción de las fuentes de energía.	OK
91	Respuesta a emergencias	Estructura de mando, escenarios, entrenamientos, simulacros.	OK
92	Respuesta a emergencias	Sistema de comunicación, sistemas de detección, sistemas de alarma, sistemas de mitigación (rociadores, halón), PPE, apoyos de respuesta a emergencias, rutas de evacuación.	OK
93	Botes salvavidas	Número, especificaciones de diseño, ubicación, historial de inspecciones, problemas detectados para lanzar las mandarinas de la plataforma.	Recibimos certificados de operabilidad de los aparejos de descenso e izado **No recibimos historial de inspecciones ni del material de la mandarina ni de sus componentes, ni especificaciones de diseño**
94	Condiciones atmosféricas y marinas	Cuanto tiempo había afectado el frente frío la plataforma al momento de la falla.	OK
95	Condiciones atmosféricas y marinas	Velocidad máxima del viento al momento del incidente.	OK
96	Condiciones atmosféricas y marinas	Dirección del viento.	OK
97	Condiciones atmosféricas y marinas	Altura máxima de las olas al momento del accidente.(Elevación de la cresta).	OK
98	Condiciones atmosféricas y marinas	Oleaje.	OK
99	Condiciones atmosféricas y marinas	Dirección del oleaje.	OK
100	Condiciones atmosféricas y marinas	Actividad sísmica.	**No se proporcionó esta información Se requiere de información antes del evento**
101	Registros	Línea de tiempos. Bitácora de operación	OK
102	Registros	Línea de tiempos. Relato de cadena de eventos por Pemex	OK
103	Registros	Registros de fugas, rupturas, incendios	**No se proporcionó esta información Se requiere de información antes del evento**
104	Plataformas	Volúmenes, presiones, temperatura, tipo de producto, riesgo del producto y salvaguardas operacionales para condiciones normales y anormales de operación, su identificación, estado y alarmas	OK
105	Procedimientos	Procedimientos de paro, y arranque posterior a una condición anormal	OK
106	Procedimientos	Protocolo de confirmación de ubicación de la plataforma	OK
107	Procedimientos	Altura de la plataforma y protocolo de posicionamiento seguro	OK
108	Procedimientos	Certificado de disponibilidad para iniciar la perforación que incluya la revisión de seguridad, listas de chequeo de seguridad previas a la perforación	OK
109	Plataformas	Especificaciones, fabricante, fecha de fabricación, fecha de instalación, periodos de mantenimiento recomendados por el fabricante, listado de partes críticas recomendadas, parámetros operacionales máximos y mínimos recomendados (presión, temperatura, vibración, tipo de control de monitoreo).	**No se proporcionó toda la información**

Brian Lee

Item	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO	
110	Estructura organizacional	Cadena de mando, sistemas de administración, entrenamiento.	OK
111	Estructura organizacional	Políticas, estrategias para su ejecución y evaluación del cumplimiento con la seguridad, ambientes de trabajo seguro, y protección a la salud	Ok
112	Estructura organizacional	Medidas para controlar y monitorear el flujo de producto y prevenir pérdidas de producto	OK
113	Estructura organizacional	Listado de todo el personal de Pemex y contratista que se localizaba trabajando en la plataforma el día del accidente (sus tareas/asignaciones, experiencia, entrenamiento, años de experiencia en trabajo en plataformas)	OK
114	Management	Reglas relevantes, regulaciones y descripción de los mecanismos implementados para asegurar que se encuentren actualizados	OK
115	Management	Requerimientos especifícos de seguridad, ambiente laboral y protección ambiental	OK
116	Management	Métodos empleados para organizar las actividades planeadas incluyendo la distribución de responsabilidades y las instrucciones para llevar a cabo las actividades planeadas.	**No se proporcionó esta información**
117	Management	Guías o procedimientos para manejar condiciones anormales	**No se proporcionó esta información**
118	Management	Entrenamiento del personal para familiarizarlo con las instalaciones, políticas, y procedimientos de operación relevantes, tanto para personal de Pemex como de contratistas	**No se proporcionó esta información**
119	Management	Entrenamiento para personal de Pemex y contratistas para asegurar su experiencia en situaciones de emergencia, y para llevar a cabo sus funciones durante eventos normales, anormales y de emergencia	OK
120	Registros	Presión, temperatura, flujo, alarmas, y paros(posteriores al accidente)	**No se proporcionó esta información**
121	Registros	Reportes de inspecciones a raíz del accidente, así como las acciones de seguimiento y su evaluación	OK
122	Registros	Reemplazo de equipo	**No se proporcionó esta información**
123	Registros	Bitácoras diarias describiendo el programa de la jornada y actividades realizadas	OK
124	Registros	Inspecciones	OK
125	Registros	Calibraciones	OK
126	Registros	Reparaciones	OK
127	Sistemas de seguridad	Alarmas (fuego, anormal y evacuación) Describir los sistemas de paro, los cuales deben estar operativos en todo momento	OK
128	Sistemas de seguridad	Sistemas de seguridad durante condiciones de operación normal (dispositivos de protección de presión)	OK
129	Sistemas de seguridad	Sistemas de control durante condiciones de operación normal (SCADA, monitoreo, etc)	OK
130	Sistemas de seguridad	Sistemas de detección de fugas de gas	OK
131	Sistemas de seguridad	Sistemas de potencia de emergencia	OK
132	Sistemas de seguridad	Sistemas de supresión de fuego	OK
133	Sistemas de seguridad	Extinguidores de fuego	OK
134	Sistemas de seguridad	Sistemas de paro de emergencia. Descripción del sistema para prevenir fugas o para minimizar las consecuencias de una fuga, y cómo se eliminan las potenciales fuentes de ignición; válvulas de paro críticas para aislar las secciones de plataforma afectadas de las no afectadas.	OK
135	Evidencias físicas	Bitácoras de operación (fotografías en tiempo real que muestren presión, temperatura y flujo actuales)	**No se proporcionó esta información**
136	Evidencias físicas	Gráficas de presión	**No se proporcionó esta información**
137	Evidencias físicas	Fotografías que muestren la posición abierta/cerrada de las válvulas de emergencia de la Usumacinta y de la KAB, así como de los displays en tiempo real.	**No se proporcionó esta información**
138	Registros	Entrevistas. Pemex y contratistas o de otro personal que se encontraba presente o que ofreció un testimonio al equipo de Pemex después del accidente	OK
139	Modelo de administración de riesgos.	Reportes recientes de postulaciones de riesgos, condiciones de riesgo identificadas, acciones de mitigación de riesgo identificadas, proyectos de mitigación de riesgos emprendidos	**No se proporcionó esta información**

Item	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO	
140	Procedimientos	Salvaguardas utilizadas en operación normal y procedimientos durante condiciones anormales	OK
141	Respuesta a emergencia	Objetivos, estrategia, procedimientos	OK
142	Respuesta a emergencia	Reportes existentes, reportes de evaluación, acciones de seguimiento recomendadas, estado de su implementación	OK
143	Respuesta a emergencia	Ropa y equipo de protección personal (operación normal, operación anormal, abandono)	**No se proporcionó esta información**
144	Respuesta a emergencia	Frecuencia de maniobras de emergencia en la plataforma (operaciones anormales y abandono)	OK
145	Respuesta a emergencia	Protocolo de comunicación para activar los botes salvavidas, especificaciones de los botes salvavidas, limitaciones operacionales para el despliegue de los botes salvavidas, certificados de navegabilidad de los botes salvavidas, frecuencia de maniobras de seguridad y de despliegue de los botes salvavidas.	OK
146	Respuesta a emergencia	Contratistas de los barcos que se llamaron al abandono de la plataforma y procedimientos de su activación	OK
147	Respuesta a emergencia	Protocolos de distancia segura para transferir personal de la plataforma al barco durante emergencias	**No se proporcionó esta información**
148	Respuesta a emergencia	Procedimientos para transferir personal de la plataforma al barco durante la emergencia	OK
149	Administración del cambio	Políticas y procedimientos de PEP para aprobación de cambios a las bases de diseño y modificaciones mayores	OK
150	Administración del cambio	Resultados de cualquier revisión de bases de diseño realizada en los últimos 10 años	OK
151	Administración del cambio	Descripción del proceso para actualizar políticas y procedimientos	OK
152	Administración del cambio	Descripción del proceso para entrenar al staff en las nuevas políticas y procedimientos	OK
153	Administración del cambio	Documentación del entrenamiento en las políticas y procedimientos revisados	OK
154	Administración del cambio	Resumen de las políticas y procedimientos implantadas en cualquier plataforma para manejo y respuesta a emergencias, y para la procuración a la hora de un accidente	**No se proporcionó esta información**
155	Personal	Resumen de cambios de personal en la supervisión y la administración tanto de Pemex como de los contratistas para todas las actividades de las dos plataformas	OK
156	Capacitación	Resumen del entrenamiento proporcionado al personal supervisor y de la administración asociado a las 2 plataformas y de actividades de administración de emergencias en los últimos 5 años para Pemex y contratistas	OK
157	Procedimientos	Procedimientos para asegurar la adecuada comunicación y documentación de cualquier cambio en prácticas operativas (políticas, normas, mejores prácticas, códigos de regulación, u otros términos de referencia)	OK
158	Comunicación	Métodos de comunicación de cambios de prácticas operativas a todos los afectados (políticas, normas, mejores prácticas, códigos de regulación u otros términos de referencia)	OK
159	Modelo de administración de riesgos.	Evaluación conforme a las prácticas internacionales de:	**No se proporcionó esta información**

Item	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO	
160	Modelo de administración de riesgos.	Las normas de operación y evaluación de riesgos	**No se proporcionó esta información**
161	Modelo de administración de riesgos.	Determinación de los factores de riesgo	**No se proporcionó esta información**
162	Modelo de administración de riesgos.	Metodología para la valuación del riesgo operativo	**No se proporcionó esta información**
163	Modelo de administración de riesgos.	Metodología para la determinación de los niveles de tolerancia al riesgo	**No se proporcionó esta información**
164	Modelo de administración de riesgos.	Prácticas de mitigación y control de riesgo	**No se proporcionó esta información**
165	Modelo de administración de riesgos.	Planes de contingencia	**No se proporcionó esta información**
166	Modelo de administración de riesgos.	Prácticas de revelación de información a los órganos de gobierno	**No se proporcionó esta información**
167	Saldo del incidente	Cuantificación de las pérdidas materiales en especial Hidrocarburos derramados y de la pérdida de producción	**No se proporcionó esta información**
168	Saldo del incidente	Dictamen técnica de las instalaciones y equipos involucrados en el suceso	**No se proporcionó esta información**
169	Administración de los procesos	Evaluación de las prácticas gerenciales en la ejecución de los procesos operativos	**No se proporcionó esta información**
170	Normatividad	Cumplimiento de las normas técnicas relativas a los procesos y equipos involucrados en el suceso	**No se proporcionó esta información**
171	Respuesta a emergencias	Evaluación de la ejecución de plan de contingencia	**No se proporcionó esta información**
172	ACR	Determinación de la causas del incidente	**No se proporcionó esta información**
173	Procedimientos	Investigar si la maniobra de interconexión se estaba llevando a cabo conforme a un procedimiento establecido para ello y por el personal calificado para ello	**No se proporcionó esta información**
174	Procedimientos	Si el incado y anclaje de la plataforma Usumacinta eran los correctos, para que en su caso se pueda determinar si efectivamente los movimientos oscilatorios en la plataforma fueron provocados por los vientos y el oleaje	**No se proporcionó esta información**
175	Administración del cambio	Si se han considerado factores del cambio climático en los procedimientos para la instalación, operación y mantenimiento de las plataformas de este tipo	**No se proporcionó esta información**
176	Respuesta a emergencias	Si se agotaron todas las acciones necesarias conforme a procedimientos establecidos, para controlar las fugas antes de tomar la decisión de abandonar la plataforma	**No se proporcionó esta información**
177	Plataformas	Si la plataforma fue construida con las especificaciones técnicas para efectos del trabajo que venía desarrollando y el tiempo de vida útil que tiene la misma	**No se proporcionó esta información**
178	Respuesta a emergencias	Si el equipo para evacuar la plataforma era el suficiente y cómo se determinó tal situación	**No se proporcionó esta información**
179	Sistemas de tuberías	Si se debe solicitar que se realicen estudios a la válvula que se colapsó para saber si era la adecuada	**No se proporcionó esta información**

Item	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO	
180	Sistemas de tuberías	Se sugiere realizar pruebas (ultrasonido o rayos X) a la tubería para saber si era la adecuada para la labor en la que fue utilizada	**No se proporcionó esta información**
181	Botes salvavidas	Medidas de seguridad y plan de contingencia en caso de siniestros	**No se proporcionó esta información**
182	Botes salvavidas	Si la estructura que soportan las mandarinas se encontraban en óptimas condiciones	**No se proporcionó esta información**
183	Botes salvavidas	Las bitácoras de mantenimiento de las mandarinas y equipos de salvamento y reportes del encargado de seguridad de la plataforma	**No se proporcionó esta información**
184	Capacitación	Si la capacitación recibida por el personal de la plataforma era la adecuada en caso de siniestros	**No se proporcionó esta información**
185	EPP	Vida útil del equipo de seguridad y si este se encontraba en optimas condiciones	**No se proporcionó esta información**
186	Plataforma	Condiciones de la grúa utilizada para bajar al personal y si contaba con certificación	**No se proporcionó esta información**
187		Espacio en blanco intencionalmente	
188	Daño Ambiental	Cantidad estimada del producto derramado	**No se proporcionó esta información**
189	Daño Ambiental	Resultados del estudio de daño ambiental en la fauna, la flora, el agua, el aire y la tierra	**No se proporcionó esta información**
190	Daño Ambiental	Zonas afectadas por las fugas del pozo petrolero	**No se proporcionó esta información**
191	Daño Ambiental	Acciones que se han llevado a cabo para frenar el daño ambiental provocado	**No se proporcionó esta información**
192	Plataforma	¿Como se encontraba fijada la plataforma al lecho marino?	**No se proporcionó esta información**
193	Plataforma	Distancia a que se encontraba inicialmente la plataforma móvil con respecto al pozo con el que colisiono	**No se proporcionó esta información**
194	Plataforma	Distancia de la plataforma a tierra firme	**No se proporcionó esta información**
194	Condiciones atmosféricas y marinas	Análisis de viento y oleaje al momento del anclaje de la plataforma	**No se proporcionó esta información**
196	Plataforma	Si las plataformas se encontraban ancladas dentro del nivel de riesgo aceptado por las normas y especificaciones que las rigen	**No se proporcionó esta información**
197	Plataforma	Qué criterio se utilizo para determinar el posicionamiento de la plataforma	**No se proporcionó esta información**
198	Plataforma	Si se cuenta con los estudios geotécnicos y geofísicos, que sirvieron para determinar el punto de posicionamiento de la plataforma	OK
199	Condiciones atmosféricas y marinas	Dirección de las corrientes marinas al momento del siniestro	**No se proporcionó esta información**
200	Condiciones atmosféricas y marinas	Dirección y velocidad del viento al momento del siniestro	OK
201	Condiciones atmosféricas y marinas	Dirección y altura del oleaje al momento del siniestro	OK
202	Plataforma	Que empresa realizo el posicionamiento de la plataforma y como se determino	**No se proporcionó esta información**
203	Plataforma	Equipo y características para el proceso de extracción del producto	**No se proporcionó esta información**
204	ACR	Causas de la colisión entre las plataformas	**No se proporcionó esta información**
205	ACR	Factores que incidieron en la causa del siniestro	**No se proporcionó esta información**
206	Condiciones atmosféricas y marinas	Medición de corrientes marinas medidas en el sitio de la plataforma. Si no existe, de los sitios mas cercanos	**No se proporcionó esta información**
207	Condiciones atmosféricas y marinas	Condiciones atmosféricas en el sitio de la plataforma, como son: rapidez y dirección del viento, viento sostenido y ráfagas. Si no existe en el sitio, entonces de los sitios más cercanos	**No se proporcionó esta información**
208	Condiciones atmosféricas y marinas	Batimetría y estudio del subsuelo marino, realizado para la instalación de la plataforma y tipo de fijación de la estructura	**No se proporcionó esta información**
209	Área de Auditoria Interna - PEP	Estudio para determinar si los botes de salvamento reunían los estándares internacionales de calidad	**No se proporcionó esta información**

Item	TEMA	SOLICITUD REQUERIMIENTO	
210	Condiciones previas a la ocurrencia del suceso	Determinar las condiciones de protección ambiental y previsión de riesgos, previas a la ocurrencia del suceso (plataformas y equipos de perforación).	**No se proporcionó esta información**
211	Plataforma	Equipos e instalaciones	**No se proporcionó esta información**
212	Procedimientos	Sistemas de operación	**No se proporcionó esta información**
213	Procedimientos	Participación de contratistas y subcontratistas	**No se proporcionó esta información**
214	Capacitación	Capacitación de personal	OK
215	Condiciones atmosféricas y marinas	Información meteorológica	**No se proporcionó esta información**
216	Modelo de administración de riesgos.	Prevención de riesgos	**No se proporcionó esta información**
217	Respuesta a emergencias	Planes de emergencia	**No se proporcionó esta información**
218	Respuesta a emergencias	Manejo de contingencias	**No se proporcionó esta información**
219	Daño Ambiental	Reparación de daños ambientales	**No se proporcionó esta información**
220	Daño Ambiental	Derrame de HC: volumen, composición, dispersión, recuperación, dispersantes, afectaciones, etc.	**No se proporcionó esta información**
221	Daño Ambiental	Emisiones fugitivas a la atmósfera: volumen, composición, dispersión, afectaciones, etc.	**No se proporcionó esta información**
222	Daño Ambiental	Acciones de mitigación	**No se proporcionó esta información**
223	Personal	Sanciones	**No se proporcionó esta información**
224	Recomendaciones para evitar ocurrencia de sucesos	Prácticas operativas, eficacia de la verificación, modificación de la regulación, aspectos ambientales y de riesgo en la relación de PEMEX con contratistas, etc).	**No se proporcionó esta información**
225	Modelo de administración de riesgos.	Prevención del riesgo	**No se proporcionó esta información**
226	Modelo de administración de riesgos.	Prevención del impacto ambiental	**No se proporcionó esta información**
227	Respuesta a emergencia	Manejo de la contingencia	OK
228	Respuesta a emergencia	Mitigación	**No se proporcionó esta información**

A continuación se detalla la información solicitada directa y oficialmente a PEMEX en diferentes reuniones, juntas de trabajo y por correo electrónico (ver Tabla K3):

Tabla K 3. Información solicitada directamente a PEMEX en diferentes reuniones, juntas de trabajo y por correo electrónico

SOLICITUD HECHA POR:	FECHA	TEMA
Nota Informativa 4a reunion.doc	14-Ene-08	Se mencionó la conveniencia de poder obtener la información que tiene la PGR y la Secretaría de Marina. Como ejemplo de lo anterior se mencionaron los reportes de autopsias, bitácoras de la Usumacinta, fotografías e información recabada por los botes y el helicóptero de la Marina
Usumacinta ACR-Update33108.ppt	31-Mar-08	Waiting for permission to access key logs, files, bitacoras and other documents confiscated by the PGR from the Usumacinta
Usumacinta ACR-Update40708.ppt	07-Abr-08	Waiting for permission to access key logs, files, bitacoras and other documents confiscated by the PGR from the Usumacinta
Usumacinta ACR-Update41408.ppt	14-Abr-08	Waiting for permission to access key logs, files, bitacoras and other documents confiscated by the PGR from the Usumacinta
Personal de Battelle en diversas reuniones con	Desde enero hasta	➢ Copia del procedimiento de pruebas hermeticidad

SOLICITUD HECHA POR:	FECHA	TEMA
personal del área de Planeación, Perforación, logística y legal de PEP así como personal de Perforadora Central.	mayo 2008	➢ Registros de los cálculos de Carga y Balance de la Usumacinta antes de la extensión del Cantiliver. ➢ Registros del mantenimiento a las bombas de pozo profundo y/ó cualquier otro equipo que se utiliza para realizar el cargo y balance de la platsaforma ➢ Acceso al programa de cómputo donde se realizan los cálculos de carga y balance de la Usumacinta y las bitácoras donde se registran estos cálculos. ➢ Copia de las entrevistas realizadas a los sobrevivientes por parte de la PGR ➢ Copias de todas las entrevistas realizadas a los sobrevivientes por parte de la Secretaría del Trabajo ➢ Acceso a todos los sobrevivientes de la Compañía Sercomsa para entrevistarlos, sólo se presentó uno sólo y la compañía Sercomsa no dió el apoyo y facilidades para realizar estas entrevistas ➢ registros de presión de la consola o panel Baker, que el personal del Activo Integral Litoral de Tabasco registró el 19 y 20 de octubre de 2007. ➢ Luis Oscar / Arturo, de la reunión que se tuvo el día de hoy con directivos de Perforadora Central (Ricardo Cortina y Juan José González), aún está pendiente solicitarles vía PEP-RMSO la información sobre el sondeo de tanques que se realizó alrededor del 26 de marzo de 2008 por los Ing. Sotico Alba y/o Francisco López, ambos personal de Perforadora Central (requerimiento No. 3 de la Minuta del 18 de Abril). En la conversación, si se mencionó que existe información arriba en la P.A.E. Usumacinta, pero que esta no se ha bajado; en base a este comentario resulta de mayor relevancia la información que se recopiló la fecha mencionada anteriormente. ➢ Copias de los mapeos realizados para el movimiento de la Pride Texas al mismo sitio algunos meses atrás (Mesotec) ➢ Copias de los mapeos generados para instalar la Pride Texas y Colorado al sitio donde sufrieron los hundimientos en octubre 2007 ➢ Copias de los mapeos generados para instalar las plataformas anteriores tanto a la Pride Texas como a la Colorado, que estuvieron posicionadas en los mismos sitios
Personal de Battelle en diversas reuniones con personal del área de Planeación, Perforación, logística y legal de PEP así como personal de Perforadora Central. (Continuación)	Desde enero hasta mayo 2008	➢ Informar si las tecnologías que se aplican en los estudios del fondo antes de posicionar una plataforma pueden detectar variaciones en las características de densidad y consistencia – y por lo tanto características de soporte – del suelo ➢ Información de si los Can Holes que dejó la Sonat 87 para comenzar los trabajos en el KAB -101 fueron

Brian Leis

SOLICITUD HECHA POR:	FECHA	TEMA
		rellenados ➢ Datos sobre la profundidad de hincamiento de todas las plataformas autoelevables que se han posicionado para realizar algún trabajo en la KAB-101 ➢ Análisis histórico de fallas en las válvulas de tormenta y espacios anulares previos a 2007 ➢ Procedimientos de las pruebas de las válvulas de tormenta ➢ Reporte de Condiciones Operativas (también conocido por reporte de presiones) de la Plataforma KAB-101, que realizaron los Ing. Eliuth Arellano Cortés (Superintendente de la Plataforma Enlace Litoral) y Juan Carlos Vázquez Morales los días 19 y 20 de Octubre del 2007 (respectivamente), en los cuales se cerraron y abrieron los pozos KAB-101 y 121 durante el posicionamiento de la P.A.E. Usumacinta ➢ Copia del Plan de Respuesta a Contingencia de SERCOMSA para verificar la integración con el Plan General de Respuesta a Emergencia de PEP. ➢ Copia de los contratos de Vallen con PEMEX y de Central con la empresa del Rig Mover ➢ Solicitar una lista del equipo que se sube a bordo de la Usumacinta (desde que se encontraba en SINAN-C, ya que nos dice que no hubo instrucción de bajar el equipo porque su tiempo de navegación era corto). ➢ Solicitar minuta de aprobación de que el equipo quedó al 100% en SINAN-C con la relación de todo el equipo, incluyendo los auxiliares (modelo y marcas y si es posible una foto del equipo para poderlo identificar), instalado; así como un plano de localización de estos. ➢ Reporte diario de operación previo a la instrucción de bajar (donde se mencionen todas las actividades previas a que el personal baje). ➢ Copia del programa de mantenimiento y calibración del equipo eléctrico, que estuvo presente en la Usumacinta (de los últimos 2 periodos).
Personal de Battelle en diversas reuniones con personal del área de Planeación, Perforación, logística y legal de PEP así como personal de Perforadora Central. (Continuación)	Desde enero hasta mayo 2008	➢ Solicitar la última auditoría efectiva de PEMEX en relación a la Usumacinta, en especial aquellos aspectos relacionados al equipo de Vallen. ➢ Registro de la última capacitación en seguridad para todo el personal de la Usumacinta (quienes tomaron esta capacitación, de que fue la plática, fecha en la que se llevó a cabo, etc.), de la última catorcena en que el personal de Vallen estuvo a bordo. ➢ Procedimientos formales y registros de mantenimientos realizados a las dos mandarinas previos al accidente ➢ Records/statistics/data on the SSSV maintenance history /

SOLICITUD HECHA POR:	FECHA	TEMA
		problems in the KAB field, as well as for other formations in RMSO and RMNE, to facilitate analysis of likelihood of such problems – data for international benchmarks if available would be useful (e.g., the Haliburton video provides such information – other information would also help) ➢ Records/statistics/data on the packer maintenance history / problems in the KAB field, as well as for other formations in RMSO and RMNE, to facilitate analysis of likelihood of such problems – data for international benchmarks if available would be useful ➢ Records/statistics/data on the expansion joint maintenance history / problems in the KAB field, as well as for other formations in RMSO and RMNE, to facilitate analysis of likelihood of such problems – data for international benchmarks if available would be useful ➢ A written description of the purpose / scope of the workover planned for 121, as documentation for the state of the well (requested previously) ➢ Histórico de problemas con comunicación en espacio anular antes y durante 2007. ➢ Estudio de Schlumberger a nivel mundial de los problemas que presentan las válvulas de tormenta

Brian Lee

COLOR CHART

- (yellow) DATE THAT PEMEX DELIVERED THE INFORMATION AND CD NAME
- (green) FOLDER (S) IN THE CD
- (blue) RELEVANT INFORMATION
- (red) INFORMATION NOT DELIVERED OR INCOMPPLETE

No.	Date delivered by PEMEX	Document (s) delivered on	Name or the file or disk	Name of the file or folder	Brief description	Battelle´s point for requesting information	Status of the information delivered by PEMEX	Development Plan, Site, and Permitting	Loading & Design	Construction & As-Built	Operation and/or Function/ Deployment	Condition & Maintenance	Inspection Monitoring, & Control	Threats & Vulnerabilities - Modes & Mechanisms	Manage Change - Longer Term Timeline	Manage Change - During the Event's Timeline	Emergency Management & Response	Organization & Management	External Constraints	Special / Unique Aspects
	December 6th 2007	CD	Entrevistas Personal Usumacinta																	
1				BOTE 1 ENTREVISTA AZUL MORENO BORRAME.WVM	Interview to the survivor Rodolfo Reyes Popo (Posicionador)	138 " Records: Interviews. Pemex and contractors or other personnel that were present or offered a testimony to the PEMEX team after the accident"	ok										X	X		
2				BOTE 1 ENTREVISTA AZUL MORENO.WMV	Interview to the survivor Rodolfo Reyes Popo (Posicionador)	138	ok										X	X		
3				BOTE 1 ENTREVISTA ENCAMILLADO.WMV	Interview to the survivor Teodocio R. de León Reyes (Perforador PEMEX)	138	ok										X	X		
4				BOTE 1 ENTREVISTA OVEROL AMARILLO.WMV	Interviwe to the survivor Carlos Blaz Cortazar (Ayudante de Perforador PEMEX Bote 2)	138	ok										X	X		
5				BOTE 2 ENTREVISTA AZUL PARADO.WMV	Interviwe to the survivor Nicolás Flores Loubet (Posicionador PEMEX Bote 2)	138	ok										X	X		
6				BOTE 2 ENTREVISTA EN EL JURIDICO.WMV	Interview to the survivor Antonio Montero Hernández (Ayudante de trabajos de Piso PEMEX Bote 2)	138	ok										X	X		
7				BOTE 2 ENTREVISTA JURIDICO.WMV	Interview to the survivor Antonio Montero Hernández (Ayudante de trabajos de Piso PEMEX Bote 2)	138	ok										X	X		
8				BOTE 2 ENTREVISTA PARCHE 1.WMV	Interview to the survivor Fernando A Cervera Ramírez (Ayudante de contraincendio PEMEX Bote 2)	138	ok										X	X		
9				BOTE 2 ENTREVISTA PARCHE 2.WVM	Interview to the survivor Fernando A Cervera Ramírez (Ayudante de contraincendio PEMEX Bote 2)	138	ok										X	X		
10				BOTE 2 ENTREVISTA SENTADO EN CAMILLA.WMV	Interview to the survivor José Antonio Palafox Navarrete (ATP PEMEX Bote 2)	138	ok										X	X		
	December 7th 2007	CD	Información entregada al Áreas de Auditoría Interna del Órgano Interno de Control en PEP (Auditoría No. 49/07)	INFORMACIÓN AUD. 49-2007 (folder)																
11				1-411005801.TIF	Scaned contrac for the breath protection systmes for the Proveedora de Seguridad Industrial del Golfo, S.A. de C.V.	31 "Contractors: Copy of the contracts between PEMEX and all the companies involved in the platforms, as well as any third part contractor" 32 "Contractors: Copy of the contracts between PEMEX and all the entities involved in the platforms, as well as any third part contractor, to see the performance expectatives created with the contractors" 35 "Contractors: Copy of the contracts between PEMEX and all the entities involved in the platforms, as well as any third part contractor, to see the specific considerations on safety that were included in the contracts" 36 "Contractors: Copy of the procedures related with the contracting requirments"					X									
12				1- CONTRATO Y ANEXOS, SERV. MANTTO A BOTES 1 Y 2.pdf	Leasing contract (421006828) between PEMEX and Perforadora Centra, S.A. de C.V., for auto lift drilling platform, cantiliver type with independent legs to operate in a deep water 250´minumum called Usumacinta, with drilling capacity of 20,000´, including its maintenance to operate in the Gulf of Mexico. Period of the contract June 20th 2007 to June 18th 2010. PEP has the obligation before to start operations to make a report of the maintenance activities, logistis movements and the performance of the platform	31, 32, 35, 36					X									
13				2- Programa Operativo Anual 2007.PDF	Operative anual program for drilling and moving rigs	62 "Records: History of operations, logs, control sytems (SCSSV), alarms, detectors"	We need records of logs, control systems, alarms, detectors				X									
14				3- Programa Operativo Trimestral.PDF	Operative trimestral program for drilling and moving rigs and sea ponys	62	We need records of logs, control systems, alarms, detectors				X									
15				3- Programas Operativos Trimestrales.PDF	Operative trimestral different programs for Usumacinta	62	We need records of logs, control systems, alarms, detectors				X									
16				4- propuesta Técnica Perforadora Central.PDF	Technical proposal from Central to the PEP contract requirements	34 "Contractors: Copies of the TOR´s of the contractors including criteria used in the selection of these"	ok											X		
17				5- Plan geneal de Respuesta a Emergencias.PDF	General Plan for Emergency Response in drilling equipments and maintenanceof wells Marine Division	140 "Precedures: safeguard used in normal operation and procedures during abnormal conditions" 141 "Emergency response: Objectives, strategy, procedures" 143 "Emergency response: Clothes and equipment of personal protection (normal, abnormal operation and abandom) 145 "Emergency response: Communication protocol to activate the safety boats, safaty boats specifications, operative deploy limitations for the safety boats, navigation certifications of the safety boats, frequency of safety manouvers and deploy of the safety boats" 148 "Emergency response: Procedures to transfer personnel from the platform to the […]	148 need to be more specific for the boats during an emergency										X			
18				6- Manual del Gestión de Seguridad.PDF	Safety procedures including for abandom the platform	140, 141, 143, 145, 148	148 need to be more specific										X			
19				7- 16936.PDF	Audit finding "the identification name of the boats is missing"	38 "Contractors: Description of the safety programs of the contractors, including guidelines and procedures, training programs, materials and records and results of internal audits and the second part, incident reports and other date of the behavior of the safety"	only delivered the audits part						X							
20				7- 16937.PDF	Audit finding "the capacity of the boats is not indicated in the boats"	38	only delivered the audits part						X							
21				7-16938.PDF	Audit finding "the boats do not have the identification number painted"	38	only delivered the audits part						X							
22				7- Auditorias a Botes de Salvamento.PDF	Audits to the boast 1 and 2 from july to september 2007	38	only delivered the audits part						X							
23				8- Auditorias efectuadas a plataforma Usumacinta por PEP.PDF	Audits schedule for the usumacinta platform	38	only delivered the audits part						X							
24				10 - Reportes de mal tiempo del 22 al 27 oct 07.PDF	Meteorological reports October 22th to 27th	82 "Records: Weather reports"	ok	X												
25				11- Reportes SIOP mes de Octubre.PDF	Report operations of Usumcinta on October	69 "Operation: Operation mode and activity at the moment of the accident. Table of time if they were operating and when they initiated" 101 "Records: Time Line. Log of operations"	ok				X									
26				12- Ordenes de Servicio.PDF	Service order for the PEP USUMACINTA contract that is not applicable for this kind of contract	32	ok											X		
27				13- Bitácoras.PDF	Document where PEP explains that the Log is not applicable in this contract, only a control book	32	ok											X		
28				Acta Constitutiva Del Proveedor Perforadora Central.PDF	Constitutive Act for the company Central	26 "Organizational structure: Complete and current Organizational charts of the contractors, including names of the responsibles of the direction and supervision activities"	Incomplete: We need the organizational chart with the specific description of the responsibles and their names"											X		
29				Clausulado Contrato 428217826.PDF	Contract for food and hotel services on board of the platform between PEP and Servicios de Comisariato S.A. de C.V.	32	ok											X		
30				Contrato 411005807 (Y en su caso Finiquito).PDF	Contract between PEP and Central Company for the leasing of the USUMACINTA for the period August 15th 2005 to August 14th 2007	32	ok											X		
31				Doc. Envida al Proveedor del punto 14 de anexo y respuesta de análisis del proveedor.PDF	File damaged	34	damaged											X		
32				Doc. Presentada por el proveedor durante el Check list P.PDF	Resumes and support papers for experience and training courses of the personnel of the USUMACINTA	28 "Roles and responsibles of the contractors for the direction and supervising positions"	Incomplete; there is not specific description of the roles and responsabilities											X		
33				Explicacion.PDF	Explanation for differents steps for the production of the well kab-101	61 "Procedures: Operation procedures"	Incomplete: We need the operation procedures				X									
34				Junta(s) de aclaraciones licitacion 18575088-029-06.PDF	Acts for clarification meetings for the bidding process	34	Incomplete											X		
35				Libreta de Control del Contrato 421006828.PDF	Document with the copy of the clauses in the contract in which PEP has to manage a control book for the day to day operation	32	ok											X		
36				Nombre y currícula del Oficial de Protección del Buque al momento del accidente.PDF	Support papers on the capability of the ship protection official	67 "Operations management personnel, training, certifications, number of employes of PEMX and contractors	Incomplete: We need a matrix describing this items for all the PEMEX and contractors people											X		
37				Plan de Emergencia de la Gerencia de Perforación y Mantenimiento de pozos, Division Marina, vigente al momento de la firma del contrato 421006828.PDF	Emergency Plan effective when the contract was signed	13 "Procedures: Manuals, guidelines, and procedures for normal and abnormal conditions of the wells, including management and emergency response, where the evacuation and abandom of the platform is included, as well as training related and the progrmas and practices that demonstrate that this procedures and guidelines are undestood" 141 "Emergency Response: Ojectives, strategy, procedures"	Incomplete: This is only emergency response. We need all the rest of the items										X			
38				Plan de Respuesta a Emergencia de la RMSO , SCSM.PDF	Emergency Plan for the sothwest Marine Region	13, 141	Incomplete: This is only emergency response. We need all the rest of the items										X			
39				POT-4_2007_RMSO_EXPL_DES.PDF	Operative Progam 4th trimester 2007	62	We need records of logs, control systems, alarms, detectors				X									
40				POZO KAB 101.PDF	Location of the well Kab 101	44 "Location: Maps / Coordinates / depth of the Water"	Incomplete: We need coordinates and deep of the water	X	X		X									
41				Reporte Diario Morrison Tide-Hatch Tide - Pacific 38.PDF	Daily report of activities	146 "Emergency Response: Contractors of the ships that were called when the abandom of the platform occurred and procedures of its activation"	Incomplete: We need the procedures of its activation and copies that can be read from the Morrison Tide"				X									
	December 7th 2007	CD	Información relativa al contrato No. 421006828, entregado al Órgano Interno de Control en PEP (Expediente DE-268/200/)																	
42				1.- Bases para la venta.PDF	Leasing rules or bases	34	ok											X		
43				2.- 1era y 2a Junta de Aclaraciones 029-06.PDF	Questions of the providers to clarify some aspects of the contract	34	ok											X		
44				3.- Dictámen Técnico y Económico.PDF	Document wher PEMEX decided which company acomplished with the technical and economical requirements	34	ok											X		
45				4.- Porpuesta Técnica PERFORADORA CENTRAL.PDF	Technical proposal of Central Company	34	ok											X		
46				5.- Notificación de fallo.PDF	Letter where PEMEX notify to the providors the result of the bidding process	34	ok											X		
47				6.- Contrato 421006828.PDF	Copy of the Central contract for leasing the Usumacinta Rig	32	ok											X		
48				7.- Check list Usumacinta.PDF	Checkl list performed by PEMEX to the USUMACINTA Rig in 28 June 18 June 2007	17 "Records: Records related with the acceptance of the function tests, including integrity meassures like stress resistance and to the fracture for critical components of the KAB-101, legs and bed of the Usumacinta, survival equipment and evidence of inspection during the manufacture of this components"	Incomplete: We need function tests, integrity measures, survival equipmente evaluation and reports of inspection during the manufacture process"						X							
	December 7th 2007	CD		INFORME PRELIMINAR EXP. DE-268 2007																
49				Informe Preliminar (Expediente DE-268/2007).PDF	Power point presentation of the Usumacinta accident	121 "Records: Reports of inspecctions after the accident, as well as the actions of monitoring ans evaluation"	ok									X		X		
	December 7th 2007	CD	RMSO_DCO_BATTELLE CONTROL DE SALIDA 01 06/DIC/07 DISCO 1 DE 1																	
50				SRMSO-DCO_BATTELLE (D) (Folder)	26 pdf files with pictures of the Usumacinta during the activities for controlling the wells	84 "Records: Picures of the platform, production tree, individual valves, risers, etc."	ok									X	X			
	December 10th 2007	CD	INFORMACION ENTREGADA AL MINISTERIO PÚBLICO																	
51				Contrato 421006828.pdf	Copy of the Central contract for leasing the Usumacinta Rig	32	ok											X		
52				Coordenadas de la Ubicación de la Plataforma.pdf	Latitud and longitud (coordinates) for the USUMACINTA Rig sent to the general attorney	44	ok	X			X									
53				Descripción del árbol de válvulas correspondiente a los pozos Kab-101 and Kab 121.pdf	General description of the producción tree of KAB-101; Distribution of the header and half valves tree, well KAB-121; Header distribution of the weel KAB-103	54 "Design: Simplify diagrams and processes"	Incomplete: We need the process diagrams		X	X										
54				Descripción del árbol de las válvulas KAB-101 and KAB 121.pdf	General description of the producción tree of KAB-101; Distribution of the header and half valves tree, well KAB-121; Header distribution of the weel KAB-103	54	Incomplete: We need the process diagrams		X	X										
55				Lista del personal a bordo de la plataforma Usumacinta.pdf	List of personel onbord of the Usumacinta	18 "Personnel: The personnel's of operation of Usumacinta Platform that they were of shift the day of the accident and their functions listing and order of the day"	Incomplete: We need the complete list of people on the Usumacinta the day of the accident and their functions											X		
56				Memoria de cálculo de las válvulas KAB 101 y KAB 121.pdf	Memory calculations of the valves KAB 101 and Kab 121	6 "Tests: Tests to the valves of the systems including the pre service hidrostatic hystoric tests"	Incomplete: We need all the pre sevices hidrostatic tests for al the system"		X				X							
57				Nombre de la Persona que realizó el traslado de la Plataforma.pdf	Letter to the general attorney with the name of the expert who moved the Rig	113	Incomplete				X							X		
58				Nombre de los supervisores y de las personas que posicionaron la Plataforma.pdf	Letter to the general attorney with the names of the supervisors and the personel who positioned the Rig	113	Incomplete				X							X		
59				Nota Informativa de Fecha 26 de octubre del 2007.pdf	Detailed descrption of the events ocurred to the USUMACINTA since october 19th to October 23th	102	ok										X	X		
60				Plano de Ubicación del KAB 101.pdf	Drawing with the location of KAB 101	44	ok	X			X									
61				Planos de Válvulas y Pozos Petroleros KAB 101, KAB 121 y KAB 103.pdf	Distribution of headers of well KAB 103, Plot plan Oil well KAB 101, Plot plan oil well 121, General description of the production tree KAB 101, Valves tree well KAB 101, Distribution of the header and half valves tree well KAB 121, Plot Plan Oil well KAB103;	54	Incomplete		X											
62				Presiones de Operación en pozos KAB 101 y KAB 121.pdf	Operation presures on wells KAB 101 and KAB 121	64 "Operation: Operation parameters, product composition, (materials balance), temperatures, pressures, flow ranges, abnormal conditions"	ok				X									
63				Procedimiento para mover plataforma.pdf	Procedure to move a Rig to a structure with production wells (PEMEX, key 223-21100-OP-211-1268)	61	ok				X							X		
64				Relación de Personal Fallecido.pdf	List of people dead	113	ok										X	X		
65				Reporte SIOP del 23 de octubre de 2007.pdf	Daily operation report of the 23th october	69	ok				X									
66				Tabla con especificaciones técnicas de las válvulas.pdf	Technical specifications of the valves	46 "Design: Basic information/ Type/ Identification	ok valves		X											
	December 10th 2007	CD	Información Relativa al contrato No. 421006828, entregado al Órgano Interno de Control en PEP (Expediente DE-268/2007)																	
67				Acuerdos de la DCA.pdf	Agreements for payment and benefits for the people working 7 or 14 dias and resting 7 or 14 days.	111 "Organizational structure: Pilicies, strategies, for execution and evaluation of acomplishment of safety, healt)	ok											X		
68				Anexo B contrato No. 428217826.pdf	Anexx B to the food contract	32 annexes	ok											X		
69				Anexo B contrato No. 411005807.pdf	Anexx B to the contract 411005807 (Fuel)	32 annexes	ok											X		
70				Anexos B y S del contrato 421006828.pdf	Annexxes B for fuel and S with formats for accidents, environmental evaluations)	32 annexes	ok											X		
71				Capítulo XXIV	Description of the labor conditions for the Union workers	30 "Organizational structure: Organizational charts, HSE safety conditions, and relationship with DCO"	ok											X		
72				Cláusula 5 y 4 del Contrato Colectivo de Trabajo.pdf	Certificates of the personel of Central company	67	Ok for central											X		
73				Funciones de la Cuadrilla de Operación.pdf	Labor functions of the operative personnel in the platform	24 "Organizational structure: Roles and reponsabilities of all directive and supervising positions"	ok for opearive poeple											X		
74				Informe de 22 de Noviembre de 2007.pdf	Document with the names of people on shore who participate in the emrgency procedures of the october 23th and explanations of why PEMEX people were in the Rig that they and their functions and responsabilities	113	ok										X			
75				Libretas de mar Cia Servicios de Comisariato.pdf	Documents for the personnel of the food company	113	ok											X		
76				Manaual de Gestión de Seguridad Cia Perforadora.pdf	Job description and responsabilities of Central company employees in the Rig	28	ok											X		
77				Manual de organización de la Unidad de Perforación.pdf	3 pages with general job description of PEMEX operations and drilling people	24	ok											X		
78				Órdenes de Pago y tarjetas de trabajo del personal de PEP.pdf	Payment orders and work cards from PEP personnel	18	ok solo funciones											X		
79				Organigrama del Personal de PEP a bordo de la Plataforma Usumacinta.pdf	Organization Chart of PEP people in the Usumacinta	24	ok				X							X		
80				Relación de personal Cia perforadora central con funciones homologas.pdf	Table with the Job description of Central Company personnel in the Usumacinta	28	ok				X							X		
81				Relación de personal Cia perforadora central.pdf	List of fluid inpector technicians approved by PEMEX to work in the Usumacinta	113	ok solo central											X		
82				Relación de Personal de PEP y dictámenes de antigüedad.pdf	List of PEP personnel and the length of employment with PEMEX	113	ok solo pemex											X		
83				Reporte diario de mantenimiento eléctrico y mecánico.pdf	Daily report of electric and mechanic repairs to differents equipments	72 "Maintenance: Records of maintenance to critical equipment"	ok				X									
84				Reportes diarios de operación.pdf	Daily operations reports of Usumacinta from October	64	ok				X									
85				Reportes históricos de capacitación.pdf	Historical reports of training by person	67, 79 "Maintenance: Maintenance operative and directors personnel, training and qualifications, number of employee from PEMEX and contractors" 214 "Training of ther personnel"	Ok solo capacitación											X		
	December 10th 2007	CD	RMSO_DCO_BATTELLE CONTROL DE SALIDA 03 10/DIC/07 DISCO 1 DE 1																	
86				Cubierta y Pierna Principal KAB 101.pdf	Pictures of the principal leg and deck of the KAB 101	84	ok					X								
87				Defensa y embarcadero KAB 101.pdf	Pictures Fences and port of the KAB-101	84	ok					X								
88				Escalera Marina.pdf	Pictures of Marine ladder	84	ok					X								
89				Helipuerto KAB 101.pdf	Pictures of heliport	84	ok					X								
90				KAB 101 12 Febrero 2007.pdf	Pictures of KAB 101 on february 12th 2007	84	ok					X								
91				KAB 101 28 Noviembre 2006.pdf	Pictures of KAB 101 on November 28th 2006	84	ok					X								
92				Vista Global.pdf	Global View KAB 101	84	ok					X								
	December 10th 2007	CD	RMSO_DCO_BATTELLE CONTROL DE SALIDA 02 10/DIC/07 DISCO 1 DE 1	FOTOGRAFÍAS (FOLDER)	PICTURES (FOLDER)															
93				Botes de Salvamamento .pdf	Life boats	84	ok					X								
94				Usumacinta 07112007.pdf	Usumacinta 07 nov 2007	84	ok					X								
95				Usumacinta 13112007.pdf	Usumacinta 13 nov 2007	84	ok					X								
96				Usumacinta 14112007.pdf	Usumacinta 14 nov 2007	84	ok					X								
97				Usumacinta 24112007.pdf	Usumacinta 24 nov 2007	84	ok					X								
98				Usumacinta 25112007.pdf	Usumacinta 25 nov 2007	84	ok					X								
99				Usumacinta 27112007.pdf	Usumacinta 27 nov 2007	84	ok					X								
100				Usumacinta 29112007.pdf	Usumacinta 29 nov 2007	84	ok					X								
				VIDEOS (FOLDER)	VIDEOS (FOLDER)															
101				02 Noviembre 2007 1.mpg	02 november 2007 1	84	ok					X								
102				02 Noviembre 2007 2.mpg	02 november 2007 2	84	ok					X								
103				02 Noviembre 2007 4.mpg	02 november 2007 4	84	ok					X								
104				02 Noviembre 2007 5.mpg	02 november 2007 5	84	ok					X								
105				14 Noviembre 2007 1.avi	14 november 2007 1	84	ok					X								
106				14 Noviembre 2007 2.avi	14 november 2007 2	84	ok					X								
107				14 Noviembre 2007 3.avi	14 november 2007 3	84	ok					X								
108				14 Noviembre 2007 4.avi	14 november 2007 4	84	ok					X								
109				14 Noviembre 2007 5.avi	14 november 2007 5	84	ok					X								
110				14 Noviembre 2007 6.avi	14 november 2007 6	84	ok					X								
111				14 Noviembre 2007 7.avi	14 november 2007 7	84	ok					X								
112				14 Noviembre 2007 8.wmv	14 november 2007 8	84	ok					X								
113				14 Noviembre 2007 9.wmv	14 november 2007 9	84	ok					X								
114				14 Noviembre 2007 10.avi	14 november 2007 10	84	ok					X								
	December 10th 2007	CD	STPS Seguridad e Higiene	REPORTES HISTORICOS DE CAPACITACION DE PERSONAL DE PEMEX (FOLDER)	HISTORIC REPORTS OF TRAINING PEMEX PEOPLE (FOLDERS)															
115				Capacitación 1.pdf	Alexander Montoya Vázquez and Luis Me certifications	214	ok											X		
116				Capacitación 2.pdf	Jorge de la O Zapata and Ing. Juan Ignacio Ruiz de Anda certifications	214	ok											X		
117				Capacitación 3.pdf	Martín González Mijangos historic training list	214	ok											X		
118				Capacitación 4.pdf	José Hugo Hernández Flores historic training list	214	ok											X		
119				Capacitación 5.pdf	Teodosio Rueda de León Reyes historic training list	214	ok											X		
120				Capacitación 6.pdf	Sergio Solís Ponce historic training list	214	ok											X		
121				Capacitación 7.pdf	empty	214	ok													
122				Capacitación 9.pdf	Antonio Montero Hernández historic training list	214	ok											X		
123				Capacitación 10.pdf	Gabriel González Toral historic training list	214	ok											X		
124				Capacitación 11.pdf	empty	214	ok													
125				Capacitación 12.pdf	Pastor García Ocaña historic training list	214	ok											X		
126				Capacitación 13.pdf	Sergio Rosado Cortés historic training list	214	ok											X		
127				Capacitación 14.pdf	empty	214	ok													
128				Capacitación 15.pdf	Oscar Romero Ortega historic training list	214	ok											X		
129				Capacitación 16.pdf	José Pedro Cobos Quiroz historic training list	214	ok											X		
130				Capacitación 17.pdf	Rafael Díaz Martínez historic training list	214	ok											X		
131				Capacitación 18.pdf	Leandro Manuel Hernández Pozo historic training list	214	ok											X		
132				Capacitación 19.pdf	Miguel Cobos Salas historic training list	214	ok											X		
133				Capacitación 20.pdf	Adolfo Antonio López Lorenzo historic training list	214	ok											X		
134				Capacitación 21.pdf	Martín Zúñiga Salazar historic training list	214	ok											X		
135				Capacitación 22.pdf	Julio Alonso González Luna historic training list	214	ok											X		
136				Capacitación 23.pdf	Miguel Angel Solís Rodríguez historic training list	214	ok											X		
137				Capacitación 24.pdf	Jorge Arturo Jiménez Rangel historic training list	214	ok											X		
138				Capacitación 25.pdf	Jorge Guzmán Martínez historic training list	214	ok											X		
139				Capacitación 26.pdf	Nicolás Flores Loubet historic training list	214	ok											X		
140				Capacitación 27.pdf	Juan Antonio Palafox Navarrete historic training list	214	ok											X		
141				Capacitación 28.pdf	Jorge Herrera Sevilla historic training list	214	ok											X		
142				Capacitación 29.pdf	Fernando A Cervera Ramírez historic training list	214	ok											X		
143				Capacitación 30.pdf	Carlos Blas Cortazar historic training list	214	ok											X		
144				Capacitación 31.pdf	Leonel Fernández Rivera historic training list	214	ok											X		
145				Capacitación 32.pdf	José Rodolfo Reyes Popo historic training list	214	ok											X		
146				Capacitación 33.pdf	Eudocio Jácome Gómez historic training list	214	ok											X		
147				Capacitación 34.pdf	Pedro Zapata de los Santos historic training list	214	ok											X		
148				Capacitación 8.pdf	Gloria Laura Ramírez Solís historic training list	214	ok											X		
149				Capacitación.pdf	Ricardo Bustamante Bautista training certificates	214	ok											X		
150				Cursos González Mijangos.xls	Gónzalez Mijangos training list	214	ok											X		
151				Acta de Actualización y Validación de la Comisión Mixta de la Plataforma Usumacinta.pdf	Document where the USUMACINTA comission of safety and hygiene is validated 24 February 2006	111	ok						X					X		
152				Acta de Integración de la Comisión Mixta de Seguridad e Higiene.pdf	Document where the USUMACINTA comission of safety and hygiene is validated 03 January 2007	111	ok						X							
153				Acta No. 04-2007 de Verificación a Instalaciones por la Comisión Mixta Local.pdf	Document where the comision of safety and hygiene gives tracking to actions and finfings in different platforms april 2007	111	ok						X							
154				Acta No. 05-2007 de Verificación a Instalaciones por la Comisión Mixta Local.pdf	Document where the comision of safety and hygiene gives tracking to actions and finfings in different platforms may 2007	111	ok						X							
155				Acta No. 06-2007 de Verificación a Instalaciones por la Comisión Mixta Local.pdf	Document where the comision of safety and hygiene gives tracking to actions and finfings in different platforms june 2007 (some findings Usumacinta)	111	ok						X							
156				Acta No. 07-2007 de Verificación a Instalaciones por la Comisión Mixta Local.pdf	Document where the comision of safety and hygiene gives tracking to actions and finfings in different platforms july 2007 (some findings Usumacinta)	111	ok						X							
157				Acta No. 08-2007 de Verificación a Instalaciones por la Comisión Mixta Local.pdf	Document where the comision of safety and hygiene gives tracking to actions and finfings in different platforms august 2007 (some findings Usumacinta)	111	ok						X							
158				Acta No. 09-2007 de Verificación a Instalaciones por la Comisión Mixta Local.pdf	Document where the comision of safety and hygiene gives tracking to actions and finfings in different platforms september 2007 (some findings Usumacinta)	111	ok						X							
159				Constancia de habilidades laborales, expedidas a trabajadores capacitados.pdf	Documents that demonstrate the capabilities of the operations PEP people	113	ok											X		
160				Contrato No. 421006828 y Anexos - Perforadora Central.pdf	Copy of contract between PEP and Perforadora Central for leasing the Usimacinta Rig with its anexxes	31	ok											X		
161				Manual del Programa Básico de Seguridad Rigpass.pdf	Basic safety manual	13 "Procedures: Manuals, policies and procedures that take into account the normal and abnormal conditions of the wells, including management and emergency response, which contemplates the evacuation of the platform (including planned activities and conditions covered by the plan) conditions abandonment of the platform , as well as training programs and related practices that demonstrate understanding of these guidelines or procedures.	ok										X			
162				Programa de Capacitación 2007 Plataforma Usumacinta.xls	Training program 2007 for Usumacinta Rig	214	ok											X		
163				Programa Operativo Anual 2007, Actividades de Salud en el Trabajo.pdf	Operative Annual Program for health in the Job 2007	111	ok				X									
164				Reglamento de Seguridad e Higiene de PEMEX y Organismos Subsidiarios.pdf	PEMEX regulations for safety and hygiene	111	ok										X	X		
165				Reglamento Interior de Trabajo.pdf	Internal regulations for work conditios (PEMEX)	111	ok											X		
166				Relación de trabajadores comisariato.pdf	List of workers of the food providor company	113	ok											X		
167				Reporte a la Secretaría del Trabajo, del Accidente ocurrido el 14 de abril y el 30 de Noviembre del 2006.pdf	Reports of two person accidents on April 14th and November 30th 2006 to the Work Secretary	No aplica	No aplica											X		
168				Testimonos de Sobrevivientes.pdf	Survivors testimonies	138	ok											X		
169				Versión del Anexo S, Febrero 2004.pdf	Anexo "S" norm. Safety, health and Environmental protection obligations of the PEMEX providors	35	ok										X	X		
	DICIEMBRE 12 2007	CD	00_PARA Idm_07DIC07																	
				00_inciso 40 Battelle (FOLDER)																
				00_capitulo 4 (FOLDER)																
170				00_inciso 40 Battelle.pdf	Relatory of events of Usumacinta since the previous position on well Sinan-C Until the final positioning in KAB-101 one day before the accident	87 "ACR: Written reports of the accident investigation by PEMEX"	se requiere confirmar la fuente	X	X		X	X	X					X		
				01_anexos capitulo 4 (FOLDER)																
171				4.1_POT-4_2007_RMSO_EXPL_DES.pdf	Operative Program for the semester 4th 2007	63 "Records: Production records(BLS/DIA)	ok				X									
172				4.2_Oficio de entrada a P.A Usumacinta.pdf	Letter requesting documents in order that Usumacinta have acces to the location of the KAB 101	40 "Management: Memos and recorded decisions on logs with: a) Positioning of drilling platform near the sea Poby; b) Decisions to continuing or suspending operations during the course of the accident scenario	ok				X							X		
173				4.3_AILT CED SDIE-83 -07.pdf	Letter delivering the documentation requested in the previous document	40	ok				X									
174				4.4_Oficio.pdf	Letter requesting to Central company the movement of the Usumacinta to the KAB 101 location	40	ok				X									
175				4.5_Barcos Remolcadores_SSI- 1665-2007.pdf	Letter requesting the ships tugs to move the Usumacinta Rig	40	ok				X									
176				4.6_Minuta Logistica.pdf	Minute of the meeting to move the Rig Usumacinta in Logistic offices	40	ok				X									
177				4.7_Supervisor de Posicionamiento.pdf	Letter requesting a supervisor to positioning the Usumacinta Rig	40	ok				X									
178				4.8_Solicitud de mapeo del lecho marino KAB-101.pdf	Requesting of maping of the bottom of the sea in the location of th KAB-101	40	ok	X												
179				4.9_Sol_boyado y Reporte_buceo KAB-101.pdf	Letter requesting to place buoys over the pipelines near KAB -101, requesting divers and report of the divers for this activities	40	ok	X												
180				4.10_Orden de Servicio.pdf	Service order for the positioning of the Usumacinta	40	ok				X							X		
181				4.11_Solicitud de cierre de pozos para el traslado usuma.pdf	Letter requesting to close the wells in the Sinan C structure in order to move the Usumacinta to the KAB-101 and to close the wells in the KAB-101 location	40	ok				X							X		
182				4.12_Minuta de visita al Sitio.pdf	Minute of the visit to the KAB-101 location to inspect the conditions for moving the Usumacinta Rig	40	ok						X							
183				4.13_Estructural_Domino_geotecnico_KAB-101.pdf	Geotechnical study of the bottom of the sea perfomed in 1990 in order to installe the Sea Pony	198 "Platform: If there are geotechnical or geophisical studies, that were used to determine the positioning point of the platform"	ok	X												
184				4.14_Simulación_CPC_Entrada_Kab 101.pdf	Simulation of the arrival of the Rig Usumacinta to the KAB 101 location	197 " Platform: Which criteria was used to determine the position of the Platform"	ok	X												
185				4.15_Factible entrada_CCPM-204 2007 P.C..pdf	Letter from Central company to Pemex informing that the arrival of the Usumacinta Rig is feasible	40	ok	X												
186				4.16_Seguro_Aprobación_MatthewsDaniel .pdf	Approval of the insurance company for the positioning of the Rig Usumacinta	40	ok	X												
187				4.17_Minuta Abordo con capitanes de Barco Superintendentes.pdf	Minute of the meeting of the captains for the monouvers to positioning the Usumacinta Rig	40	ok	X												
188				4.18_Reporte inspeccion mat ABS.pdf	Report of the Mat inspection performed by ABS	77 "Maintenance: Structural Analisys	ok para el Mat					X	X							
189				4.19_Reporte de posicionamiento final.pdf	Geomarex Final Report of the Usumacinta positioning	40	ok	X			X									
190				4.20_Proc 223-2100-OP-211-0268.pdf	Procedure to move Rig to an structure with production wells	61	ok				X							X		
191				4.21_Proc 200-28320-OP-117-0001.pdf	Procedure for ships positioning in the Marine Platform area of the Campeche Sonda in the Gulf of Mexico	61	ok				X							X		
192				4.22_Proc Traslado de Plataformas_PGM-2-09-S07B_Central.pdf	Central procedure for the movement of the Rig	61	ok				X							X		
193				4.23_Meteorological Report.pdf	Meteorological reports from october 18th to october 27th	82	ok	X												
194				4.24_Reporte de Mapeo_01-sept-07GTDH.pdf	Mapping of the bottom of the sea in the location of the KAB-101performed by Oceanografía, S.A de C.V.	198	ok	X												
195				4.25_Reporte de SIOP 21,22,23.pdf	Daily operations report of the Usumacinta 21 to 23 of october	62	ok				X									
196				4.26_Contrato_Usumacinta_Perforadora Central, S.A. 421006828.pdf	Leasing contract between PEMEX and Perforadora Central for the Usumacinta Rig	32	ok											X		
197				4.27_Seguro de Riesgo Ambiental.pdf	Environmental Risk Isurance	35	ok	X										X		
				01_inciso 41 Battelle (FOLDER)																
198				01_inciso 41 Battelle.pdf	Historical Investment analysis in the Southeast Marine Region	41 "Budget and resourses: Documents of the budget requirements, and final budgets for operation, maintenance, safety, training and integrity management for the Marine Zone on the last five years"	Incomplete. We need a more specific description of all the items											X		
				02_inciso 77 Battelle (FOLDER)																
199				00_inciso 77 Battelle.pdf	Plot plans of the Rig	50 " Design: Plot plan for each level and general view"	Incomplete		X	X										
200				01_inciso 77 Battelle.pdf	ABS Class Survey Report of the Rig	124 "Records: Inspections"	ok		X	X								X		
				03_inciso 106 Battelle (FOLDER)																
201				03_inciso 106 Battelle.pdf	GEOMAREX report of the positioning of the Usumacinta	40	ok	X												

COLOR CHART

Color	Meaning
Yellow	DATE THAT PEMEX DELIVERED THE INFORMATION AND CD NAME
Green	FOLDER (S) IN THE CD
Blue	RELEVANT INFORMATION
Red	INFORMATION NOT DELIVERED OR INCOMPPLETE

No.	Date delivered by PEMEX	Document (s) delivered on	Name or the file or disk	Name of the file or folder	Brief description	Battelle´s point for requesting information	Status of the information delivered by PEMEX	Development Plan, Site, and Permitting	Loading & Design	Construction & As-Built	Operation and/or Function/ Deployment	Condition & Maintenance	Inspection Monitoring, & Control	Threats & Vulnerabilities - Modes & Mechanisms	Manage Change - Longer Term Timeline	Manage Change - During the Event's Timeline	Emergency Management & Response	Organization & Management	External Constraints	Special / Unique Aspects
	DICIEMBRE 14 2007	CD	Contingencia Kab-101 Usumacinta Información entregada a Battelle																	
				Punto 3 (Folder)																
202				1 Tablero de control y seguridad.pdf	Control Panel Document. Includes picture, the detailed description of the equipment and its operation, pressures, temperatures, components, emergency response, and the maintenance reports from march to september 2007 at this equipment	3	ok			X										
				Punto 3A (Folder)																
203				KAB-101 (2).pdf	Squematic description of KAB 101 Control Panel and its conexions with the christmas tree and its valves	3	ok			X										
				Punto 5A (Folder)																
204				3 Valvulas de Seguridad.pdf	Safety valves Staunchness certificate, maintenance reports for the safety valves in March and May 2007 and detailed technical information of these valves from provider catalog	5 "Safety equipment: Systems to manage transitories b y design and to limit pressure via regulators or release valves in the systems that manage fluids"	ok						X							
				Punto 6 (Folder)																
205				KAB 101 - 30 Enero 2006.pdf	Operative test of the safety equipment of the wells and for staunchness of the superficial and sub superficial valves on January 30th 2006	6 "Tests: Tests to the valves of the systems including the history of the hydrotest pre service tests"	ok						X							
206				KAB 101 - 11 ENERO 2007.pdf	Operative test of the safety equipment of the wells and for staunchness of the superficial and sub superficial valves on January 11th 2007	6	ok						X							
207				KAB 101 - 5 JUNIO 2007.pdf	Operative test of the safety equipment of the wells and for staunchness of the superficial and sub superficial valves on June 5th 2007	6	ok						X							
208				KAB 121 - 11ENERO 2007.pdf	Operative test of the safety equipment of the wells and for staunchness of the superficial and sub superficial valves on January 11th 2007	6	ok						X							
209				KAB 121 - 5 JUNIO 2007.pdf	Operative test of the safety equipment of the wells and for staunchness of the superficial and sub superficial valves on June 5th 2007	6	ok						X							
				Punto 12 (folder)																
210				Kab 101 analisis de fluidos.pdf	Fluid Analysis of the well KAB-101 from August 2005 to October 2007	12 "Location: The formation and its implications for the production systems (flow) in terms of pressure, temperature, kinf of products (gas, liquids, as crude, natural gas) quality of these including gas concentration and non desired gases)"	ok						X							
211				Kab 101 con operativas.pdf	Operative conditions fot the KAB 101 from August 2005 to October 2007	12	ok				X									
212				Kab121 Analisis_PVT.pdf	Final report of the Presure, Volume and Temperature analysis performed to samples of the well KAB 121	12	ok				X									
212				Kab 121 cond operativas.pdf	Operative conditions fot the KAB 121 from July 2006 to October 2007	12	ok				X									
213				Kab 121 analisis fluidos.pdf	Fluid Analysis of the well KAB-121 from July 2006 to October 2007	12	ok				X									
				Punto 39 (Folder)																
214				268-38150-SGI-1.4.0.pdf	Procedure to review and validate the Basic Enginery and Infrastructure studies for produce hydrocarbons	39 "Management: Manuals and policies for PEMEX and contractors related with: buying processes, reviews of desing and engieenering, operations and maintenance, safety abandom (before and emergency) planning, budget, preperation and emergency response"	ok											X		
				Punto 45 (Folder)																
215				Diagrama Marino del Ducto.pdf	Chart with location, bottom sea profile and as built of the pipeline conected to the sea pony KAB-101	45 "Location: Marine Diagram of pipelines"	ok	X												
				Punto 46 (Folder)																
216				KAB-101.pdf	Chart Of KAB-101 with geographic coordinates of the location of the sea pony and the wells and production status of each well	46	ok	X												
				Punto 47 (Folder)																
217				TOPOLOGIA.pdf	Modal Dynamic Model of the sea Pony with topology, structural model and description of the nodes	47 "Design: Topology"	ok			X										
				Punto 50 (Folder)																
218				Plot Plan y Vista General.pdf	As built of the Sea Pony with Plot Plan and general view	50	ok			X										
				Punto 51 (Folder)																
219				N-F.32065-00022.pdf	Diagram of pipes and instrumentation of the headers of the wells and gas explorer for Sea Pony KAB-101	51 "Design: Pipelines and instrumentation diagrams (P&Ids)	ok			X										
				Punto 54 (Folder)																
220				N-F.32065-00011A.pdf	Diagram of flow of process of the production wells Sea Pony KAB-101	54	ok				X									
				Punto 61 (Folder)																
221				Proced-Operation IE-PO-OP-003-2007.pdf	Procedure to operate the hydro pneumatic control and safety panel in platforms	61	ok				X									
				Punto 62 (Folder)																
222				1 Tablero de control y seguridad.pdf	Control Panel Document. Includes picture, the detailed description of the equipment and its operation, pressures, temperatures, components, emergency response, and the maintenance reports from march to september 2007 at this equipment	62	ok				X									
223				9 Tapones fusibles.pdf	Safety recommendation for installing fusible tampons in the fire detection system and reports of its installation	62	ok				X									
				Punto 63 (Folder)																
224				A1 Agosto-rpt201-2005.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on August 2005	63	ok				X									
225				A2 September-rpt201-2005.pdf	Daily production of wells including KAB 101on September 2005	63	ok				X									
226				A3 Octubre-rpt201-2005.pdf	Daily production of wells including KAB 101on October 2005	63	ok				X									
227				A4 Noviembre-rpt201-2005.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on November 2005	63	ok				X									
228				A5 Diciembre-rpt201-2005.pdf	Daily production of wells including KAB 101on December 2005	63	ok				X									
229				A6 Enero-rpt201-2006.pdf	Daily production of wells including KAB 101on January 2006	63	ok				X									
230				A7 FEbrero-rpt201-2006.pdf	Daily production of wells including KAB 101on February 2006	63	ok				X									
231				A8 Marzo-rpt201-2006.pdf	Daily production of wells including KAB 101on March 2006	63	ok				X									
232				A9 Abril-rpt201-2006.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on April 2006	63	ok				X									
233				A10 Mayo-rpt201-2006.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on May 2006	63	ok				X									
234				A11 Junio-rpt201-2006.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on June 2006	63	ok				X									
235				A12 Julio-rpt201-2006.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on July 2006	63	ok				X									
236				A13 Agosto-rpt201-2006.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on August 2006	63	ok				X									
237				A14 Septiembre-rpt201-2006.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on September 2006	63	ok				X									
238				A15 Octubre-rpt201-2006.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on October 2006	63	ok				X									
239				A16 Noviembre-rpt201-2006.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on November 2006	63	ok				X									
240				A17 Diciembre-rpt201-2006.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on December 2006	63	ok				X									
241				A18 Enero-rpt201-2007.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on January 2007	63	ok				X									
242				A19 Febrero-rpt201-2007.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on February 2007	63	ok				X									
243				A20 Marzo-rpt201-2007.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on March 2007	63	ok				X									
244				A21Abril-rpt201-2007.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on April 2007	63	ok				X									
245				A22 Mayo-rpt201-2007.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on May 2007	63	ok				X									
246				A23 Junio-rpt201-2007.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on June 2007	63	ok				X									
247				A24 Julio-rpt201-2007.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on July 2007	63	ok				X									
248				A25 August-rpt201-2007.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on August 2007	63	ok				X									
249				A26 Septiembre-rpt201-2007.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on September 2007	63	ok				X									
250				A27 Octubre-rpt201-2006.pdf	Daily production of wells including KAB 101 on October 2007	63	ok				X									
				Punto 64 (Folder)																
251				Balance Materia y Energía Rev.0.pdf	Basic and detailed Engineer Analysis for adding two wells in the platform KAB-101	64	ok				X									
252				Rangos de flujo.pdf	User Bases . Rates of flows for the 2 production step of the well on KAB 101	64	ok				X									
				Punto 67 (Folder)																
253				CURRICULUM VITAE GJOV.pdf	Curriculum Vitae of the Coordinator of the production of wells and facilities of the "Activo Litoral Tabasco"	67	We need all the directive curricula				X							X		
				Punto 68 (Folder)																
254				Enlace Llegada de KAB (gas ocluido).pdf	Gas and residual oil analisys for the product arriving to the KAB	68 "Operations: Solid contaminants, sludges, found in the pipelines"	ok				X		X							
				Punto 70 (Folder)																
255				Programa de Mantto.pdf	Maintenance program for all the off shore facilities, maintenance procedures and description of the equipment subjetc to maintenance	70 "Maintenance: Description maintenance program (Who, when, as)."	ok					X								
				Punto 72 (Folder)																
256				2 Depurador de Gas.pdf	Reports for the maintenance program and actions to the Gas Purifier	72 "Maintenance: Records of the maintenance of critical equipmen"	ok					X								
257				3 Valvulas de seguridad.pdf	Safety valves Staunchness certificate, maintenance reports for the safety valves in March and May 2007 and detailed technical information of these valves from provider catalog	72	ok					X								
258				4 Valvulas de corte SDV.pdf	Shut off valves, reports of installation, tests, technical description of the valves, reports of maintenance	72	ok					X								
259				5 Luces de ayuda a la navegación.pdf	Reports of maintenance and inspection to the navigation support lights	72	ok					X								
				Punto 73 (Folder)																
260				Intervenciones KAB.pdf	Rapairs to the wells on the KAB 101	73 "Maintenance: Records history repairs."	ok					X								
				Punto 77 I (Folder)																
261				AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA FATIGA.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the evaluation under fatigue conditions	77	ok					X	X							
262				AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA O Y T.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the in situ evaluation under operation and storm conditions.	77	ok					X	X							
263				AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA RU.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the evaluation under conditions to resist the waves.	77	ok					X	X							
				Punto 77 II (Folder)																
264				AV-F.31871-1815-31-KAB-101-MC-FAT REV 0.doc	Structural analysis and detail engineering analysis to relocate well KAB-103 in the platform KAB-101. Calculation memory of the fatigue evaluation of the sea pony KAB-101 because the addition of a conductor	77	ok					X	X							
265				AV-F.31871-1815-31-KAB-101-MC-OYT REV 0.doc	Structural analysis and detail engineering analysis to relocate well KAB-103 in the platform KAB-101. Calculation memory of the evaluation for operation and storm of the sea pony KAB-101 because the addition of a conductor	77	ok					X	X							
266				AV-F.31871-1815-31-KAB-101-MC-RU REV 0.doc	Structural analysis and detail engineering analysis to relocate well KAB-103 in the platform KAB-101. Calculation memory of the evaluation last resistance of the sea pony KAB-101 because the addition of a conductor	77	ok					X	X							
				Punto 125 (Folder)																
267				1 Tablero de control y seguridad.pdf	Control Panel Document. Includes picture, the detailed description of the equipment and its operation, pressures, temperatures, components, emergency response, and the maintenance reports from march to september 2007 at this equipment	125	ok					X								
267				3 Valvulas de seguridad.pdf	Safety valves Staunchness certificate, maintenance reports for the safety valves in March and May 2007 and detailed technical information of these valves from provider catalog	125	ok					X								
268				4 Valvulas de corte SDV.pdf	Shut off valves, reports of installation, tests, technical description of the valves, reports of maintenance	125	ok					X								
				Punto 127 (Folder)																
269				4 Valvulas de corte SDV.pdf	Shut off valves, reports of installation, tests, technical description of the valves, reports of maintenance	127 "Safety Systems: Alarms (fire, abnormal and evacuation) Describe shut off systems , which should be operational at all times	ok				X									
270				6 Estacion de paro de emergencia.pdf	Inspection and maintenance report of the emergency shut off station	127	ok				X									
				Punto 128 (Folder)																
271				1 Tablero de control y seguridad.pdf	Control Panel Document. Includes picture, the detailed description of the equipment and its operation, pressures, temperatures, components, emergency response, and the maintenance reports from march to september 2007 at this equipment	128 "Safety systems: Security systems during normal operating conditions (pressure protection devices)"	ok				X		X							
272				3 Valvulas de seguridad.pdf	Safety valves Staunchness certificate, maintenance reports for the safety valves in March and May 2007 and detailed technical information of these valves from provider catalog	128	ok				X		X							
273				4 Valvulas de corte SDV.pdf	Shut off valves, reports of installation, tests, technical description of the valves, reports of maintenance	128	ok				X		X							
				Punto 134 (Folder)																
274				4 Valvulas de corte SDV.pdf	Shut off valves, reports of installation, tests, technical description of the valves, reports of maintenance	134 "Safety systems: Systems an emergency shut off. Description of the system to prevent leakage or to minimize the consequences of a leak, and how to eliminate the potential sources of ignition; shut off critical valves to isolate sections affected platform"	ok				X		X							
				Punto 149 (Folder)																
275				268-38150-SGI-002.pdf	Procedure for Technology change administration	149 "Change administration: Policies and procedures for approving PEP changes to the design basis and major changes"	ok								X					
				Puntos 5 58 72 84 (folder)																
276				2 Depurador de Gas.pdf	Reports for the maintenance program and actions to the Gas Purifier	5 58 "Records: Photographs before the crash of the platform and equipment critic (Tree production, risers, etc..)." 72 84	ok					X								
				Punto 48 49 (Folder)																
277				AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA FATIGA.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the evaluation under fatigue conditions	48 "Design: Height design for waves and forceof them in the area. 49 "Design: Wind Speeds design in the area"	ok													
278				AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA O Y T.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the in situ evaluation under operation and storm conditions.	48 49	ok													
279				AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA RU.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the evaluation under conditions to resist the waves.	48 49	ok													
	DICIEMBRE 14 2007	CD	REQUERIMIENTO DE INFORMACION BATELLE CONTENIDO:PUNTO 23,26,29,,31,34,35,37,38,113,119																	
				Puntos 23,26,29,31,34,35,37,38,113,119 (folder)																
280				Punto 23, 35, 37.pdf	This is a minute and informative note where PEP is answering to Battelle information request. For Battelle's request number 23 "Organizational area responsible for the subcontractors" PEP is informing that Food and of shore hotel services are subcontracted. PEP is commenting that the areas responsible for these services are "Coordinación Habitacionales de Perforación" and this coordination for food and hotels services is given through contract 428217826.PEP IS MISSING THE ORGANIZATION RESPONSIBLE FOR CONTRACTING THE RIG SERVICES Regarding the Battelle's point 26 "Complete Organizational charts of contractors" PEP is adding the organizational chart for the food services company. Regarding the Battelle's point 29 " Organizational structure including owners, directors, internal government and the roles", PEP said they are delivering the Constitutive Letter of the food and hotel company. Regarding the Battelle's point 31 "Copy of all subcontractors' contracts" PEP said they providing a copy of the food and hotel services as well as of the Rig contract. Regarding the Battelle's 34 point "Copy of the TOR´s" PEP is still waiting for the answer for the procurement area in order to provide this information. Regarding the Battelle's 35 point "copy of all the contracts for the contractors and third parties" PEP is informing that they delivered the information required. Regarding the Battelle's 37 point "Copy of any audit to the procedures mentioned before" PEP is still working in this information Regarding the Battelle's 38 point "Description of the safety programs, guidelines, procedures, training programs, internal and third parties audits, incident reports and other safety data" PEP said they are delivering copies of the Annex S (Obligations on Safety, Health and Environmental Protection for the contractors working in PEMEX facilities), copy of the page 8th of the annex B for the sea book and the	23, 35, 37	23 The PEP responsible to contract La Central is missed 35 ok 37 pendent											X		
281				Punto 26.pdf	Letters where the Food and Hotel company are delivering to PEP, copies of the Organizational Chart and the Constitutive Letter of the company.	26 "Organizational structure: Complete and current Organizational charts for the contractors, including names of the responsibles of direction or supervising activities"	ok											X		
282				Point 29.pdf	Copy of the legal documents (Notarizes Public) of the Food and Hotel Services Company " SERVICIOS DE COMISARIATO, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE"	29 "Organizational structure: Organizational chart of the directors of the contractors: ownwers, administration counsel, roles and other gubernamental entities related. General director of the contractor"	ok											X		
283				Point 31.pdf	Copy of contract number 428217826 between PEP and the Food and Hotel Services Company " SERVICIOS DE COMISARIATO, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE"	31	ok											X		
284				Point 34.pdf	Letters of PEP logistic area to Finance area for the Tor´s of the contracts	34 not complete	Not complete											X		
285				Point 38.pdf	Copy of the Annex S and certificates for reliable contractof for the food and hotel services contractor	38 "Contractors: Description of the safety programs of the contractors, including guidelines and procedures, training programs, materials, records and result of internal and second part audits, reports of incidents and any data of the behavior of the safety"	ok											X		
286				Point 113.pdf	List of Food and Hotel services company people on the platform Usumacinta, describing the survivors and the dead people.	113 "Organizational structure: List of all the PEMEX and contractors personnel that were working in the Usumacinta the day of the accident (their activities, tasks, experience, training, years of experience in platforms)	we need their activities, tasks, experience, training, years of experience in platforms											X		
287				Point 119.pdf	List of PEP people with their safety certificates and copies of the certificates. This PEP people were in the USUMACINTA	119 "Management: Training for the PEMEX and contractos personnel to make sure their experience on emergency conditions and for perform their activities during normal, abnormal and emergency events"	The contractors information is missed											X		
	DICIEMBRE 14 2007	CD	REQUERIMIENTO DE INFORMACION BATELLE CONTENIDO:PUNTO 30, 42, 43, 58, 114, 138, 139, 151																	
				Actualización de política y procedimientos 151 (folder)																
288				200.22100-OP-109-0003 PROCEDIMIENTO ELABORACIÓN CRITERIOS, GUIAS PUNTO 15.pdf	This is a procedure to elaborate criteria, guidelines and instructions for the SIASPA in PEP	151 "Description of the process to update guidelines and procedures"	ok											X		
289				202-11300-OP-109-0006 DISCIPLINA OPERATIVA PUNTO 151.pdf	Procedure to developing the Operative Discipline, through 4 steps: Availability of instructions and procedures; quality of the information content in these documents, Communications and understanding of the instructions and procedures and Consistent accomplishment of the instructions and procedures for the personnel of PEP.	151	ok											X		
290				BASES PAR LA ELABORACIÓN Y REGISTRO DE MANUALES DE ORGANIZACIÓN PUNTO 151.pdf	Base for the documentation and registration of manuals of procedures on PEMEX and Subsidiary Organisms	151	ok											X		
291				PG-NO-OP-001-2007 PROCEDIMIENTO PARA ELABORAR PROCEDIMINETOS PUNTO 151.pdf	Procedure to elaborate procedures, establishing the requirements and the sequence of activities that has to be followed in the elaboration, revision and authorization of procedures and work instructive	151	ok											X		
				Analisis de Riesgo 139 y 58 (Folder)																
292				AR SEA PONY KAB 101.doc	Risk analysis verification, drawings and tables for the Sea PONY KAB 101	139 "Management of Risk Model: Recent reports postulations of risks, risk conditions identify, mitigation actions,identify, mitigation projects started"	ok							X			X			
293				HAZOP KAB 101.doc	Results of an HAZOP audit and recomendations for the KAB 101	139	ok							X			X			
294				Reporte fotográfico KAB-101.doc	Pictures of the KAB 101 before the aacident	58 "Records: Pictures before the accident of the platform and critical equipment (Production tree, risers, etc)"	ok					X								
				Auditorias 42 (Folder)																
295				Seguimiento Kab-101, Yum-2B y Yum-401 2006.pfd	Report if industrial and environmental audits for the Kab-101, Yum "b and Yum 401. 2006 documents it was reported that of 12 industrial problems, 9 were correcteda and 3 environmental were pendent.	42 "Documents of any audit of internal or external safety for marine region of PEP	ok						X							
				Organización SSIPAC 30 y 114 (Folder)																
296				DIRECTORIO PROT. CIVIL PEMEX PUNTOS 30 Y 114.pdf	Directory with the data of Civil Protection executives of PEMEX.	30 "Organizational charts, guidelines, industrial safety procedures, Health and Environmental Protection, including functional relationship with DCO"	ok													
297				ESTRUCTURA CENTRAL Y REGIONAL PEMEX PUNTOS 30 Y 114.ppt	Organizational chart of PEMEX obtained from the PEMEX website	30	ok													
298				MANUAL DE ORGANIZACIÓN GSIPAC PUINTOS 30 Y 114.pdf	Organizational manual of Industrial Safety, Environmental Protection and Quality(GSIPAC) Management	114 "Relevant rules, regulations and description of the mechanism to maintain these updated"	ok													
299				MANUAL DE ORGANIZACIÓN UPMP puntos 30 y 114.pdf	Organizational Manual of Drilling Unit and Wells Maintenance, the important section is for contracting third parties in page 154, the job description is generic	114	ok													
300				MANUAL DE ORGANIZACIÓN SSIPAC puntos 30 y 114.pdf	Otganizational Manual for Subdirection of Industrial Safety, Enviromental protection and Quality (SSIPAC)	114	ok													
301				ORGANIGRAMA PEMEX PUNTOS 30 Y 114.jpg	Image with a general PEMEX Organizational Chart	30	ok													
302				ORGANIZACIÓN SSIPAC puntos 30 t 114.ppt	Organizational charts of SSIPAC with pictures of the personnel	30	ok													
				PRE enlace y satélites 43																
303				PRE_ENLACE-LITORAL.PDF	EMERGENCY PLAN FOR ACTIVO LITORAL TABASCO, include fire, leak of gaas and oild, the management of the emergency, abandom of a platform, personnel responsible to manage the emergency	43 "Information of the levels of direction of the two platforms and safety and emergency direction functions for the marine zone of PEP"	ok													
				Videos entrevistas personal Usumacinta 138																
304				Entrevistas a Antonio Montero Hernandez Carlos Blas Cortazar Fernando Cervera Ramírez Juan A. Palafox Navarrete Julio César López Mediterraneo Lepoldo CuarentaGarcía Nicolas Flores Loubet Rodolfo Reyes Popo Teodocio Rueda de Leon Reyes	Interviews for Usumacinta personnel that was delivered to us before. There is a written transcription of these performed by Julio Aysa.	138 "Interviews. Pemex and contractors that was present or that offered a testimony to PEMEX team after the accident"	ok													
	DICIEMBRE 19 2007	CD	Oficio de fecha 19/Dic/2007 Puntos 3,50,51,54,58,59,63,73,74,75,76,77,78,80,84,86,124																	
305				RV: Información compl_solicitante pto3 (archvi KAB-101 (2).pdf)	Draft of the KAB 101 and pipeline conections	77	ok			X										
306				INFORMACION PUNTO 59	Mail informing that the date of instalation of KAB 101 was April 22nd 1994	59 "Contractor and date of construction of the platform"	ok			X	X				X					
307				RV: Información pto. 58 y 84	Pictures of the KAB 101 before the accident, some repairs	58 84 "Records: Pictures of the platform, production tree, individual valves, raisers, etc."	ok			X		X			X					
308				RV: información solicitante pto. 63 (1).msg	Production records 2005 to 2007	63 "production records"	ok				X									
309				RV: Información pto. 74 (File 74_REGRISTRO DE EVIDENCIAS DE DAÑOS.pdf)	Reports with previous damage to KAB 101	74 "Records of evidence of previous damage"	ok					X								
310				RV: Información pto. 75, , 76, 124 , 78, 86 (File 75_76_124_78_86REGISTROS E HIST DE INSP.pdf)	Inspection to different elements of KAB-101 , findings and maintenance actions for correcting the findings in the period of 20 to 30 august 2002	75 "Maintenance, presence of fatigues, crakes,SCC, etc" 76 "Maintenance, History of inspections", 124 "Records, inspections" 78 "Maintenance, Records of growing of damage" 86 "ACR, Failure analysis"	ok					X	X							
311				RV: Informacion pto. 80_parte I (Files Paginas de Sustancias Quimicas (hoja de seg)_1.pdf; Paginas de Sustancias quimicas(hoja de seg)-2.pdf)	Two pdf files with the technical descroption of the inhibitors used for oil pipelines	80 "Maintenance: Corrosion protection program, records of surveliance, use of inhibitors"	ok					X	X							
312				RV: Información pto. 80_parte II (Files: Páginas de Tratamientos de corrosión ductos AILT-2.pdf; Páginas de Tratamientos de corrosión ductos AILT-3.pdf; Páginas de Tratamientos de corrosión ductos AILT-1.pdf)	Three files with the records of the corrosion velocity from february to july 2007 in the production wells of Tabasco Litoral	80	ok						X							
313				RV: Información pto. 80_parte III ((Files: Páginas de Tratamientos de corrosión ductos AILT-4.pdf; Páginas de Tratamientos de corrosión ductos AILT-5.pdf; Páginas de Tratamientos de corrosión ductos AILT-6.pdf)	Three files with the records of the corrosion velocity from March 2006 January 2007 in the production wells of Tabasco Litoral	80	ok						X							
314				RV: Información pto. 80_parte IV (Files: Páginas de Tratamientos de corrosión ductos AILT-8.pdf; Páginas de Tratamientos de corrosión ductos AILT-9.pdf; Páginas de Tratamientos de corrosión ductos AILT-7.pdf)	Three files with the records of the corrosion velocity from March 2006 to August 2006 in the production wells of Tabasco Litoral	80	ok						X							
315				RV: Información pto. 124 (Files: UDS-1.1.pdf; UDC-5.1.pdf; PORTADA.pdf)	Records of the inspection for the wall thickness in the pipelines of the KAB 101 on october 2005	124 "Records: Inspections"	ok						X							
				50 (folder)																
316				Plot Plan y Vista General.pdf	Plot Plan and General view of the KAB-101	50 "Plot Plan for each level and general view"	ok		X	X										
				51 (folder)																
317				N-F.32065-00022.pdf	Pipelines diagrams and instrumentation for the well headers and gas purifier KAB-101	51 "Pipe diagrams and instrumentation (P&Ids)"	ok		X	X										
				54 (folder)																
318				N-F.32065-00011A.pdf	Flow of processes diagrams KAB-101	54 "Simplified diagrams and processes"	ok		X	X										
				73 (folder)																
319				Intervenciones KAB.pdf	Repairs on the KAB 101 since 2004 to 2006 using the Pride Texas and Pride Nebraska (2004)	73 "Records with the repair history"	ok					X								
				77 I (folder)																
320				AV-F32~1.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the evaluation under conditions to resist the waves. (Same as point 255 of this spreadsheet)	77 "Structural Analysis (CNV, DWTT, Tension test)"	ok		X											
321				AV-F32~2.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the in situ evaluation under operation and storm conditions. (Same as point 254 of this spreadsheet)	77	ok		X											
322				AV-F32~3.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the evaluation under fatigue conditions (Same as point 253 of this spreadsheet)	77	ok		X											
				77 II (folder)																
323				AV-F31~1.doc	Structural analysis and detail engineering analysis to relocate well KAB-103 in the platform KAB-101. Calculation memory of the fatigue evaluation of the sea pony KAB-101 because the addition of a conductor (Same as point 256 of this spreadsheet)	77	ok		X											
324				AV-F31~2.doc	Structural analysis and detail engineering analysis to relocate well KAB-103 in the platform KAB-101. Calculation memory of the evaluation last resistance of the sea pony KAB-101 because the addition of a conductor (Same as point 258 of this spreadsheet)	77	ok		X											
325				AV-F31~3.doc	Structural analysis and detail engineering analysis to relocate well KAB-103 in the platform KAB-101. Calculation memory of the evaluation for operation and storm of the sea pony KAB-101 because the addition of a conductor(Same as point 257 of this spreadsheet)	77	ok		X											
	December 27, 2007	CD	Atención de Requerimiento del Battelle Institute; 21-Dic-2007; Puntos 8, 17, 52, 56, 57, 66, 71, 80, 81, 82, 83, 85, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 105, 112, 119 y 147																	
326				Puntos 8, 81, 82, 94, 95, 96, 98, 99, 147.pdf	Weather and sea conditions before de event (October 22), and during the event (October 23). Testimony of sea conditions, weather reports and forecast, waves and ship traffic, from Control Marino during October 22 and 23 (8 pages) Testimony of the rescue facts or survivals from the Usumacinta, from Control Marino (11 pages) Procedure to board and onboard personnel though gangplank and layette - Point 148, instead of 147	8 "Wheater and marine conditions: Sea conditions before, during and after the event, current conditions and environmental contions" 81 "Records: Boats and ships trafic" 82 "Records: Wheater reports" 94 "Atmospheric and marine conditions: How much time the cold front had afected the platform when it failed" 95 "Atmospheric and marine conditions: Maximum wind speed at the moment of the accident" 96 "Atmospheric and marine conditions: Wind direction" 98 "Atmospheric and marine conditions: Wave behavior" 99 "Atmospheric and marine conditions: Waves direction" 147 "Emergency response: Protocols for transgering people from the platform to the ship during emergencies"	ok													
327				RV: Información Punto 17 (File: NO APLICA PORQUE EL SEA PONY ES PATENTE DE DE ATLANTIA CORP.ppt)	1 page mentioning that this point doesn't apply, because the Sea Pony is a Atlantia Corp patent NEEDS TO BE REQUESTED ONCE MORE	17 "Records: Records related with the acceptation of functioning tests, including integrity measures for critical components of KB-101 and Usumacinta Rig"	Se requiere pedir otra vez para el Rig													
328				Punto 52 - SEA PONY ES PATENTE DE ATLANTIA CORP	1 page mentioning that this point doesn't apply, because the Sea Pony is a Atlantia Corp patent NEEDS TO BE REQUESTED ONCE MORE	52 "Desing: Design and specification for redundancy in the structures"	Se requiere pedir otra vez para el Rig													
329				Punto 56 - INCLUIDO EN EL PUNTO 77	1 page mentioning that this point is covered in point 77 NEEDS TO BE REQUESTED ONCE MORE	56 "Design: Detectors of stryctural momentum"	Se requiere pedir otra vez para el Rig													
330				Punto 57	3 files that contain lectures of wall thickness of the KAB-101 well piping; study developed by CONDUX Company on October 31, 2005 Same information that point 317	57 "Design for pipelines and production tree; Age, type of weld, conexions, couples, methods of manufacture,	ok			X		X	X							
331				Punto 60 - SEA PONY ES PATENTE DE ATLANTIA CORP	1 page mentioning that this point doesn't apply, because the Sea Pony is a Atlantia Corp patent NEEDS TO BE REQUESTED ONCE MORE	60 "Records: Pipelines: manufacturers and installation practices"	Se requiere pedir otra vez para el Rig													
332				Punto 66 - INCLUIDO EN EL PUNTO 77	1 page mentioning that this point is covered in point 77 NEEDS TO BE REQUESTED ONCE MORE	66 "Operations: Charge Histories"	Se requiere pedir otra vez para el Rig													
333				Punto 71 - Programa de Mantto	Directory of personnel for the Maintenance Administration System (SAM) - Point 79 2007 Annual Maintenance Program for Offshore Facilities (includes KAB-101 - Sea Pony) - Point 70 and 71	70, 71 "Maintenance: Inspection intervals", 79 "Maintenance: Directive personnel of maintenance, training and qualifications of this personnel, number of employees of PEMEX and contractors"	ok					X						X		
334				Punto 80 - Complemento - GTDH-CMD-SMDS-RMSO-1141-2006	File contains a minute between PEP and IMP to define the responsibilities of the interior protection of the pipelines in the Litoral Tabasco asset.	80	ok					X						X		
335				Punto 83 - MODO DE OPERACIÓN DE LOS POZOS	File contains a brief description of the operation mode of 101 and 121 wells (both are pressure induced by its own force; the regulation is through strangulators installed on the head of the well).	83 "Records: Operation mode of the wells"	ok				X									
336				Punto 85 - SEA PONY ES PATENTE DE ATLANTIA CORP	1 page mentioning that this point doesn't apply, because the Sea Pony is a Atlantia Corp patent NEEDS TO BE REQUESTED ONCE MORE	85	We need to request again													
337				Punto 105 - PRE-ENLACE SATELITES JULIO2007	Emergency Response Procedure for the Litoral Tabasco Asset	13, 105 "Procedures: Procedures for shut off, and start to a condition subsequent abnormal", 141 "Emergency Response: Objectives, strategy, procedures" 227 "Emergency Response: Contingency managment"	ok										X	X		
338				Punto 112 - MEDIDAS PARA CONTROLAR Y MONITOREAR EL FLUJO DE PRODUCTO Y PREVENIR PERDIDAS DE PRODUCTO	File contains a brief description of the control measures and monitoring system of the KAB-101 well.	112 "Organizational Structure: Measures to control and monitor the flow of product and prevent loss product"	ok				X									
339				Punto 119 - Entrenamiento personal PEMEX	File contains testimony of PEMEX personnel attending training on Emergency Response and Handling hazardous substances; Dates, before and after the October 23 incident	119 "Management: Training for the PEMEX and contractos personnel to make sure their experience on emergency conditions and for perform their activities during normal, abnormal and emergency events"	ok										X	X		
	December 27, 2007	CD	Atención de Requerimiento del Battelle Institute; 26-Dic-2007; Puntos 60,79,86 y 101																	
340				RV Información pto 60.msg	1 page mentioning that this point doesn't apply, because the Sea Pony is a Atlantia Corp patent NEEDS TO BE REQUESTED ONCE MORE	60 "Records: Pipelines: manufacturers and installation practices"	Require again													
341				RV Información pto 79.msg	1 page mentioning that this point doesn't apply, because the Sea Pony is a Atlantia Corp patent NEEDS TO BE REQUESTED ONCE MORE	79 "Maintenance: Directive personnel of maintenance,	Require again													

COLOR CHART

DATE THAT PIMES DELIVERED THE INFORMATION AND CD NAME
FOLDER (S) IN THE CD
RELEVANT INFORMATION
INFORMATION NOT DELIVERED OR INCOMPLETE

No.	Date Delivered by PEMES	Document CD delivered on	Name or file or disk	Name of the file or folder	Brief description	Bubble x point for requested information	Share of the information delivered by PEMES	Background Plan, Site, and Permitting	Leading & Design	Construction & As-Built	Operation and/or Function Deployment	Condition & Maintenance	Inspection, Monitoring, & Control	Threats & Vulnerabilities, Risks & Mechanisms	Manage Change Longer Term Timeline	Manage Change During the Event's Timeline	Emergency Preparedness & Response	Organization & Management	External Constraints	General / Unique Aspects
300				RP- Informacijski pic- 50.mpg	Site and pictures that describe corrective maintenance practices to the KAB-101 platform. Maintenance to the well piping and framing, and structure for alignments - July 29, 2007, replacement of the well piping and framing. The KAB-101 platform, sailing for the control panel, maintenance program to install a fire wall (shield) on the KAB-101 platform, sailing for the control panel, maintenance to chain and cage. INFORMATION DOESN'T MATCH TO POINT 66, IT MAKES A BETTER MATCH WITH POINT 73	73												
300				RV- planos de Kab 101.mpg	AutoCAD drawings of KAB-101 (projection of the new well 101, with the existing 102 and 103) AutoCAD drawings of construction details to install a 24" ascending pipeline from KAB-101 to Eclavo Platform (13,50 Km.) INFORMATION DOESN'T MATCH WITH POINT 101, IT MAKES A BETTER MATCH WITH POINT 48, 51	48 51					X X								
	January 15th 2008	CD																		
	January 15th 2008	CD	CD No.5- Respuesta a requerimientos de Bulletin Enviado 1 CD y 1 DD Personal																	
301				RP_GEOTEC_FINAL KAB 103.pdf	Geotechnical survey report for the sea bottom at the KAB-101, Sailors S.A. de C.V. and Aeroflota S.A. de C.V. (temporary). October, 1995.	48		X												
301				RP_TEC_FINAL KAB 103.pdf	Geotechnical survey for the exploratory location of the KAB-101 oil field, Aeroflota S.A. de C.V. company. May 15 and 16, 1995.	48														
302				Informe.pdf	Report of the KAB-101 conditions on October 15, 21 and 31 (after the incidents) responsable of the report is PEP Perforacion and Maintenance of Wells of the SW Operation Unit (United Operations Sonsoles U.O.S.U) of the Marine Division.	48							X							
303				Diario.xls	Daily pressure report of both KAB-101 and KAB-121, during October. It states 2 actions to close both well 101 and well 121 because of the incidents. The closure on Oct. 23 during the incident. PEMEX Decision first settlement for PEP SW Marine Region.						X									
	January 15th 2008	CD	CD No. 1 ANEXO - BATTELLE																	
	Road 2007 (Folder)																			
307				Portal 1- Manual Operador.pdf	Usumacinta Rig Operator Manual (in Sabine IV), Spanish version, for Houston Offshore International, Inc. Sailboats Hull 4239	48					X									
						1														
						2														
						3														

COLOR CHART

Brian Lewis

Color	Meaning
Yellow	DATE THAT PEMEX DELIVERED THE INFORMATION AND CD NAME
Green	FOLDER (S) IN THE CD
Blue	RELEVANT INFORMATION
Red	INFORMATION NOT DELIVERED OR INCOMPPLETE

No.	Date delivered by PEMEX	Document (s) delivered on	Name or the file or disk	Name of the file or folder	Brief description	Battelle´s point for requesting information	Status of the information delivered by PEMEX	Development Plan, Site, and Permitting	Loading & Design	Construction & As-Built	Operation and/or Function/ Deployment	Condition & Maintenance	Inspection Monitoring, & Control	Threats & Vulnerabilities - Modes & Mechanisms	Manage Change - Longer Term Timeline	Manage Change - During the Event's Timeline	Emergency Management & Response	Organization & Management	External Constraints	Special / Unique Aspects
461				PUNTO 32.pdf	Contract of Services Sercomsa	32 "Contractors: Copies of contracts between Pemex and all entities involved in the platforms, as well as any third-party contractor to see performance expectations created with the contractors."	ok											X		
462				PUNTO 87 ACR USUMACINTA PREELIMINAR.pdf	Written report of PEP ACR Usumacinta (Type BETA)	87 "RCA: Reports writings of the investigation of the accident by Pemex"	ok											X		
463				PUNTO 102.pdf	Weather conditions, reports of Control Marino department	102 "Records: Time Line. Story of the chain of events related by PEMEX (wheatear conditions)"												X		
464				PUNTO 115.pdf	Sercomsa Safety Certifications of their people	115 "Management: Specific requirements of safety, work environmental and environmental protection"	ok											X		
465				PUNTO 143.pdf	Annex S for SERCOMSA Obligations of Security, safety and environment protection of suppliers that make activities on facilities of PEMEX	143 "Emergency response: Clothing and personal protective equipment (normal operation, abnormal operation, abandonment)"											X			
466				PUNTO 155.pdf	Report of chage of shifts Sercomsa	155 "Personnel: Summary of personnel changes in the supervision and administration of both Pemex and the contractors for all activities of the two platforms"												X		
467				PUNTO 156.pdf	Report of chage of shifts Sercomsa	155												X		
				Point 36 (folder)																
468				200-27200-PA-102 (2).pdf	Administrative Procedures for national and international public bidding for works and services related to the same	36 "Copies of procedures related to the requirements of recruitment"	ok											X		
469				200-27200-PA-102.pdf	Administrative Procedures for national and international public bidding for works and services related to the same	36	ok											X		
470				200-27200-PA-103 (1).pdf	Administrative proceedings for the assessment of economic proposals of public works and services related to the same	36	ok											X		
471				200-27200-PA-103.pdf	Administrative proceedings for the assessment of economic proposals of public works and services related to the same	36	ok											X		
472				200-72000-PA-002.pdf	Administrative proceedings for the formulation and receive requests for hiring acquisitions, leases or services of any kind	36	ok											X		
473				200-72000-PA-003.pdf	Administrative Procedures for the recruitment of acquisitions, leases or services of any kind, through public bidding	36	ok											X		
474				200-72000-PA-004.pdf	Administrative Procedures for the recruitment of acquisitions, leases or services of any kind, by invitation to at least three people	36	ok											X		
475				200-72000-PA-005.pdf	Administrative Procedures for the recruitment of acquisitions, leases or services of any kind, through direct award	36	ok											X		
476				200-72000-PA-006.pdf	Administrative Procedures for the execution of contracts for acquisitions, leases or services of any kind	36	ok											X		
477				200-72000-PA-007.pdf	Administrative Procedures for the administration of contracts for acquisitions, leases or services of any kind	36	ok											X		
478				pa-081.pdf	Administrative Procedures for inviting at least three people (acquisition of non buiding properties)	36	ok											X		
479				pa-082.pdf	Administrative Procedures for inviting at least three people for public works and services related to the same	36	ok											X		
480				pa-089.pdf	Administrative Procedures for inviting at least three persons for the provision of any nature	36	ok											X		
				Point 152 (folder)																
481				Entrenamiento staff 152.pdf	SSPA training programme for line engineers and people on command	152 "Management of Change: Description of the process to train the staff on the new policies and procedures"	ok											X		
482				TEMAS CURSO SSPA 1 Y SSPA 2 152.pdf	Topics of the courses SSPa1 and SSPA2	152	ok											X		
483				TEMAS CURSO SSPA 1 Y SSPA 2 152.ppt	Topics of the courses SSPa1 and SSPA2	152														
	January 11th 2008	CD	PEP Gerencia de Perfo y Mantto Pozos 100108 PEP-SRMSO-GPE-002-2008																	
				Punto 27.- ORGANIGRAMA DE LA COMPAÑÍA (Folder)																
484				PUNTO 27- ORGANIGRAMA.PDF	Organizational chart and roles and responsabilities Central Company	26, 27 "Organizational structure: Organizational charts of contractors valid in the last 3 years"	ok											X		
				Punto 141.- OBJETIVOS, ESTRATEGIA, PROCEDIMIENTOS (Folder)																
485				Punto 141.1.- PRE (PEP).pdf	Emergency Response Procedure of PEP (CLAVE: PRE-UPMP-DM-001-07)	141	ok										X			
486				Punto 141.- PRE COMPAÑÍA.pdf	Emergency Response Procedure of Central Company	141	ok										X			
				Punto 142.- REPORTES (Folder)																
487				Punto 142.- REPORTES EVALUACIÓN-ACCIONES DE SEGUIMIENTO.pdf	2007 Program for evacuation drills, inspections and test to Usumacinta equipment	142 "Emergency response: Available reports, evaluation reports, recomended tracking actions, implementation condition"	ok					X	X				X			
				Punto 143.- EQUIPO PROTEC PERSONAL																
488				Punto 143.- ROPA Y EPP-_Cia.pdf	List of central clothes and personal emergency protection equipment	143	ok										X			
				PEP-SRMSO-003-2008 (Folder)																
489				RV pto 53.msg AV-F.32065 1815-31-BD-REV 0.pdf	Desing Bases for the Platform KAB-101 :Basic and detailed engineering because the adition of 2 wells to the sea pony platform KAB 101 and technical support in the revisión of engineering performed for other companies" This includes the name of the company that built the KAB-101.	53 "Design: Desing standars used (API and others)"	ok													
490				RV Información solicitante pto 55.msg	No file attached	55 "Design: location of critical equipment"	not provided													
491				RV información de pto 69.msg	No file attached	69 "Operation: Mode of operation and activity at the moment of the accident. Times table if they were drilling and when they started"	not provided													
492				RV Información pto 109.msg	No file attached	109 "Platforms: Specifications, manufacturer, date of manufacture, date of instalation, periods of maintenance recomended for the manufacturer, list of critical parts recommended, operations parameters maximum and mininum recommended (pressure, temperature,, vibration, monitoring control type"	not provided		X	X										
493				RV información de pto 111.msg	PEP sent an email saying that information delivered on point 30 " Organizational Structure: Organizational charts, policies, procedures related with HSE for marine zone, including functional relation with DCO"	111	ok											X		
494				RV infromación pto 122_ parte I.msg UDC1.1.pdf	Wall thickness meassures and memory calculation well thickness of the conductor on KAB-101	122 "Records: Replacement of the equipment"	ok					X	X							
495				RV infromación pto 122_ parte I.msg UDC5.1.pdf	Wall thickness meassures and memory calculation well thickness of the process lines on KAB-101	122	ok					X	X							
496				RV infromación pto 122_ parte I.msg PORTADA.pdf	Wall thickness criteria and measures report on KAB-101	122	ok						X							
497				RV infromación pto 122_ parte II.msg Depurador de Gas.pdf	Maintenance to the gas depurator on KAB-101	122	ok					X	X							
498				RV infromación pto 122_ parte II.msg 3 Válvulas de seguridad.pdf	2006 test of the staunchness of the safety valve for the gas depurator	122	ok					X	X							
499				RV infromación pto 122_ parte II.msg 4 Válvulas de corte SDV.pdf	Instalation of the emergency shut off (shut) system in 2006 and automatization of the system infebruary of 2007	122	ok					X	X							
500				RV infromación pto 122_ parte II.msg 5 Luces de ayuda a la navegación.pdf	Instalation of ligths for supporting the navigation on KAB-101	122	ok					X	X							
501				RV infromación pto 126_ parte I.msg UDC1.1.pdf	Wall thickness meassures and memory calculation well thickness of the conductor on KAB-101	126 "Records: Repairs"	ok					X								
502				RV infromación pto 126_ parte I.msg UDC5.1.pdf	Wall thickness meassures and memory calculation well thickness of the process lines on KAB-101	126	ok					X								
503				RV infromación pto 126_ parte I.msg PORTADA.pdf	Wall thickness criteria and measures report on KAB-101	126	ok					X								
504				RV infromación pto 126_ parte II.msg 2 Depurador de Gas.pdf	Maintenance to the gas depurator on KAB-101	126	ok					X								
505				RV infromación pto 126_ parte II.msg 3 Válvulas de seguridad.pdf	2006 test of the staunchness of the safety valve for the gas depurator	126	ok					X								
506				RV infromación pto 126_ parte II.msg 4 Válvulas de corte SDV.pdf	Instalation of the emergency shut off (shut) system in 2006 and automatization of the system infebruary of 2007	126	ok					X								
507				RV infromación pto 126_ parte II.msg 5 Luces de ayuda a la navegación.pdf	Instalation of ligths for supporting the navigation on KAB-101	126	ok					X								
508				RV información de pto 129.msg 3 Válvulas de seguridad.pdf	2006 test of the staunchness of the safety valve for the gas depurator	129 "Safety Systems: Control systems during the normal conditions of operations (SCADA, monitoring, etc)"	ok				X	X								
509				RV información de pto 129.msg 4 Válvulas de corte SDV.pdf	Instalation of the emergency shut off (shut) system in 2006 and automatization of the system infebruary of 2007	129	ok													
510				RV información de pto 129.msg 1 Tablero de Control y seguridad.pdf	Purcharse order with the detailed description of the control safety panel and work orders to install it in the KAB 101	129	ok													
511				RV información pto 150.msg NI-NORMAS DE DISEÑO DE PLATAFORMAS FIJAS.pdf	Norms to design fixed platforms. Includes the designer company of the KAB 101	150 "Management of Change: Results od any revision of the base of the design performed in the last 10 years"	ok								X					
512				RV información pto 153.msg listas de asistencia.pdf	List of people that participate in interviews regarding their knowledge on policies and principles	153 "Management of change: Documentation of the training on policies and procedures"	ok								X					
	January 14th 2008	CD																		
				BATTELLE OFICIO PEP-SRMSO-044-2008 (Folder)																
				BATTELLE-OFICIO PEP-SCSM-GL-20-2008, 08 DE ENERO DE 2008 (Folder)																
513				PAG_200.pdf	List of people in a meeting for takin decitions inthe movement in the Usumacinta from Sinan C to KAB 101	40	ok											X		
514				PAG_198.pdf	Report of daily services of boats 2006	No aplica	No aplica													
515				REQ_SOLICITADOS POR BATTELLE MEMORIAL INSTITUTE.pdf	Dayly operation reports of different ships and rigs including Usumacinta on the month of october 2007	81 "Records: Trafic of ships and boats"	ok				X									
516				CEDULA ESCANEADA DEL OFICIO PEP-SCSM-GL--.pdf	Reports of the las two movements of the platforms Usumacinta, Grijalva, Carolina, Colorado, Leonard Jones and the ships moving this Rigs	81	ok				X									
517				puntos 108 y 33.pdf	Letter of PEP explaining the different supports for the point 108 " Procedures: Certificate of availbility to start the drilling that includes the safety revision, check lists of safety previous to the drilling. PEP explains that becuase this is the first time they have an accident like this one the point 33 is not applicable	108; 33 "Contractors: Records of tendencies that exists and RCA performed"	ok				X							X		
	January 17th 2008	CD	PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION COORDINACION DE SERVICIOS MARINOS GERENCIA DE LOGISTICA GRUPO TECNICO DE ANALISIS METEOROLOGICO DATOS METEOROLOGICOS Y OCEANOGRAFICOS REGISTRADOS POR LA ESTACION DE REBOMBEO DURANTE EL 22 Y 23 DE OCTUBRE DEL 2007																	
518				Datos Metoceánicos Rebombeo del 22-23 Oct 2007.xls	Data with wind speed, wind gust, wind direction, air temperature, rel. Humidity, air pressure, Sig Wave Height ft, Mean Zero Cross s, Max Wave Height ft	95, 96, 97, 98, 200, 201	ok										X	X		
	January 17th 2008	CD	Subdirección de la Coordinación de Servicios Marinos Gerencia de Logísitca, SCCASE Coordinación de Control Marino; y posicionamiento Embarcaciones Información del sistema VTMIS Audio 23 Octubre de 2007 Imágenes 22 y 23 Octubre																	
519				23.wav	Voice records from the comunications on October 23 betwwen Usumacinta and Control Marino	123	ok				X									
520				Imagenes Usumacinta.ppt	Images of the Mionitoring System for the Usumacinta made by control Marino	123	ok				X									
	January 18th 2008	CD	REQUERIMIENTO BATTELLE PUNTO 69 OFICIO PEP-SRMSO-GPE- 2008 18 ENE 08																	
521				ANEXO DE OF-GPMPDM-SAF-CG-138-2008.pdf	Letter from Unidad Operativa Litoral Tabasco División inrforming Battelle that PEMEX have not been operating at the moment of the accident then the point 69 of Battelle request did not aply	69	ok				X									
	January 29th 2008	CD	PROCEDIMIENTOS SOLICITADOS POR BATTELLE																	
522				1-Procedimiento_de_Comunicación_Durante_las_Emergencias_en_.pdf	Procedure for communications during emergencies	141	ok										X	X		
523				2-Procedimiento_Plan_de_Abandono_de_Plataformas.pdf	Procedure for Abandom the Platform	141	ok										X	X		
524				3-Procedimiento Hombre al Agua.pdf	Man to Water Procedures	141	ok										X	X		
525				4-Procedimiento_de_Entrenamiento_para_Emergencias.pdf	Procedure for emergency training	119 141,	ok										X	X		
526				5-Procedimientos_para_Uso_del_Equipo_de_Emergencia_en_Plata.pdf	Procedure for using the emergency equipment	119 141	ok										X	X		
527				6-Procedimiento_Plan_de_Contigencias_Fuego_o_Explosión.pdf	Contingency Plan for fire or explosion	141	ok										X	X		
528				7-PROC-Plan contingencia para ácido sulfhidrico.pdf	Contingency Plan for Hydrogen Sulfide	141	ok										X	X		
529				8-Procedimiento_Plan_de_contingencia_para_El_Derrame_de_Hidrocar.pdf	Procedure: Contingency Plan hydrocarbon spill	141	ok										X	X		
530				9-Procedimiento_Plan_de_Accid_por_Colisión_de_Embar_en_el_Equipo.pdf	Plan of accidents by collision of boats in the equipment	141	ok										X	X		
531				10Procedimiento_Plan_de_Accidentes_de_Helicóptero_en_el_Equipo.pdf	Plan of accidents by collision of Helicopter in the equipment	141	ok										X	X		
532				11-Procedimiento_para_Trabajo_en_Espacios_Confinados.pdf	Procedure for work in confined spaces	141	ok										X	X		
533				NRF-003-PEMEX-2000.pdf	Norm NRF-003-PEMEX-2000: Desig and evaluation of Marine Fixed Platforms in the Sonda of Campeche	48, 49, 53	ok		X									X		
534				PG-NO-OP-001-2007.pdf	Procedures to develop procedures and instructive work	151	ok											X		
	February 13th 2008	CD	INF PARA BMI OF.PEP-SRMSO-GPE-008-2008																	
				BATTELLE (Folder)																
				PUNTO 5 (Folder)																
				PRIMER REFORZAMIENTO 2004 (Folder)																
				1 INGENIERIA CIVIL (Folder)																
				1_Memorias (Folder)																
535				AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA FATIGA.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the evaluation under fatigue conditions	77	ok		X											
536				AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA O Y T.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the in situ evaluation under operation and storm conditions.	77	ok		X											
537				AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA RU.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the evaluation under conditions to resist the waves.	77	ok		X											
				2_Reportes (Folder)																
537				AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA FATIGA.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the evaluation under fatigue conditions	77	ok		X											
538				AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA O Y T.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the in situ evaluation under operation and storm conditions.	77	ok		X											
539				AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 MEMORIA RU.pdf	Basic and detailed engineering analysis to add 2 wells to the sea pony platform KAB 101. Calculation memory of the evaluation under conditions to resist the waves.	77	ok		X											
540				reporterecopilacioninformacion.pdf	Report Survey Data and Physical Photo Report of the Sea Pony KAB-101	58	ok		X											
				3_Planosv (Folder)																
541				00193a.pdf	Structural drawings of the Sea Pony KAB-101	1	ok			X										
542				00193b.pdf	General arrangement of additional conductors 2 and 3, cuts and details Sea Pony	1	ok			X										
543				00193c.pdf	Connection of additional conductor C2 to leg by means of clamps, cuts and details Sea Pony	1				X										
544				00194a.pdf	Superstructure Plant of Elevation Sea Pony	1				X										
545				00194b.pdf	Reinforcing of the Superstructure, marine stairs and wharf of the Sea Pony	1	ok			X										
546				00194c.pdf	Settlement grill on the deck, handrails and wall contraincendio, cuts and details of the Sea Pony	1	ok			X										
				4_Requisiciones (Foler)																
547				AV-F.32065-1815-31-MC-REV.0 REQUISICIONES.pdf	Requisition of the Sea Pony	16	Falta mas información											X		
				2 INGENIERIA BASICA (Folder)																
				DOCUMETOS (Folder)																
548				00 LIBRO DE PROYECTO _PORTADA_ Rev. 0.pdf	Book Cover Sheet Project	No aplica														
549				01 ESP. INHIBIDOR CORROSION Rev. 0.pdf	1. Data sheet of corrosion inhibitor. 2. Niple of injection	80	ok				X									
550				02 ESP. AGENTES QUIMICOS Rev. 0.pdf	Specification chemical agents	80	ok				X									
551				3 HOJA DATOS INHIBIDOR CORROSION Rev 0 .xls	Injection system of corrosion inhibitor	80	ok				X									
552				25 HOJA DE DATOS FE-1101 REV 0.pdf	Measurer of flow multiphasic type Sheet of specifications	1	ok			X	X									
553				BALANCE DE MATERIA Y ENERGIA _PORTADA_ Rev. 0.pdf	Balance of matter and energy, cover sheet	No aplica														
554				BALANCE MATERIA Y ENERGIA Rev. 1.xls	Balance of matter and energy	64	ok				X									
555				Cuest-PSV-1500.pdf	Questionnaire safety valves	No aplica														
556				DESCRIPCION DEL PROCESO Rev. 0.pdf	Process Description of the Sea Pony	54	Falta mas información													
557				FILSOFIA KAB-101.pdf	Philosophy production in the Sea Pony	54	Falta mas información													
558				HD-02 FG-1500 REV 0.pdf	Gas Filter	12	ok													
559				HDATOS-FA-1500.pdf	Drawing of the gas depurator	61	ok				X									
560				hdvaseg.pdf	PSV specifications	134	ok													
561				HDVCONR.pdf	Control valves	134	ok													
562				Hoja de especificaciones ga-1500r.pdf	Positive displacement pumps	46				X										
563				PS-IN-F-1812-10-03-03.xls	Presure test to pipelines	76						X								
564				PS-IN-F-1812-10-04-03.pdf	Presure test to pipelines	76	ok					X								
565				Requisicion.pdf	Gas Dapurator Requisition	16	ok											X		
566				VALSEG.pdf	Safety Valve requirements	16	ok											X		
				PLANOS (Folder)																
566				N-F.32065-00020.pdf	Plans general drawings, legends and symbols	54	Falta mas información				X									
567				N-F.32065-00011.pdf	Process flow diagram of producing wells	54	Falta mas información				X									
568				N-F.32065-00011A.pdf	Process flow diagram of producing wells	54	Falta mas información				X									
569				N-F.32065-00021.pdf	Piping and instrumentation diagrams control of the wells	51				X										
570				N-F.32065-00021A.pdf	Piping and instrumentation diagrams control of the wells	51				X										
571				N-F.32065-00021B.pdf	Piping and instrumentation diagrams control of the wells	51				X										
572				N-F.32065-00022.pdf	Piping and instrumentation diagrams control of the wells, Headers and Gas depurator	51				X										
573				N-F.32065 00010A.pdf	Drawing of the location of the equipment on the sea Pony	1				X										
574				N-F.32065 00023DWG.pdf	Piping and instrumentation diagrams for the system to inject the inhibitor	51				X										
				3 TUBERIAS(Folder)																
				1_Planos (Folder)																
575				anEXO B1.doc	File damaged															
576				B-F.32065-1817-0-CB-10.pdf	Line tank FA-1500 to pump GA-1500 / R	51	ok			X										
577				B-F.32065-1817-0-CB-11.pdf	Line of exit of 3 / 4 "filtor FG-1500 to pump GA-1500 / R	51	ok			X										
578				B-F.32065-1817-0-GI-12.pdf	Line of tank FA-1500 to the control panel for controlling the wells	51	ok			X										
579				B-F.32065-1817-0-GI-13.pdf	Settlement safety valve PSV-1500 of tank FA-1500	51				X										
580				B-F.32065-1817-0-P-01.pdf	Pipelines of well to production header	51	ok			X										
581				B-F.32065-1817-0-P-02.pdf	Line interconnection of the header of production to pig trap HR-1100	51	ok			X										
582				B-F.32065-1817-0-P-03.pdf	Pipeline 8"	51	ok			X										
583				B-F.32065-1817-0-P-04.pdf	Pipeline 4"	51	ok			X										
584				B-F.32065-1817-0-P-05.pdf	Line interconnection FA-1500	51	ok			X										
585				B-F.32065-1817-0-P-06.pdf	Line interconnection pumps GA-1500/R	51	ok			X										
586				B-F.32065-1817-0-P-07.pdf	Line interconnection from Header Test to Header of production	51	ok			X										
587				B-F.32065-1817-0-P-08.pdf	Lines from wells to header of test	51	ok			X										
588				B-F.32065-1817-0-P-09.pdf	Test Header to PA-1100	51	ok			X										
589				N-F.32065.18170-0-001(PLG).pdf	Flat general location of pipelines First level elevation 15880 meters	51	ok			X										
				2_Anexos (Folder)																
590				Requisicion_Tuberias.pdf	Requisition of materials to add two wells at KAB-101 in 2005	16	ok											X		
				4 INSTRUMENTACION (Folder)																
				1_Indice de Instrumentos (Folder)																
591				Ind. insttos KAB-101 Portada.xls	Basic engineering and of detail by the addition of 2 wells in the platform is pony KAB-101 and technical attendance in revision of engineerings made by other companies. Index of instrumentation for IMP	51	ok			X										
592				Valvulas de corte.xls	Basic engineering and of detail by the addition of 2 wells in the platform is pony KAB-101 and technical attendance in revision of engineerings made by other companies. Index of instrumentation for IMP	51	ok			X										
				2_Cuestionarios técnicos (Folder)																
593				C tec controlador de nivel.pdf	Basic engineering and of detail by the addition of 2 wells in the platform is pony KAB-101 and technical attendance in revision of engineerings made by other companies. Instrumentation: Level controller format inspection	51							X							
594				C tec indicador de nivel.pdf	Basic engineering and of detail by the addition of 2 wells in the platform is pony KAB-101 and technical attendance in revision of engineerings made by other companies. Instrumentation: Level indicator format inspection	51	ok						X							
595				C tec manometros.pdf	Basic engineering and of detail by the addition of 2 wells in the platform is pony KAB-101 and technical attendance in revision of engineerings made by other companies. Instrumentation: Pressure indicator format inspection	51	ok						X							
596				C tec reguladora de presion.pdf	Basic engineering and of detail by the addition of 2 wells in the platform is pony KAB-101 and technical attendance in revision of engineerings made by other companies. Instrumentation: Valve pressure controller format inspection	51	ok						X							
597				C tec tablero de Control.pdf	Basic engineering and of detail by the addition of 2 wells in the platform is pony KAB-101 and technical attendance in revision of engineerings made by other companies. Instrumentation: Control Panel of wells format inspection	51	ok						X							
598				C tec termometros.pdf	Basic engineering and of detail by the addition of 2 wells in the platform is pony KAB-101 and technical attendance in revision of engineerings made by other companies. Instrumentation: Temperature indicator format inspection	51	ok						X							
599				C tec valvula de corte.pdf	Basic engineering and of detail by the addition of 2 wells in the platform is pony KAB-101 and technical attendance in revision of engineerings made by other companies. Instrumentation: Cut valve format inspection	51	ok						X							
600				C tec valvula de nivel.pdf	Basic engineering and of detail by the addition of 2 wells in the platform is pony KAB-101 and technical attendance in revision of engineerings made by other companies. Instrumentation: Control valve format inspection	51	ok						X							
				3_Hojas de especificación (Folder)																
601				Esp controlador de nivel.pdf	Sheet specification instruments level (Level Controller	51	ok						X							
602				Esp indicador de nivel.pdf	Sheet specification instruments level (indicator type float / magnetic)	51	ok						X							
603				Esp manometro.pdf	Sheet specification pressure indicators manometers	51	ok						X							
604				Esp reguladora de presion.pdf	Control Valve	51	ok						X							
605				Esp tablero de control de pozos.pdf	Hydropneumatic panel of security and well control (tc-1100)	51	ok						X							
606				Esp termometro.pdf	Bimetal Thermometers	51	ok						X							
607				Esp valvula de corte.pdf	Cut valves	51	ok						X							
608				Esp valvula de nivel.pdf	Level Valve	51	ok						X							
				4_Requisiciones (Folder)																
609				Req Ctrl de Nivel 908.pdf	Requisition of controller of pneumatic level	16	ok											X		
610				Req Ind Nivel 907.pdf	Requisition of level magnetic floating type of external camera	16	ok											X		
611				Req Manometros 903.pdf	Requisition of pressure gauge type bourdon	16	ok											X		
612				Req Mat Instal Insttos 1140.pdf	Requisition of material for installing instruments.	16	ok											X		
613				Req Mat Mec Cond señales 1155.pdf	Requisition of mechanical material for conduction of signals	16	ok											X		
614				Req Tablero de Control 910.pdf	Requisition of control panel hybrid type of security and well control	16	ok											X		
615				Req Termometros 900.pdf	Requisition of thermometers	16	ok											X		
616				Req Valvula de corte 909.pdf	Requisition of cut valve	16	ok											X		
617				Req Valvulas de Nivel 902.pdf	Requisition of control valves	16	ok											X		
618				Req Valvulas Reguladoras 906.pdf	Requisition of valve pressure controller	16	ok											X		
				5_Planos (Folder)																
619				Req Ctrl de Nivel 908.pdf	Requisition of controller of pneumatic level	3	ok		X											
620				Req Ind Nivel 907.pdf	Requisition of level magnetic floating type of external camera	3	ok		X											
621				Req Manometros 903.pdf	Requisition of pressure gauge type bourdon	3	ok		X											
622				Req Mat Instal Insttos 1140.pdf	Requisition of material for installing instruments.	3	ok		X											
623				Req Mat Mec Cond señales 1155.pdf	Requisition of mechanical material for conduction of signals	3	ok		X											
624				Req Tablero de Control 910.pdf	Requisition of control panel hybrid type of security and well control	3	ok		X											
625				Req Termometros 900.pdf	Requisition of thermometers	3	ok		X											
626				Req Valvula de corte 909.pdf	Requisition of cut valve	3	ok		X											
627				Req Valvulas de Nivel 902.pdf	Requisition of control valves	3	ok		X											
628				Req Valvulas Reguladoras 906.pdf	Requisition of valve pressure controller	3	ok		X											
				6_ANEXXES (Folder)																
629				Anexo A F.32065 Insttos.pdf	Annex A with the List of drawings of KAB-101 for the contract between IMP and PEMEX	51	ok		X											
630				ANEXO B1 F.32065 Insttos.pdf	Annex B with the List of intrumentation of KAB-101 for the contract between IMP and PEMEX	51	ok		X											
631				ANEXO C F.32065 Insttos.pdf	Annex C with the List of intrumentation of KAB-101 for the contract between IMP and PEMEX	51	ok		X											
				5 SISTEMAS DE SEGURIDAD (Folder)																
				1_Memorias																
632				AV-F.32065-1814-11-MC-S-001 REV.0.pdf	Fire Protection infraestructure	132	ok										X			
				2_Especificaciones																
633				AV-F.32065-1814-11-ESP-S-001 REV.0 .pdf	Desig of emergency and safety signals	92	ok										X			
634				F.32065-H-202-PF1.pdf	Fire Protection infraestructure (water system for controling fire)	92	ok										X			
				3_Planos (Folder)																
635				N-F.32065-1814-11-002.pdf	Location of safety and evacuation signals on the first level of Sea Pony KAB 101	92	ok										X			
636				N-F.32065-1814-11-003.pdf	File damaged															
637				N-F.32065-1814-11-S-001.pdf	Symbology of the safety and fire protection systmem	92	ok										X			
638				N-F.32065-1814-11-S-004.pdf	Drawing with wells and equipment location on KAB-101	92	ok										X			
639				N-F.32065-1814-11-S-005.pdf	Typical installation of a gauge on pneumatic network of pluge fuse Sea Platform KAB-101	92	ok										X			
640				N-F.32065-1814-11-S-006.pdf	DTI water system for the fire protection system	92	ok										X			
641				N-F.32065-1814-11-S-007.pdf	Detail of the installation fo the pneumatic network of pluge fuse	92	ok										X			
642				N-F.32065-1814-11-S-008.pdf	Details of installing water monitor fire Platform KAB-101	92	ok										X			
643				N-F.32065-1814-11-S-009.pdf	Location of water network for fire protection system	92	ok										X			
				6 BASES DE DISEÑO (Folder)																
644				AV-F.32065 1815-31-BD-REV 0.pdf	Desing Bases for the Platform KAB-101 :Basic and detailed engineering because the adition of 2 wells to the sea pony platform KAB 101 and technical support in the revisión of engineering performed for other companies"	53	ok		X											
				7 ANNEXES (Folder)																
				A (Folder)																
645				AV-F.32065 1815-31-ANEXO A.pdf	Annex A with the List of drawings of KAB-101 for the contract between IMP and PEMEX	51			X											
				B. (Folder)																
646				AV-F.32065 1815-31-ANEXO B.pdf	Annex B with the List of general specifications of KAB-101 for the contract between IMP and PEMEX	51			X											
				B1 (Folder)																
647				AV-F.32065 1815-31-ANEXO B-1.pdf	Annex B1 with the List of particular specifications of KAB-101 for the contract between IMP and PEMEX	51			X											
				C (Folder)																
648				AV-F.32065-31-ANEXO C.pdf	Concept relationship and quantities of work for Expression of unit price and total amount of Proposition	51			X											
				SEGUNDO REFORZAMIENTO 2007 (Folder)																
				1.Bases de evalución (Folder)																
649				AV-F.31871-1815-31-KAB-101-BAS-EVAL REV. 0.doc	Structural analysis and detailed engineering for the relocation of the well KAB-103 on the platform KAB-101 Bases of evaluation of the platform Sea pony kab-101 by the addition of a conductor	77	ok		X											
				3. Reportes técnicos (Folder)																
				3.1 Operación y tormenta (Folder)																
650				AV-F31~2.DOC	Structural analysis and detailed engineering for the relocation of the well KAB-103 on the platform KAB-101 Technical report of the evaluation by operation and storm of the platform is pony kab-101 by the addition of a conductor	51			X											
				3.2 Resistencia última (Folder)																
651				AV-F31~2.DOC	Structural analysis and detailed engineering for the relocation of the well KAB-103 on the platform KAB-101 Technical Report of the evaluation ultimate strength of the platform SEA PONY KAB-101 by the addition of one conductor	51			X											
				3.3 Fatiga (Folder)																
652				AV-F.31871-1815-31-KAB-101-RT-FAT REV 0.doc	Structural analysis and detailed engineering for the relocation of the well KAB-103 on the platform KAB-101 Technical Report of the evaluation by fatigue of the platform SEA PONY KAB-101 by the addition of one conductor	51			X											
				3.4 Reporte fotográfico del levantamiento (Folder)																
653				AV-F31~2.DOC	Structural analysis and detailed engineering for the relocation of the well KAB-103 on the platform KAB-101 Report of activities of the physical and photographic survey	51			X											
				4. Memoria de cálculo (Folder)																
				4.1 Operación y tormenta (Folder)																
654				AV-F31~2.DOC	Structural analysis and detailed engineering for the relocation of the well KAB-103 on the platform KAB-101 Memory of calculation of the evaluation by operation and storm of the platform is pony kab-101 by the addition of a conductor	51			X											
				4.2 Resistencia última (Folder)																
655				AV-F31~2.DOC	Structural analysis and detailed engineering for the relocation of the well KAB-103 on the platform KAB-101 Memory of calculation of the evaluation ultimate strength of the platform SEA PONY KAB-101 by the addition of one conductor	51			X											
				4.3 Fatiga (Folder)																
656				AV-F.31871-1815-31-KAB-101-MC-FAT REV 0.doc	Structural analysis and detailed engineering for the relocation of the well KAB-103 on the platform KAB-101 Memory of calculation of the evaluation by fatigue of the platform SEA PONY KAB-101 by the addition of one conductor	51			X											
				PUNTO 8 (Folder)																
656				5.3.-DIAGRAMA DE TUBERIAS DE POZO KAB-121.pdf	Diagram of the Well pipelines	57	ok			X										
				PUNTO 10 (Folder)																
657				01_02_03_04_05_MPF_atencion solicitud 8.pdf	Information about the quantity of liquids and gas leaked in the accident, and composition of the gas and fluis of the well 121	167	ok				X									
658				Kab121 Analisis_PVT.pdf	Fluis Analyisis of KAB-121, pressure, temperature, volume, composition	64	ok				X									
657				Kab 101 analisis fluidos.pdf	Fluid analysis KAB-101	64	ok				X									
658				Kab 121 analisis fluidos.pdf	Fluid analysis KAB-121	64	ok				X									
				PUNTO 11 (Folder)																
659				00_Reporte de Mapeo_01-sept-07_GTDH.pdf	Mapping of the bottom of the sea in the location of the KAB-101performed by Oceanografía, S.A de C.V. september 2007	198	ok	X												
660				01_MAPEO LECHO MARINO KAB-101_26oct07.pdf	Mapping of the bottom of the sea in the location of the KAB-101performed by Oceanografía, S.A de C.V. 26 october 2007	198	ok	X												

COLOR CHART

- Yellow: DATE THAT PEMEX DELIVERED THE INFORMATION AND CD NAME
- Green: FOLDER (S) IN THE CD
- Blue: RELEVANT INFORMATION
- Red: INFORMATION NOT DELIVERED OR INCOMPLETE

No.	Date delivered by PEMEX	Document (s) delivered on	Name or the file or disk	Name of the file or folder	Brief description	Battelle´s point for requesting information	Status of the information delivered by PEMEX	Development Plan, Site, and Permitting	Loading & Design	Construction & As-Built	Operation and/or Function/ Deployment	Condition & Maintenance	Inspection Monitoring, & Control	Threats & Vulnerabilities - Modes & Mechanisms	Manage Change - Longer Term Timeline	Manage Change - During the Event's Timeline	Emergency Management & Response	Organization & Management	External Constraints	Special / Unique Aspects
659				01A_SSS-KAB-101-1_26oct07.JPG	Picture of the mapping of the bottom of the sea in the location of the KAB-101	198	ok	x												
660				01B_SSS-KAB-101-2_26oct07.JPG	Picture of the final position of the Mat of the Usumacinta in the location of the KAB-101 october 26th 2007	198	ok	x												
661				01C_SSS-KAB-101-3_26oct07.JPG	Picture of the final position of the Mat of the Usumacinta in the location of the KAB-101 october 26th 2007	198	ok	x												
	February 20th 2008	CD	BATTELLE SOL 1, REQ137 Y 146, SOL 11, REQ8																	
661				Kab 101 cond operativas.pdf	Operative conditions Well KAB-101 from 2005 until october 25th 2007	64	ok				x									
662				Kab 121 cond operativas.pdf	Operative conditions Well KAB-121 from 2005 until october 25th 2007	64	ok				x									
663				PEP-SCSM-GL-226-2008.pdf	Ships attended the emergency on October 23th, list of contracts for this ships and the procedures to call this ships in case of emergency: "Procedure for fire or gas leak in a platform or ship" "Procedure in case of sinking vessel or aircraft"	146	ok										x			
	February 29th 2008	CD	INF PARA BMI OF.PEP-SRMSO-GPE-008-2008																	
				PEP-SRMSO-GPE-010-2008 (Folder)																
				Anexo C (Folder)																
664				Seguro MatthewsDaniel.pdf	Report of acceptance from Matthews Saniel to position the Usumacinta over the Sea Pony KAB-101 location	40	ok											x		
				Anexo D (Folder)																
665				PLANO PRINCIPAL DE ELEVACIONES.dwg	Drawings of principal elevations KAB-101	1	ok		x											
666				PLANTA Y DETALLES DE JUNTAS DE SUBESTRUCTURAS.dwg	Drawings of plant and joint details of sub structures of KAB-101	1	ok		x											
				ESTUDIO GEOTECNICO (Sub Folder)																
667				PLANO PRINCIPAL DE ELEVACIONES.dwg	Geotechnical study of the bottom of the sea perfomed in 1990 in order to installe the Sea Pony	198	ok	x												
				Anexo E (Folder)																
668				DOMINO KAB-101.pdf	Diagram of installation of the Sea Pony KAB -101 and coordiantes of the three conductors (KAB-101, 121 and 103)	46	ok		x											
				Anexo F (Folder)																
669				Punto 4.13.- MAPEO EN KAB-101.dwg	Mapping of KAB-101	198	ok	x												
670				Punto 4.13.- Simulación.pdf	Drawing with the final position of the Rig over the Sea Pony called "simulation"	198		x												
				Anexo G (Folder)																
671				Punto 4.3.- ANALISIS DE RIESGO.pdf	Environmental Risk Report	139	ok											x		
				Anexo H (Folder)																
672				PROCEDIMIENTO DE ACTUACION DE LA VALVULA DE TORMENTA.pdf	One page describing the closing of the storm valve	61	incomplete				x									
				Anexo I (Folder)																
673				3_Valvulas_de_seguridad.pdf	Hermeticity safety valve certification	76	ok						x							
674				KAB_101_-_5_JUNIO_2007.pdf	Hermeticity test for the SSV and SSSV for Well KAB-101, June 5th 2007	76	ok						x							
675				KAB_101_-_11_ENERO_2007.pdf	Hermeticity test for the SSV and SSSV for Well KAB-101, January 11th 2007	76	ok						x							
676				KAB_101_-_30_ENERO_2006.pdf	Hermeticity test for the SSV and SSSV for Well KAB-101, January 30th 2006	76	ok						x							
677				KAB_121_-_5_JUNIO_2007.pdf	Hermeticity test for the SSV and SSSV for Well KAB-121, June 5th 2007	76	ok						x							
678				KAB_121_-_11_ENERO_2007.pdf	Hermeticity test for the SSV and SSSV for Well KAB-121, January 11th 2007	76	ok						x							
679				NOTA_INFORMATIVA_VÁLVULAS_DE_TORMENTA_KAB(29-oct-07).pdf	Informative note from Pedro Silva to Carlos Morales regarding the hermeticity tests performed to the SSV and SSSV on october 29th 2007	76	ok						x							
	March 6th 2008	CD	PEP-SRMSO-GPE-011-2008																	
				PEP-SRMSO-GPE-011-2008 (Folder)																
				PERSONAL RESCATADO (Folder)																
680				1._RELACION_PERSONAL_USUMACINTA.pdf	List of all the Usumacinta (PEMEX, Central, Sercomsa, etc) personnel rescued and deceased	113	ok											x		
681				2._PERSONAL_DE_PEMEX.pdf	List of PEMEX personnel rescued and deceased	113	ok											x		
682				3._PERSONAL_PERFORADORA_CENTRAL.pdf	List of Central personnel rescued and deceased	113	ok											x		
683				4._PERSONAL_DE_SERCOMSA.pdf	List of Sercomsa personnel rescued and deceased	113	ok											x		
684				5._PERSONAL_DE_GLOBAL.pdf	List of Global personnel rescued	113	ok											x		
685				10_personal pep en usumacinta,alcances beneficiarios_anexo 5.pdf	Benefits and payments to the relatives of deceaded people	113	ok											x		
				PLANOS (Folder)																
684				CONDUX-D-450-LS-9100 DUCTO ASCENDENTE KAB-101_Blanco.pdf	Constructive details of ascending pipeline in Platform KAB-101	3	ok		x											
685				ELEVACIONES_Blanco.pdf	Superstructure plant in elevation, general notes, cuts and details KAB-101	1	ok		x											
686				PLANTA ELEVACION LECHO MARINO_Blanco.pdf	Plants and details of Sub estructure joints KAB-101	1	ok		x											
687				VISTAS LATERALES_Blanco.pdf	Lateral views of the KAB-101 structure	1	ok		x											
				PEP-SRMSO-UCG-189-2008 (Folder)																
686				Nota Informativa Plataforma AE Usumacinta.pdf	Informative note from the diver's survey performed to the bottom of the sea around the Usumacinta Mat, October 29th 2007	121	ok						x							
	March 10th 2008	CD	PEP-SRMSO-GPE-011-2008																	
				PEP-SRMSO-GPE-012-2008 (Folder)																
				SOLICITUD 21 INCISO 1 Y 2 (Folder)																
				Presentación GPE-SPSO-Batelle (Folder)																
687				Funciones SPSO.pdf	Operations programs for 2008	62	ok				x									
				SOLICITUD 21 INCISO 3 (Folder)																
688				14 sept 07.pdf	Minute of the meeting for review the wells in operation for program changes, September 14th 2007. It was scheduled the arrival of the Pride Mississipi to work on KAB -101 on September 17th 2007 and the Pride Texas on October 29th for KAB -103. Any description of the activities in both cases	71							x							
689				21 sept 07.pdf	Minute of the meeting for review the wells in operation for program changes, September 21st 2007. It was scheduled the arrival of the Pride Mississipi to work on KAB -101 on September 17th 2007 and the Pride Texas on October 29th for KAB -103. Any description of the activities in both cases	71							x							
690				28 sep 07.pdf	Minute of the meeting for review the wells in operation for program changes, September 28th 2007. It was scheduled the arrival of the Pride Mississipi to work on KAB -101 on September 17th 2007 but it was moved to Catarell and the Pride Texas on October 29th for KAB -103. Any description of the activities in both cases	71							x							
691				5 oct 07.pdf	Minute of the meeting for review the wells in operation for program changes, October 5th 2007. Suddenly, the Usumacinta was schedule to work on KAB -103 on October 29th. Any description of the activities	71							x							
692				19 oct 07.pdf	Minute of the meeting for review the wells in operation for program changes, October 19h 2007. Movement of the Usumacint from Sinan C to KAB -101. Any description of the activities	71							x							
693				26 oct 07.pdf	Minute of the meeting for review the wells in operation for program changes, October 26th 2007.	71							x							
				Evidencia de programacion de anomalia en Kab 121																
694				POT_IV_2007.pdf	Chart with the schedule for the work over on KAB -121 for communication on annular space	76							x							
				Revisión semanal de producción																
				07 Julio (Folder)																
695				BRPDD03072k7-02.pdf	Compliance with the monthly production programme, 3th of July 2007	63					x									
696				BRPDD10072k7-01.pdf	Compliance with the monthly production programme, 10th July of 2007	63					x									
697				BRPDD16072k7-02.pdf	Compliance with the monthly production programme, 17th of July 2007	63					x									
698				BRPDD23072k7-01.pdf	Compliance with the monthly production programme, 24th of July 2007	63					x									
699				BRPDD30072k7-00.pdf	Compliance with the monthly production programme, 31st of July 2007	63					x									
				08 Agosto (Folder)																
700				BRPDD06082k7-01.pdf	Compliance with the monthly production programme, 7th of August 2007	63					x									
701				BRPDD13082k7-01.pdf	Compliance with the monthly production programme, 14th of August 2007	63					x									
702				BRPDD20082k7-01.pdf	Compliance with the monthly production programme, 21st of August 2007	63					x									
703				BRPDD28082k7-03.pdf	Compliance with the monthly production programme, 28th of August 2007	63					x									
				09 Septiembre (Folder)																
704				BRPDD02102k7-final.pdf	Compliance with the monthly production programme, 2nd of October 2007	63					x									
705				BRPDD10092k7-02.pdf	Compliance with the monthly production programme, 11th of Septiembre 2007	63					x									
706				BRPDD18092k7-02.pdf	Compliance with the monthly production programme, 18th of Septiembre 2007	63					x									
707				BRPDD25092k7-02.pdf	Compliance with the monthly production programme, 25th of Septiembre 2007	63					x									
				10 Octubre (Folder)																
708				BRPDD09102k7-001.pdf	Compliance with the monthly production programme, 9th of October 2007	63					x									
709				BRPDD16102k7-001.pdf	Compliance with the monthly production programme, 16th of October 2007	63					x									
710				BRPDD22102k7-002.pdf	Compliance with the monthly production programme, 23rd of October 2007	63					x									
711				BRPDD29102k7-002.pdf	Compliance with the monthly production programme, 25th of Septiembre 2007	63					x									
				11 Noviembre (Folder)																
712				BRPDD05112k7-001.pdf	Compliance with the monthly production programme, 6th of November 2007	63					x									
713				BRPDD13112k7-001.pdf	Compliance with the monthly production programme, 13th of November 2007	63					x									
714				BRPDD20112k7-002.pdf	Compliance with the monthly production programme, 20th of November 2007	63					x									
715				BRPDD25112k7-001.pdf	Compliance with the monthly production programme, 27th of November 2007	63					x									
				12 Diciembre (Folder)																
716				BRPDD03122k7-001.pdf	Compliance with the monthly production programme, 4th of December 2007	63					x									
717				BRPDD11122k7-003.pdf	Compliance with the monthly production programme, 11th of December 2007	63					x									
718				BRPDD18122k7-001.pdf	Compliance with the monthly production programme, 18th of December 2007	63					x									
719				BRPDD26122k7-001.pdf	Compliance with the monthly production programme, 26th of December 2007	63					x									
	March 13th 2008	CD	PEP-SRMSO-GPE-013-2008																	
720				PEP-SCSM-GL-367-2008.ACUSE.PDF	Contracts supporting the Helicopters Services	31												x		
	March 13th 2008	CD	PEP-SRMSO-GPE-014-2008 13 ENERO 2008																	
721				Punto 1.- MANUAL DE OPERACIÓN_PLAT_USUMACINTA.pdf	Operation Manual of the Usumacinta Rig	109					x									
722				ANEXO.pdf	Answers to the diferent questions of Battelle regarding to: - Which activities were suspended during the storm? - Where the can holes filled? - Data of the deep of the foot print of different Mat Rigs on KAB-101 - Drawings of the Usumacinta on CAD -	92	ok													
723				SSIPAC-NORMA-064-2008.pdf	List of documents requested by Battelle.	92	ok													
724				INDICE.pdf	Index of documents requested by Battelle.		ok													
725				ANEXO 1.pdf	List of the equipment to detect H_2S	92	ok										x			
726				ANEXO 2.pdf	Minute of the approval of the equipment installed at 100% on C-Sinan, including model, trademark, photos and drawings of equipment location	92	ok										x			
727				ANEXO 3.pdf	Report daily operation of Vallen prior to the instruction to leave the Rig	92	ok										x			
728				ANEXO 4.pdf	Document requesting the instruction to remove the Vallen staff from the Rig	92	ok										x			
729				ANEXO 5.pdf	Request for interviews with Vallen staff	92	ok										x			
730				ANEXO 6.pdf	Pictures of sensors and alarms on the Rig	92	ok										x			
731				ANEXO 7.pdf	Copy of scheduled maintenance and calibration of electrical equipment that was on the Rig during the last two periods	92	ok										x			
732				ANEXO 8.pdf	Last audit of the emrgency response equipment	92	ok										x			
733				ANEXO 9.pdf	Records of the last safety training to the Usumacinta staff	92	ok										x			
	March 13th 2008	CD	PEP-SRMSO-GPE-015-2008 11 ENERO 2008																	
734				OFICIO GPMPDM-SAF-CG-507-2008pdf.pdf	Explanation of mechanical state before and after intervention to control the well 121 Design and as built drawings of the SSSV	121	ok										x			
	April 1st. 2008	CD	PEP-SRMSO-GPE-0020-2008 CD1																	
735				acta 659_TOMO I.pdf	Pictures of the Usumacinta on November 25th, 2007	84	ok								x			x		
736				acta 659_TOMO II.pdf	Pictures of the Usumacinta on November 25th, 2007	84	ok								x			x		
737				acta 659_TOMO III.pdf	Pictures of the Usumacinta on November 25th, 2007	84	ok								x			x		
738				acta 660.pdf	Pictures of the Usumacinta on November 25th, 2007	84	ok								x			x		
	April 1st. 2008	CD	PEP-SRMSO-GPE-0020-2008 CD2																	
739				detalle de operación diaria kb 101.pdf	Detailed daily operation of KAB - 101 July-August 1993	1	ok			x					x			x		
740				detalles de operación diaria kab 101 (2).pdf	Detailed daily operation for installing the Sea Pony on KAB - 101 April 1994		ok								x			x		
	April 2nd 2008	CD	DVD CONTROL FUGA VICTOR RAGA																	
				PEP-SRMSO-GPE-012-2008 (Folder)																
741				VIDEO_TS	DVD control of the leak KAB-121	121	ok						x							
	April 3th 2008	CD																		
				JUNTA CON ROGELIO MORANDO (Folder)																
				DISCO Y MANUAL (Folder)																
742				MANUAL PSICOLOGIA DE LA SEGURIDAD.pdf	Handbook of Psychology of Safety	39	ok											x		
				SSIPAC 3 Abril 2008 (Folder)																
743				1SUBDIRECCION DE SEGURIDAD INDUSTRIAL MAEST INGLES ORIGINALppt.ppt	Presentation of the policies, objectives and safety measures on PEP	39	ok											x		
744				2PRESENTACIÓNRMS-ANALISIS ESTRATEGICO 2007.ppt	Strategic Analisys of the Safety Area of PEP	39	ok											x		
745				3Auditoría ASP-ING RMS-CMG.ppt	Management of safety on the processes	39	ok											x		
746				4presentacion_SSPA_2008.swf	Presentation of the Subdirection of Safety, health and environmental protection	39	ok											x		
747				Acciones de reforzamiento en Seguridad-vs1.ppt	Actions to reinforce the safety	39	ok											x		
748				ORGANIZACION SSIPAC 2008 v2.ppt	Organizational chart of the Subdirection of industrial safety, environmental protection and quality	30	ok											x		
749				presentacion_china_RBMS.exe	Video of the PEMEX Safety management	39	ok											x		
750				REFORZAMIENTO PARA EL CONTROL DE CONTRATISTAS DE PEP SSIPAC_4.ppt	Program to improve the safety behavior of the contractors	39	ok											x		
751				SSPA Gpo Dir 19 MARZO 2008.ppt	Report with statistics of the accidents, incidents and tendencies on the facilities of PEP	39	ok											x		
				VISITA AILT (Folder)																
				DISKS (Folder)																
				CAD KAB-101 3ABR08 (Folder)																
752				ANIMACION KAB-101.avi	Video with animation of the approach of the Usumacinta to KAB -101	84	ok				x									
753				CONDUX-D-450-LS-9100 DUCTO ASCENDENTE KAB-101.dwg	Production pipeline attached to KAB -101	3	ok		x											
754				PRINCIPAL.dwg	Drawing of KAB -101	1	ok		x											
755				VISTAS KAB-101.ppt	KAB -101 views	1	ok		x											
				INFORMACION DE EQUIPOS PLAT KAB-101 (Folder)																
756				1 Tablero de control y seguridad.pdf	Control and Safety Panel	3	ok		x											
757				2 Depurador de Gas.pdf	Gas depurator	72	ok					x								
758				3 Valvulas de seguridad.pdf	Test to the safety valves	6	ok						x							
759				4 Valvulas de corte SDV.pdf	Cutting valves procedures	5	ok					x								
760				5 Luces de ayuda a la navegacion.pdf	Reports of maintenance and inspection to the navigation support lights	72	ok					x								
761				6 Estacion de paro de emergencia.pdf	Maintenance to the emergency shut off system	72	ok					x								
762				7 Instrumentos de lineas de llegada.pdf	Maintenace to the instruments of the aarival and exit pipelines	72	ok					x								
763				8 Estranguladores.pdf	Throttle	5	ok				x									
764				9 Tapones fusibles.pdf	Plug fuse maintenance	72	ok					x								
765				indice.pdf	Index of documents delivered in this CD															
766				Programa de Mantto.pdf	2007 Maintenance program for offshore equipments	70	ok					x								
				INFORMACION LITORAL 03 ABRIL (Folder)																
				CONDICIONES OPERATIVAS HISTORIAL DE PRESIONES (Folder)																
767				Kab121 Analisis_PVT.pdf	Three samples of crude from KAB-121 at 6040-6052 m; QC; Fluid survey in a Calgary Lab (Volumes, pressure, type of product, etc.); AGAT Labs Mexicana S.A. de C.V.; April 3, 2007.	104	ok						x							
768				Kab 101 analisis fluidos.pdf	KAB-101 Fluid survey history (form 08/15/2005 to 10/25/2007), PEP- AILT (Pemex Asset)	104							x							
769				Kab 101 cond operativas.pdf	Operation conditions for KAB-101 (pressure and temp) from 08/17/2005 to 10/25/2007; PEP - AILT (Pemex asset)	104	ok						x							
770				Kab 121 analisis fluidos.pdf	KAB-121 Fluid survey history (form 07/23/2005 to 10/25/2007), PEP- AILT (Pemex Asset)	104	ok						x							
771				Kab 121 cond operativas.pdf	Operation conditions for KAB-121 (pressure and temp) from 07/23/2005 to 10/25/2007; PEP - AILT (Pemex asset)	104	ok						x							
772				PEP-SRMSO-AAILT-027-2008.pdf	Control of information delivered by AILT to Battelle															
				CRITERIOS PARA ATENDER ANOMALIAS DE POZOS (Folder)																
773				Matriz-VálvulasdeTormenta.ppt	Risk criteria for repair the SSSV´s and anular space on the AILT wells	71	ok					x	x							
				MOV DE EQUIPOS POT2-2007 (Folder)																
774				POT_II_2007_V3A-DESARROLLO_RMSO_FILTRADO_BD.PDF	Program to finish 103 and repair KAB-121 with the Rigs Texas and Colorado	72	ok					x	x							
				PRESIONES ESPACIO ANULAR Y TP (Folder)																
				PRESIONES 2007 (Folder)																
775				COMPORTAMIENTO KAB-101.ppt	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 from January to October 2007	64	ok				x									
				PRESIONES 2006 (Folder)																
776				Plataf_Kab-101.ppt	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 from January 2006 to January 2007	64	ok				x									
				REPORTE DE PRESIONES OCTUBRE 2007 (Folder)																
777				PRESS- 01-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 1st 2007	64	ok				x									
778				PRESS- 02-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 2nd 2007	64	ok				x									
779				PRESS- 03-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 3th 2007	64	ok				x									
780				PRESS- 04-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 4th 2007	64	ok				x									
781				PRESS- 05-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 5th 2007	64	ok				x									
782				PRESS- 06-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 6th 2007	64	ok				x									
783				PRESS- 07-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 7th 2007	64	ok				x									
784				PRESS- 08-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 8th 2007	64	ok				x									
785				PRESS- 09-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 9th 2007	64	ok				x									
786				PRESS- 10-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 10th 2007	64	ok				x									
787				PRESS- 11-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 11th 2007	64	ok				x									
788				PRESS- 12-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 12th 2007	64	ok				x									
789				PRESS- 13-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 13th 2007	64	ok				x									
790				PRESS- 14-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 14th 2007	64	ok				x									
791				PRESS- 15-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 15th 2007	64	ok				x									
792				PRESS- 16-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 16th 2007	64	ok				x									
793				PRESS- 17-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 17th 2007	64	ok				x									
794				PRESS- 18-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 18th 2007	64	ok				x									
795				PRESS- 19-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 19th 2007	64	ok				x									
796				PRESS- 20-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 20th 2007	64	ok				x									
797				PRESS- 21-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 21st 2007	64	ok				x									
798				PRESS- 22-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 22th 2007	64	ok				x									
799				PRESS- 23-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 23th 2007	64	ok				x									
800				PRESS- 24-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 24th 2007	64	ok				x									
801				PRESS- 25-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 25th 2007	64	ok				x									
802				PRESS- 26-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 26th 2007	64	ok				x									
803				PRESS- 27-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 27th 2007	64	ok				x									
804				PRESS- 28-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 28th 2007	64	ok				x									
805				PRESS- 29-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 29th 2007	64	ok				x									
806				PRESS- 30-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 30th 2007	64	ok				x									
807				PRESS- 31-10-07.xls	Presures and temperatures KAB-101 & KAB-121 October 31st 2007	64	ok				x									
				PemexDocuments-Statistics (Folder)																
808				Datos de Valvs de Torm Kab 121-SupplierDataExistsElsewhere.doc		6	ok						x							
809				falla en valvula de tormenta_08 por campo.ppt	Failures on the SSSV by field on the AILT	2	ok					x								
810				Matriz-VálvulasdeTormenta.ppt	Risk criteria for repair the SSSV´s and anular space on the AILT wells	71	ok					x								
811				VALVULAS DE TORMENTA_rev03marzo2008.ppt	Wells with problems in the SSSV´s and annular space	2	ok					x								
	April 4th 2008	CD		PEP-SRMSO-GPE-0022-2008																
812				clima area Kab 101 18-27 Oct 07.xls	Conditions of the winds and waves on October 23th, 2007	8	ok	x												
813				KAB-101.pdf	Activities for positionig the Usumacinta to the KAB -101	10	ok	x												
	April 4th 2008	CD		PEP-SRMSO-GPE-183-2008																
				SOL14 REQ 9 ANALISIS HISTORICO DE FALLAS EN VALVULAS (Folder)																
814				falla en valvula de tormenta_08 por campo.ppt	Failures on the SSSV by field on the AILT	2	ok					x								
815				VALVULAS DE TORMENTA_rev03marzo2008.ppt	Wells with problems in the SSSV´s and annular space	2	ok					x								
				SOL17 REQ 7 DESCRIP. ESCRITA CUALQUIER REGISTRO DE ACTIVIDADES P (Folder)																
815				POT-4_2007_RMSO_GPE.pdf	Schedule for the Usumacinta to be moved to KAB -101 and his maintenance program	72	ok					x								
	April 8th 2008	CD		PEP-SRMSO-GPE-0025-2008																
816				PROTEXA-PERFILES DEL PUESTO.pdf	Profiles of the positions of Sercomsa personnel on the Usumacinta	28												x		
817				SERCOMSA-14SEP07.pdf	Inspection to the hotel and kitchen facilities performed by Sercomsa people on the Usumacinta	124												x		
818				SERCOMSA-140308.pdf	Letter of Sercomsa informing that in case of emergency they follow the emergency procedures of Central	13											x			
	April 10th 2008	CD		PEP-SRMSO-GPE-0027-2008																
				22-23-24 Oct2007 (Folder)																
819				22 octubre 2007.pdf	Position of Rigs and ships regarding the Wells on October 22nd, 2007	44	ok	x												
820				IMAGENES 23-OCT-2007 VTMIS.pdf	Position of Rigs and ships regarding the Wells on October 23th, 2007	44	ok	x												
821				IMAGENES 24-OCT-2007 VTMIS.pdf	Position of Rigs and ships regarding the Wells on October 23th, 2007	44	ok	x												
				Administración de Cambios (Folder)																
				Requerimiento Batelle (Folder)																
822				Guia para asegurar la com. interna y externa.pdf	Guide to ensure internal and external communication	157	ok											x		
823				Guia para efectuar control op. aspec. amb..pdf	Guide to perform the operational control of significant environmental aspects	115	ok											x		
824				Guia para el control de doctos. y registros.pdf	Guide for checking documents and records	114	ok											x		
825				Guia para ident. y detrm. los req. legales y otros reg..pdf	Guide to identify and determine the legal requirements and other requirements	114	ok											x		
826				Guia Técnica Capacitación y Entrenamiento.pdf	Technical guide for training	118	ok											x		
827				Guia Técnica Entrenamiento y desempeño.pdf	Technical guide for training abd performance	118	ok											x		
828				Guia tecnica para admon. cambios de personal.pdf	Technical Guidelines for management personnel changes	116	ok											x		
829				Guia tecnica para admon. cambios menores.pdf	Technical Guidelines for administration of minor changes	116	ok											x		
830				Guía tecnica para la comunicacion efectiva.pdf	Technical Guidelines for effective communication	157	ok											x		
831				Lista de información enviada para Batelle.pdf	List of information required by Battelle included in the CD															
832				Manual IMAC.pdf	Mechanical Integrity and quality insurance manual	39	ok											x		
833				Manual Sist. de Admon. PEMEX-SSPA.pdf	Manual of the Management System PEMEX-SSPA.	39	ok											x		
834				PG-NO-TC-004-2007 Proced. desarrollar el proc. de DO.pdf	Procedure to developing the Operative Discipline process	114	ok											x		
835				Proc. Admon. del cambio.pdf	Change Administration Process	114	ok											x		
836				Proc. de operación y pract. seguras.pdf	Technical Guide to operating procedures and safe practices	114	ok											x		
837				Proc. elaborar proc. e inst. de trab..pdf	Procedure to elaborate procedures and work instructions	114	ok											x		
				PROCEDIMIENTOS DE ADMINISTRACION DEL CAMBIO (Folder)																
838				CID-NOR-P-AC-0002.pdf	Procedures for the Administration of changes in pipeline transport systems	149	ok											x		
839				PE-PO-TC-001-2007.pdf	Procedure Management of Change of technologies	149	ok											x		
840				PG-TH-MA-001-2007.pdf	Generic procedure for the Management of minor Changes	149	ok											x		
				Audio del VTMIS de Control Marino 23 oct 07 (Folder)																
841				23.wav	Control Marino audio for the event of the 23th of October	102	ok									x				
				INF. PARA BATTELLE SOL.14 REQ. 3 Y 4 (Folder)																
842				KAB-101 ESTRUCTURAL.pdf	Report of the installation of the Sea Pony KAB-101	1	ok			x										
	April 15th 2008	CD		08 04 15 DVDs from Ricardo Palomo and Baudelio Prieto																
				DVD 00 (Folder)																
843				VTS_17_1.VOB	Video of the beam of the Cantiliver when it was transported to Dos Bocas	84	ok					x								
844				VTS_16_1.VOB	Video of the well 121 on fire	84	ok					x								
845				VTS_15_1.VOB	Video of the removal of the Cantiliver beam	84	ok					x								
846				VTS_14_1.VOB	Video of removal of the damaged pipes on the wells of the Sean Pony	84	ok					x								
847				VTS_13_1.VOB	Video of the removal of the transversal Cantiliver beam	84	ok					x								
848				VTS_12_1.VOB	Video of the removal of the rotay deck	84	ok					x								
849				VTS_11_1.VOB	Video of the removal of the drilling tower 1	84	ok					x								
850				VTS_10_1.VOB	Video of the removal of the drilling tower 2	84	ok					x								
851				VTS_09_1.VOB	Video of the removal of the drilling tower 3	84	ok					x								
852				VTS_08_1.VOB	Video of the removal of the drilling tower 4	84	ok					x								
853				VTS_07_1.VOB	Video of the removal of the drilling tower 5	84	ok					x								
854				VTS_06_1.VOB	Video trying to control de fire on KAB-101	84	ok					x								
855				VTS_05_1.VOB	Video trying to get access to the KAB-101 with the KAB-121 leaking	84	ok					x								
856				VTS_04_1.VOB	Video trying to control de fire of the Sea Pony KAB-101	84	ok					x								
857				VTS_03_1.VOB	Video of fire on Sea Pony KAB-101	84	ok					x								
858				VTS_02_1.VOB	Video of firsts arrivals to the Sea Pony after the accident	84	ok					x								
859				VTS_01_1.VOB	Video with a computer animation of the final position of the Cantiliver against the Sea Pony.	84	ok					x								
860				VIDEO_TS.VOB	Video with a computer animation of the final position of the Cantiliver against the Sea Pony.	84	ok					x								
				DVD 01 (Folder)																
861				00-Recorrido Virtual Maqueta Elect.avi	Video with a computer animation of the final position of the Cantiliver against the Sea Pony.	84	ok					x								
862				01-Primeras Incursiones.avi	Video of firsts arrivals to the Sea Pony after the accident	84	ok					x								
863				02-Inicio Primer Incendio.mpg	Video of start of the first fire	84	ok					x								
864				03-Primer Incendio.mpg	Video of first fire	84	ok					x								
865				04-Inspeccion Despues de Fuego.mpg	Video first inspection after the fire	84	ok					x								
866				05-Fuego 3er Incendio Dia.mpg	Video of the third fire	84	ok					x								
867				06-Fuego 3er Incendio Noche.mpg	Video of the third fire o nigth	84	ok					x								
868				07-Lazo Torre.mpg	Video of using a cable for removal the drilling tower	84	ok					x								
869				08-Caida Torre Usumacinta.mpg	Video of the removal of the drilling tower	84	ok					x								
870				09-Retiro de Torre-1.mpg	Video of the removal of the drilling tower 1	84	ok					x								
871				10-Retiro de Torre-2.mpg	Video of the removal of the drilling tower 2	84	ok					x								
872				11-Retiro Piso Perforacion.mpg	Video of the removal of the drilling deck	84	ok					x								
				101MSDCF (Folder)																
873				261 pictures	Actions to control the well 121	84	ok					x								
				DVD 02 (Folder)																
874				12-Retiro Viga Transversal Frontal.MPG	Video with the removal of the transversal beam of the Cantiliver	84	ok					x								
875				13-Retiro de Tuberia y Chatarra del Sea Pony 1.MPG	Video with the removal of the pipes and junk of the Sea Pony KAB-101	84	ok					x								
876				14-Viga Cantiliver.mpg	Video with the removal of the Cantiliver beam	84	ok					x								
877				15-Retiro Viga Cantiliver.mpg	Video with the removal of the Cantiliver beam (nigth)	84	ok					x								
878				16-Viga Cantiliver Recuperada.mpg	Video with the Cantiliver beam recoverd	84	ok					x								
879				17-Retiro Viga Transversal Interior.mpg	Video with the removal of the transversal internal beam of the Cantiliver	84	ok					x								
				DVD 03 (Folder)																
880				18-Retiro de Tuberia y Chatarra del Sea Pony 2.MPG	Video with the removal of pipelines and junk of the Sea Pony (2)	84	ok					x								
881				19-Retiro de Tuberia y Chatarra del Sea Pony 3.mpg	Video with the removal of pipelines and junk of the Sea Pony (3)	84	ok					x								
882				20-Colocacion de Campana Quemador.mpg	Video of placing bell burner	84	ok					x								
883				21-Encendido de Campana Quemador.mpg	Video of Lighting Bell burner	84	ok					x								
884				22-Retiro Pierna Sea Pony.mpg	Video of the removal of the leg of the Sea Pony	84	ok					x								
885				23-Instalacion Cubierta Takin-Sec 1.MPG	Video of the installation of the Takin deck section 1	84	ok					x								
886				24-Instalacion Cubierta Takin-Sec 2.MPG	Video of the installation of the Takin deck section 2	84	ok					x								
887				25-Cubierta Nueva Sea Pony.mpg	Video of the new deck of the Sea Pony	84	ok					x								
888				26-Retiro de Cabezal Pozo Kab-121.mpg	Video of the removal of the header of the well 121	84	ok					x								
889				27-Retiro de Conductor Kab-121.mpg	Video of the removal of the 121 conductor	84	ok					x								
	April 16th 2008	CD		PEP-SRMSO-GPE-0030-2008																
890				DUCTO MARINO.dwg	Marine Pipeline	3	ok			x										
891				VISTA DE LATERAL DE LA PLATAFORMA.dwg	Lateral view of the KAB-101	1	ok			x										
	April 16th 2008	CD		PEP-SRMSO-GPE-0031-2008																
				SOL.6 REQ.6 SOL.17 REQ.1 4 13 15 (Folder)																
				1 (Folder)																
892				00-Recorrido Virtual Maqueta Elect.avi	Electronic model of Usumacinta over the KAB-101	84	ok					x								
				4 (Folder)																
893				3_Valvulas_de_seguridad.pdf	Hermeticity safety valve certification	76	ok						x							
894				07_programa mantenimiento Kab 101.pdf	Maintenance program of KAB-101	70	ok					x								
895				Datos de Valvs de Torm Kab 121.doc	Installation and tests to SSSV	76	ok						x							
896				KAB_101_-_5_JUNIO_2007.pdf	Test to SSSV KAB -101 june 5th 2007	76	ok						x							
897				KAB_101_-_11_ENERO_2007.pdf	Test to SSSV KAB -101 January 11th 2007	76	ok						x							
898				KAB_101_-_30_ENERO_2006.pdf	Test to SSSV KAB -101 January 30th 2007	76	ok						x							
899				KAB_121_-_5_JUNIO_2007.pdf	Test to SSSV KAB -121 June 5th 2007	76	ok						x							
900				KAB_121_-_11_ENERO_2007.pdf	Test to SSSV KAB -121 January 11th 2007	76	ok						x							
901				NOTA_INFORMATIVA_VÁLVULAS_DE_TORMENTA_KAB(29-oct-07).pdf	Informative note from Pedro Silva to Carlos Morales of the tests to the SSSV´s of KAB-101 and KAB-121	76	ok						x							
				15 (Folder)																
902				14-Viga Cantiliver.mpg	Video of the removal of the beam of the cantiliver	84	ok						x							
903				Fotos solicitadas 27 feb 08.ppt	Pictures of the condition of KAB -101 after accident	84	ok						x							
				SOL 6 REQ 6 Y SOL 17 REQ 13 (Folder)																
904				Explicación cifras 81 y 77 personas en Usumacinta.pdf	Explanation of the differences in the number of people on the Usumacinta on 23th October	18	ok											x		
				SOL.17 REQ.2 PRIMERAS INCURSIONES KAB-101																
905				01-Primeras Incursiones.avi	Video with the first images of the leak on the Usumacinta after October 23th	84	ok						x					x		
	April 21st 2008	CD		PEP-SRMSO-GPE-0033-2008																
906				Bitácora Operaciones Diarias_PEERF. CENTRAL.doc	Daily operations Log of the Usumacinta from October 22nd to 23th, 2007	62	ok				x									
907				Bitácora Suppte. Pemex.doc	Superintendent of PEMEX Log	62	ok				x									
908				PEP-SMSM-CSLR-GMI-CT-030-2007.pdf	PEMEX and Oceanografia reports for positioning the Usumacinta on the KAB -101	62	ok				x									
	April 22nd 2008																			
				FOTOS MARINA																
				FOTOS USUMACINTA																
909				37 pictures	Pictures of the Usumacinta taken on October26th, 2007 by the Navy personnel	84	ok					x								
				PICTURES DOS BOCAS																
910				115 pictures	Pictures of the headers of the wells, beams of the Cantiliver and junk of the Sea Pony KAB-101 that were sent to Dos Bocas	84	ok					x								
	April 24th 2008																			
				PROVEEDOR MATERIAL PERFORACION																
911				SurfCat_SPAN_Vetco_2005.pdf	Catalog of completions, materials and equipments for wells from Vetco provider	109	ok			x		x								
	April 30th 2008	CD																		
912				176 pictures	Pictures of the tests performed by Battelle-ABS to the Mandarinas	121							x							
	May 9th 2008			PEP-SRMSO-037-2008																
				SOL 30 REQ 4																
913				SOL 30 REQ 4.pdf	Document of Eliuth Arellano clarifing that the data of presuures that he commented with Battelle are inside normal parameters	63	ok				x									

Anexo L
Factores causales y análisis

Factores causales y análisis

Este anexo proporciona los resultados de nuestro análisis sobre el papel que desempeñó cada uno de los doce factores causales en el incidente. Los resultados se presentan después de una plantilla o guión que primero considera el Ámbito (alcance), el cual está seguido por una subsección sobre Benchmark (Estudio Comparativos), Datos Clave, Información, Observaciones y/o Hechos, cuya síntesis y análisis lógicamente nos lleva a las Tendencias e Implicaciones y después a las Conclusiones. Este anexo desarrolla los detalles de cada factor causal en términos de estos encabezados.

Los resultados de este anexo proporcionan la base para construir y priorizar escenarios factibles de falla y luego poder evaluar dichos escenarios. Las conclusiones para cada factor causal se presentan junto con advertencias cuando sea relevante, en el caso de que este factor se haya visto impactado por cualquier retraso que genere consecuencia, debido a restricciones en el acceso a la información, al hardware o a los sitios.

Brian Lewis

L1: Plan de Desarrollo del Sitio (PDS)

Ámbito

Las consideraciones en un plan de desarrollo del sitio típico se delinearon en el Anexo F1 y se ilustraron ahí a un alto nivel en la Figura F1. Mientras que en general el plan de desarrollo del sitio incluye consideraciones de temas relacionados con la situación y los permisos relevantes a la ubicación inicial de la plataforma de perforación dentro del campo de producción KAB (no la posición de la P.A.E. de perforación en relación a la plataforma fija), ya que PEMEX es una entidad gubernamental y el gobierno típicamente determina o regula sobre dichos temas, es poco probable que el posicionamiento y los permisos hayan sido problemáticos en este caso. En un contexto adecuado a PEMEX, este factor causal menciona lo adecuado del equivalente de PEMEX a un plan de desarrollo del sitio, el cual debe identificar, definir y cuantificar lo siguiente:

- riesgos y peligros que se deben tomar en cuenta en la planeación, administración y respuesta de emergencia,
- amenazas y vulnerabilidades que establecen la base del diseño y determinan las cargas genéricas,
- modos y mecanismos de falla que debe resistir el diseño como está construido,
- operaciones y funciones de los sistemas,
- condición y mantenimiento para asegurar la viabilidad del diseño y de su operación/funcionamiento,
- inspección, monitoreo y sistemas de control para asegurar la operación/funcionamiento por diseño, y
- cambios en los temas de la administración.

Por lo tanto, el ámbito de este factor causal considera lo adecuado del plan de desarrollo en términos de la lista anterior valorada con respecto al campo de producción KAB y a las plataformas de producción que explotará este campo. También incluye las plataformas de perforación y sus sistemas de supervivencia que le dan servicio a las plataformas de producción, que para efectos de este incidente se enfocan en el KAB-101 y sus pozos. Con respecto a la Tabla 1.1 de la Sección 1, este plan de desarrollo debe mencionar por lo menos los aspectos del soporte, los aspectos metaoceánicos, las posibles averías/fallas estructurales o del sistema en respuesta a estas amenazas, y la supervivencia en el caso de que se presenten dichas averías o fallas.

Benchmark, datos clave, información, observaciones y/o hechos

Al iniciar este proyecto se buscó un plan de desarrollo del sito o su equivalente para el campo de producción KAB y KAB-101. En ese momento se hizo notar [(175)] que lo que se estaba denominando un plan de desarrollo del sitio, no se generaba comúnmente como parte del proceso usual de desarrollo de PEMEX. En lugar de ello, se hizo notar que el proceso equivalente para PEMEX se basa en las regulaciones aplicables y en otros protocolos y procedimientos de PEMEX [(v.gr 176-183)], en contraste con el enfoque de

planeación del desarrollo que se emplea, por ejemplo, en los Estados Unidos de América. Siempre y cuando el proceso se base en regulaciones, protocolos y procedimientos factibles, el resultado debe ser similar, llevando a un plan integral de administración de riesgos que sea viable y que incluya "Planeación, Administración y Respuesta a Emergencias" y "Administración del Cambio".

El alcance potencial de dicha documentación para el proceso equivalente de PEMEX fue bastante significativo. Ya que la mayoría de las regulaciones relevantes que especifican protocolos y procedimientos para el desarrollo, se consideraron propiedad de PEMEX, sólo se proporcionó una porción de esta base de datos de referencia para soportar este análisis. La información que soportaba el proceso de desarrollo del sitio que se nos proporcionó subsecuentemente, como respuesta de nuestra solicitud de datos, incluía un rango de documentos específicos de las organizaciones involucradas, así como de PEMEX a nivel corporativo[176-183].

De la información proporcionada, las Referencias 176 y 177 proporcionaron una visión interna muy útil del ámbito de las regulaciones y documentos que se nos proporcionaron. El primer documento se refiere a los aspectos del diseño, mientras que el segundo proporciona una revisión de la infraestructura de PEMEX. Estos documentos indican que los planes de desarrollo de PEMEX se basan en las prácticas comunes en mar adentro que abarcan los conceptos de diseños para esfuerzos operativos, teniendo en cuenta su implementación en términos de otros estándares y normatividades para mar adentro que se incorporan por referencia. Las cargas parecen reflejar las consideraciones usuales en DET. Los reportes que se proporcionan específicamente sobre la plataforma KAB-101 indican que es un diseño de marca registrada de Atlantia [68] que es específico para aplicaciones en aguas poco profundas, y se le conoce como "Sea Pony" (plataforma fija). La plataforma fija Sea Pony es parte de una familia de diseños de marca registrada, que abarca un amplio rango de profundidades de agua y que ha tenido un amplio uso más allá de PEMEX. Existen análisis [187-189] relacionados que documentan la viabilidad de la plataforma fija Sea Pony, incluyendo los efectos de la adición de un tercer conductor para el Pozo 103.

Brian Lee

Tabla L 1. Resultados del lecho marino (resumidos a partir de la Referencia 29)

INFORMACIÓN DEL LECHO MARINO

Basada en la información específica del lecho marino del sitio que se proporcionó para esta ubicación, la estratigrafía del lecho marino se puede generalizar de la siguiente forma:

Estrato	Penetración, pies		Descripción del Lecho Marino
	Desde	Hasta	
I	0	33.5	Arcilla de muy suave a suave
II	33.5	56.8	Arcilla suave
III	56.8	97.1	Arena fina de medianamente densa a muy densa
IV	97.1	126.1	Arcilla firme a rígida

Penetraciones / recomendaciones de la zapata (mejor conocida como mat)

Se realizó un análisis de la penetración del mat basado en los parámetros del lecho marino que se resumen arriba y las dimensiones del mat y las presiones de peso para la plataforma USUMACINTA MODU (Mobile Offshore Drilling Unit – Unidad Móvil de Perforación Marina). Basado en este análisis, se espera que el mat penetre a una profundidad de 1-1 ½'.

No se cree que la socavación sea un problema en esta ubicación; sin embargo, nuestro Asesor Solís nos aconseja que debido a la alta plasticidad de las arcillas superiores, que pueden tener una consistencia de muy suave a suave, después de que el mat ha estado en la ubicación por algún período de tiempo, se desarrollará una fuerza significativa entre el lecho marino y el mat.

Se podría requerir de un inyector a chorro bajo el mat durante la extracción.

Los detalles del diseño de la plataforma fija Sea Pony se han presentado en relieve[102] así como su construcción[102] y los aspectos de los controles de la tubería y del pozo[102], el panel de control[190] , las válvulas críticas (válvula de tormenta ó SSSV [Subsurface Safety Valve – Válvula de Seguridad Subsuperficial] y SSV [Surface Safety Valve – Válvula de Seguridad Superficial[191]] y el Emergency Shutdown System - ESD[192] [Paro de Emergencia]) . Ya que estos componentes se encuentran disponibles comercialmente y se producen para su uso en aplicaciones similares, se puede considerar que su diseño y su respuesta funcional son factibles para el KAB-101. Lo adecuado del soporte es aparente [187-189], de la misma forma que lo es la valoración de los estados del mar [187-189]. La Tabla L1 es una imagen que proporciona un resumen de los datos del lecho marino, como se resume en el reporte de Mathews Daniel [29], que se desarrolló antes de mover la P.A.E. de perforación, que se basa en datos de la valoración del lecho marino [30] de 1990.

Los aspectos del fluido producido se caracterizan adecuadamente para los propósitos presentes [v.gr 58]. La Tabla L2 presenta una medida retrospectiva de las propiedades del fluido producido y algunos aspectos del yacimiento.

Mientras que la tubería de los sistemas de la plataforma fija Sea Pony, son de simple acero al carbono y por lo tanto, pueden ser susceptibles a la corrosión por pérdida de metal, los componentes del pozo hasta su terminado y el árbol de navidad son de acero de alta calidad, y presentan resistencia adecuada a la naturaleza agresiva del fluido que se produce. Aparte de estos detalles, no hay evidencia alguna que indique que la tubería del sistema haya contribuido a este incidente o haya sido causa del mismo. Un aspecto

Brian Lee

importante del fluido que se produce es si desarrolla problemas de parafinas o asfáltenos, a medida que se eleva hacia la superficie. La referencia 193 indica que el yacimiento sí produce asfalteno y por lo tanto, es probable que desarrolle otros sólidos.

El producto que se caracteriza en la Tabla L2 muestra algunos rastros de gas "rico" (a través de la presencia de componentes del etano y del propano), los cuales en una mezcla de gas-líquido, sostendrían un flujo "slug" (dependiendo por supuesto de la presión, el perfil, etc.). Este es un producto volátil que se encendería fácilmente y se quemaría casi por completo si se encendiera.

Tabla L 2. Algunas propiedades del yacimiento y del fluido que se produce (después de la Referencia 58)

Intervalo productor	6040-6052 m
Formación productora	jurásico superior kimmerigdiano
Tipo de muestreo	muestras del fondo
Fecha de muestreo	25 diciembre 2005
Profundidad de muestreo	4500 m
Presión a la profundidad de muestreo	n/a
Temperatura a la profundidad de muestreo	n/a
Presión estática	n/a
Temperatura del yacimiento	160°C (320°F)
Presión de saturación a TY 260	14kg/cm^2, (3700 psi)
Compresibilidad promedio a TY	5.595× 10^{-4}(1 /kg/cm^2)
Expansión térmica de la muestra original	2.537× 10^{-3} 1/°C
Densidad del aceite a Pb	0.5746 g/cm^3
Viscosidad del aceite a Pb	0.3119 mpa.s
Factor volumétrico del aceite a presión de pto de punto de Burbuja	1.9625
Densidad del gas a i ld (libre de humedad)	0.858(aire=1)
Factor volumétrico del gas a i dl	5.727× 10^{-3}
Factor de desviación a i ld	0.8967
Densidad relativa del gas a i ld (libre de humedad y ácido)	0.840(aire=1)
Contenido de CO_2 en el gas a i ld	2.19%(mol%)
Contenido de H_2S en el gas a i ld	0.49 (mol%)
Etano liquido en el gas a i ld	3.5599 gpm
Propano más pesado en el gas a i ld	6.7028 gpm
Densidad del aceite residual	37.24 °API
Expansión térmica del aceite residual	4.136× 10-3 1/°C
Gas en solución de la prueba flash una etapa	255.52 m^3/m^3
Factor volumétrico de formación inicial	1.616

Brian Lee

Se llevó a cabo un estudio de (HAZOP) (Hazard and Operability – Estudio de Peligro (Riesgo) y Operabilidad) para valorar los peligros y amenazas [(84)] operativos y relacionados, los cuales incluyen las acciones que se recomiendan, las cuales presumiblemente se han implementado como adecuadas. Asimismo, se ha llevado a cabo una auditoría de seguridad en la plataforma KAB-101 y en otros activos [(85)] satelitales. Es obvia la consideración de los protocolos y procedimientos de mantenimiento en la forma de las típicas listas de verificación (*"check list"*)[(86)], pero como se hizo mención anteriormente no es claro si estas listas reflejan una comprensión adecuada a priori sobre la naturaleza agresiva del fluido que se produce, o de la resistencia que se requiere de los componentes del pozo y de los sistemas de flujo, para poder manejar este fluido que se produce y que es potencialmente bastante agresivo. Como ya se mencionó, dichos aspectos podrían ser un factor en la fuga o en la continuación de la fuga que se desarrolla en este incidente – al que se debe hacer mención en última instancia.

También se proporcionó un plan general para mencionar los aspectos tecnológicos de la administración del cambio[(89).] Es evidente a partir de este plan, que aunque se tuvo en cuenta a la administración del cambio, el plan no identificó ni mencionó los cambios potenciales en las condiciones del lecho marino, las cuales se pudieron ver afectadas al colocar las dos piezas prefabricadas de la plataforma fija Sea Pony, o al colocar las plataformas de perforación, que subsecuentemente llegaron para darle servicio a esta plataforma. Sin embargo, dichos cambios tienden a no ser reconocidos a nivel mundial, excepto para decir que cuando se usa una P.A.E. de perforación IL (Independent Leg Rig – Plataforma de Perforación de Piernas Independientes), los operadores tratan de usar los mismos orificios cilíndricos (mejor conocidos como "can-holes" por su término en inglés), en visitas subsecuentes de P.A.E. de perforación IL. Cuando las P.A.E. de perforación con mat (zapata) llegan a dichos sitios, la literatura observa que dichas P.A.E. de perforación pueden conectar dichos can-holes [(37)], pero ya que dicha literatura no proporciona advertencias, se podría entender como que los can-holes no son un problema cuando las P.A.E. de perforación con mat, llegan a sitios que ya habían recibido anteriormente los servicios de P.A.E. de perforación IL. Por otro lado, existe alguna evidencia, a la cual no se tiene acceso fácilmente, que indica que la resistencia del soporte se reduce en forma local a dichos can-holes [(12).] Aunque la literatura es limitada, es suficiente para sugerir que este aspecto podría ser causal y se debe considerar subsecuentemente.

El aspecto final de consecuencia concerniente a lo adecuado del enfoque de PEMEX con respecto al desarrollo del sitio, abarca los términos y condiciones (T & Cs) del contrato de PEMEX REMI (renta con mantenimiento incluido), y las regulaciones de PEMEX, que incorporan por referencia. El aspecto preocupante aquí es qué tan adecuado es este enfoque de contratación para administrar los riesgos, asegurar la sobrevivencia del personal, y limitar la exposición del medio ambiente durante los incidentes. Aunque normalmente no es un problema mayor, el plan de desarrollo del sitio para este campo debe administrar las amenazas debido a la naturaleza altamente combustible / explosiva y tóxica del gas asociado producido en este campo de producción y otras amenazas que se observan en la Tabla F1. Un análisis del contrato [(165)] y de las regulaciones y procedimientos relacionados de la unidad [(v.gr 167-173)], indica que estos documentos son suficientes en concepto para mencionar estas preocupaciones, aunque en algunos casos la cobertura puede verse como demasiado genérica.

Brian Lee

Tendencias e implicaciones

Los aspectos relacionados con las amenazas y peligros operativos y funcionales se han mencionado en el diseño, consistentes con las expectativas usuales de un plan de desarrollo del sitio, y por lo tanto, no es probable que impacten el servicio o la funcionalidad del KAB-101. Sin embargo, existen algunos aspectos que aparentemente recibieron consideración nominal en el proceso de desarrollo del sitio de PEMEX, que podrían afectar adversamente el servicio o la funcionalidad del KAB-101. Estos incluyen:

- fluido que se produce caracterizado inadecuadamente durante el desarrollo del sitio, para el cual el ácido sulfhídrico y otros gases ácidos que se forman, crean preocupación por la corrosión agresiva y posible facultad de hacer quebradizo, y que mientras se mencionó con respecto al pozo y su hardware, no se mencionó para la tubería del proceso,
- fluido que se produce caracterizado inadecuadamente durante el desarrollo del sitio, el cual debido a la presencia de componentes altamente combustibles / explosivos y tóxicos en el gas asociado, abre la puerta a amenazas y vulnerabilidades e impone demandas relacionadas a los sistemas de supervivencia, las que a menos de que se hayan mencionado inherentemente en los T & Cs de la contratación de las P.A.E. de perforación, conducen a amenazas potenciales tanto a la vida como al medio ambiente,
- medio ambiente operativo caracterizado inadecuadamente en términos de cargas inducidas por el clima, lo cual contribuiría a cargas y respuestas adversas del soporte, y
- posible necesidad de mencionar la degradación en el soporte y su estabilidad, debido al daño en el lecho marino que se podría acumular con el paso del tiempo.

De estos cuatro aspectos, la historia y la experiencia indican que para PEMEX es común caracterizar tanto las cargas inducidas por el clima o los cambios en las condiciones del lecho marino, ya que se relacionan con los cambios en el apoyo y estabilidad del soporte. En forma bastante simple, estos aspectos no se reconocieron ni se mencionaron ampliamente dentro de la industria, en el marco de tiempo en el que se desarrolló el campo de producción KAB. Sin embargo, aunque no se reconocieron ni se mencionaron ampliamente, ambos factores son factores de primer orden en las fallas previas de los MODU en servicio, como se hace referencia en la Tabla F1, por lo que se puede anticipar que tuvieron peso en el presente incidente. De la misma forma, la amenaza tanto a la vida como al medio ambiente planteada por la explosión, incendio y gas tóxico se reconoce en la Tabla F1, y así se debe mencionar. En este contexto, si se encuentra que cualquiera de los cuatro aspectos citados anteriormente fue causa de este incidente, entonces el plan de desarrollo del sitio podría ser un factor que contribuyó al mismo.

Conclusiones

Los datos necesarios para darle consistencia a este factor causal se nos hicieron disponibles de forma gradual. Los análisis de estos datos indican que el fluido producido se caracterizó inadecuadamente, así como las cargas inducidas por el clima relativas a lo

Brian Lee

que se cuantificó posteriormente en este anexo y en el Anexo N. Más aun, basados en la información que se nos puso a la disposición, existía una necesidad real de valorar la degradación en el soporte, debido al daño en el lecho marino y a otros aspectos que se pueden acumular con el paso del tiempo, así como considerar amenazas y peligros debido a la explosión, incendio y gas tóxico que se podrían desarrollar en el evento de que ocurriera una falla en el soporte. Dichos aspectos son temas de Administración del Cambio y por lo tanto, se hace referencia a ellos bajo ese factor causal.

Evaluados contra los puntos de referencia detallados más adelante en este anexo, se encontró que PEMEX emplea prácticas en la planeación del desarrollo, que difieren en comparación con las que se usan hoy en día en los Estados Unidos de América, pero aun así no son demasiado diferentes si se comparan con las de otras compañías alrededor del mundo. El proceso de PEMEX no caracterizó las cargas específicas del sitio, inducidas metereológicamente, ni mencionó los cambios en las condiciones del lecho marino. En lugar de ello, cuando se requirió información específica del sitio, se uso información de los campos de los alrededores. El proceso que se usó manejó los problemas como se entendían en el momento en que se desarrolló el campo de producción KAB, que no es diferente a los demás lugares de la industria en ese tiempo.

Se encontró que desde que se formuló el plan de desarrollo, los aspectos que se reconocen actualmente como que tuvieron consecuencias en este incidente, han empezado a emerger de algunas partes de la industria, circa 2003. Tales resultados, desarrollados analíticamente como posibles conductores de primer orden para las fallas anteriores de los MODU en servicio[(v.gr 1)], son subyacentes a las amenazas destacadas en la Tabla F1. Si se encuentra que estos aspectos están trabajando relacionados con el factor causal de las cargas y el diseño, y tienen un peso en el presente incidente, entonces se podría encontrar que el plan de desarrollo es un factor que contribuyó a este incidente. De la misma forma, es posible que estos aspectos tengan peso en el presente incidente, a través del factor causal de la condición y mantenimiento, si éste fue inadecuado, ya que el plan de desarrollo falló en reconocer la naturaleza agresiva del fluido que se produce. Si esto ocurre, entonces el plan de desarrollo podría considerarse un factor que contribuyó a este incidente.

Finalmente, mientras que se identificó un plan general para mencionar los aspectos tecnológicos de la administración del cambio, no estaba claro que el alcance de la administración del cambio tomara en cuenta los cambios que el lecho marino sufriría durante la vida útil de la plataforma fija Sea Pony. Si se encuentra que esto tuvo peso en este incidente, entonces se encontraría que el plan de desarrollo sería un factor que contribuyó a dicho incidente.

En resumen, existen diversas formas en las que se podría encontrar que el plan de desarrollo fue un factor que contribuyó al incidente, pero todavía no existe una base para concluir que es un factor causal.

Brian Lee

L2: Carga y Diseño (CyD)

Ámbito

Este factor causal considera el papel de las cargas que desempeñan un posible papel en este incidente en referencia con el soporte, la P.A.E. de perforación y los componentes funcionales de la P.A.E. de perforación y la plataforma fija. Se introducen puntos de referencia como base para valorar las cargas y el diseño relativos a los estándares internacionales o su equivalente. Las cargas que se consideran para el presente incidente incluyen las cargas gravitacionales (cargas muertas) y las cargas externas (cargas vivas), debidas a las condiciones meteorológicas y la función de la plataforma y de la P.A.E. de perforación (v.gr carga variable sobre la P.A.E. de perforación, presión de los sistemas de flujo, las propiedades del fluido que se produce, etc.). El diseño se valora en relación a lo adecuado de la plataforma y de la P.A.E. de perforación, incluyendo su soporte, para resistir estas cargas y funcionar como se espera en el plan de desarrollo del sitio o su equivalente.

Benchmark, datos claves, información, observaciones y/o hechos

Como se comentó en las secciones anteriores, el diseño de las plataformas marinas está basado en la filosofía WSD (Working Stress Design – Diseño para Esfuerzos Operativos), la cual está resumida para dichas aplicaciones en las Reglas de Clase y en las Especificaciones API (American Petroleum Institute – Instituto Norteamericano del Petróleo)[v.gr 27,48], y una serie de otros documentos relevantes, incluyendo: normatividad, especificaciones que cubran los sistemas de ductos, y las estructuras publicadas por fuentes bien conocidas del MMS (Mineral Management Service – Dirección General de Recursos Minerales de E.E.U.U.), la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (SAMI/ANSI) y NACE (National Association of Corrosion Engineers - Asociación Nacional de Ingenieros en Corrosión), en Noruega, Det Norske Veritas (DNV) y Standards Norway (NORSOK), en el Reino Unido (HSE) (Health and Safety Executive - Ejecutivo de Salud y Seguridad), e incluso de tan lejos como Australia (NOPSA) (National Offshore Safety Authority - Autoridad Nacional de Seguridad Marina). Con respecto a los temas marinos y de seguridad también existe un numero de organizaciones que tienden a tener una cobertura mundial, incluyendo IMO (International Maritime Organization – Instituto Marítimo Internacional), SOLAS (International Convention for the Safety of Life at Sea - Convención Internacional para Proteger Vidas Humanas en Alta Mar), la Convención Internacional de 1973 para la Prevención de la Contaminación de Embarcaciones, según fue modificada por el Protocolo de 1978 relacionada con la misma (MARPOL 73/78) (International Convention for the Prevention of Pollution from Ships – Convención para Prevenir la Contaminación por los Buques), y otros.

Para el presente factor causal que trata con cargas y diseño, estos recursos nos llevan a las mejores prácticas internacionales en el mar, tales como el Estándar de Diseño Estructural

NORSOK[1] [(194)] (Standards Norway – Estándares de Noruega). Este estándar especifica los principios y lineamientos generales para el diseño estructural y para la verificación del diseño estructural de las estructuras que soportan la carga, sujetas a acciones predecibles enfocadas a las cargas del medio ambiente, en un marco aplicable a todo tipo de estructuras en el mar, que se usan en las actividades petroleras, incluyendo tanto las estructuras cimentadas en el lecho marino y las estructuras flotantes. Este estándar NORSOK se aplica al diseño de estructuras completas incluyendo subestructuras, estructuras de tablero, cascos de embarcaciones, cimentaciones, sistemas de amarre e instalaciones submarinas. Especifica principios de diseño que se aplican a las etapas sucesivas de la construcción (a saber, la fabricación, transportación e instalación), así como el uso de la estructura durante su vida útil, hasta su abandono y por lo tanto, nos proporciona un punto de comparación/referencia útil contra el cual valorar otros diseños. Además de esta mejor práctica NORSOK para el diseño y las cargas, existe un segundo estándar NORSOK que trata específicamente sobre las estructuras de acero [(195)], el cual es relevante tanto para la plataforma fija Sea Pony, como para la P.A.E. Usumacinta. Existen también varios estándares relevantes para operaciones mar adentro, desarrolladas tanto por API (American Petroleum Institute - Instituto Norteamericano del Petróleo) como por la Organización Internacional de Estándares (ISO), que pueden servir como puntos de referencia para mencionar qué tan adecuados son el diseño y las cargas [(196)]. Otras mejores prácticas internacionales que son relevantes, por ejemplo, las de ASME/ANSI, la NACE y DNV, se encuentran disponibles para tratar fluidos producidos a que sean agresivos y la presión usual, así como las cargas secundarias sobre los sistemas de flujo y los aspectos relacionados con los ductos[(v.gr 197)].

Finalmente, existe mucha literatura que cubre los temas del soporte y de las cargas ejercidas por el medio ambiente, junto con temas de control del pozo, siendo notables en este aspecto HSE y la MMS, como se observó con anterioridad. Por lo menos existe un benchmark que es relevante para las cargas y los requisitos de diseño relacionados para el GdM (Gulf of Mexico - Golfo de México), aunque se enfoca a los Estados Unidos de América – básicamente a la placa continental exterior (OCS) septentrional del Golfo de México [(46)]. Esta guía se desarrolló a partir de una valoración crítica del estado/condición del mar y de los vientos asociados con los huracanes Iván, Katrina y Rita, que se presentaron durante la temporada de huracanes [(37,45)] de 2004 y 2005. Estos análisis se motivaron por el daño que hubo en las operaciones petroleras y de gas en la placa continental exterior, administrada por MMS en la región norte del Golfo de México y condujo a una guía sobre el diseño y las cargas de esa región, incluyendo una guía específica sobre los frentes fríos. Se incluye una guía general para el diseño de plataformas, que a la letra dice:

- Asegurarse de que los diseños de las nuevas estructuras cumplan o se excedan de los criterios que se establecen en el documento adecuado de API, modificado por el Boletín 2INT-DG[(47)],

[1] El sitio de internet de NORSOK abre la puerta a estándares históricos, así como actuales que se han adoptado en la arena petroquímica / mar adentro de Noruega, conteniendo documentos que van desde cargas y diseño hasta la mayoría de los aspectos que comprenden los factores causales genéricos / de alto nivel de Battelle, incluyendo aspectos tales como el financiamiento. Asimismo el sitio de internet de MMS abre la puerta a una perspectiva de los Estados Unidos de América - que en algunos lugares tiende a ser más regulatoria en algunos aspectos y ampliamente descriptiva en otros, en contraposición a proporcionar estándares. El sitio de internet de HSE, que refleja el trabajo efectuado en el Mar del Norte del lado del Reino Unido, es en muchos aspectos similar al sitio de internet de MMS, proporcionando acceso a información sobre tecnología y normatividad más que a estándares. En contraste, otros sitios de internet tienden a estar comparativamente cerrados proporcionando acceso a documentos que están a la venta.

Brian Lee

- Continuar usando los mismos criterios para las fórmulas y diseño que se encuentran en ese documento API, pero substituir las condiciones metaoceánicas derivadas de un estudio válido y específico de un sito, y teniendo en cuenta un margen para que en las estructuras fijas se pueda substituir este margen con los criterios alternativos más severos que cubran vientos, olas, marea, y corrientes que se indican en el Boletín API 2INT-MET [47] o en el Boletín API RP 2A-WSD [v.gr 48]. Adicionalmente se aconseja conducir estudios específicos del sito en cuanto a las condiciones metaoceánicas de conformidad con §9 de la Referencia 47, y
- Asegurarse de que los criterios del diseño para condiciones operativas se deriven de las condiciones de tormentas invernales que se identifican en §17 del Boletín API RP 2A-WSD [48].

Finalmente, los recursos debidos al UK HSE proporcionan una excelente perspectiva de las cargas y otras consideraciones estructurales relativas a JU MODUs [198-201] – (Jack up rig, Mobile Offshore Drilling Unit – Plataforma autoelevable de perforación ó unidad móvil de perforación marina), lo que es aplicable en el Golfo de México, siempre y cuando se interprete a la luz de las diferencias en la severidad de las cargas ambientales sobre la base de un sitio específico.

Con respecto a la plataforma fija Sea Pony de marca registrada, los detalles originales concernientes a las cargas del diseño, su soporte y diseño estructural se valoran en las Referencias 184-186. Con respecto a los benchmark mencionados anteriormente, estas referencias indican la viabilidad de esta estructura y su soporte. También indican la viabilidad de los pozos, sistema de flujo, tuberías y controles – sujetos a los comentarios de la sección anterior sobre los posibles efectos de la corrosión de la tubería. Otra evidencia también apunta hacia la viabilidad de la plataforma fija, en términos de su habilidad para resistir cargas representativas de aquéllas que se podrían desarrollar en los alrededores del campo de producción KAB - notablemente la observación de que la plataforma KAB-101 y una serie de plataformas de producción idénticas satelitales, han sobrevivido muchos años en este medio ambiente desde su construcción. Los datos que apoyan esto se encuentran disponibles en la forma de un análisis [184] que considera el peor escenario del estado del mar local, en términos del periodo de retorno más allá de 100 años y muestra que la respuesta del KAB-101 permanece nominalmente elástica y aparentemente consistente con WSD para estos períodos de retorno significativos.

Los datos proporcionados para el sistema de flujo, la tubería y los controles de la plataforma fija Sea Pony, nos indican que en forma consistente con el plan de desarrollo del sitio, estos aspectos se diseñaron de conformidad con las prácticas y normatividades comunes, tales como ASME B31.4 y B31.8. [202]. Las comparaciones de los detalles proporcionados para los pozos, el sistema de flujo, la tubería y los controles [102,187-190], con los puntos de referencia adecuados indican la viabilidad de esta construcción y sus controles – sujetas a los comentarios de la sección anterior sobre los posibles efectos de la corrosión en la tubería. La documentación proporcionada indica que estos aspectos fueron seleccionados de productos que se encuentran disponibles comercialmente, por lo que no se consideran que sean un problema con respecto a las cargas y al diseño. Cuando estos mismos aspectos se toman en cuenta para la P.A.E. de perforación, como por ejemplo, con respecto a la tubería, el paquete de perforación, BOP (Blow Out Preventer –

Brian Lee

preventor de manifestaciones de pozo), desviadores, etc., los documentos públicos [v.gr 59] indican que estos aspectos también se seleccionaron / adaptaron / instalaron basados en productos disponibles comercialmente, que para ser comercializados en la industria petrolera y de gas se debe poder rastrear su diseño a prácticas y normatividades usuales. Sobre esta base, estos aspectos de la P.A.E. Usumacinta no se consideran que sean un problema con respecto al factor causal del diseño y de las cargas.

La consideración de las cargas y el diseño de la plataforma Usumacinta y su buen estado para el servicio en el Golfo de México, deriva de la consideración de esta P.A.E. de perforación que inicia como Sabine V (basada en el numero Bethlehem Hull 4239). Apoyando esta consideración, se obtuvieron copias de los dibujos originales del diseño, así como el manual de operaciones [54], la discusión de la filosofía del diseño [8, 18,61], detalles de los cálculos del diseño [18,62] y análisis del soporte relacionado [4,52], así como de las cargas ejercidas por el estado del mar [55,60]. A partir de esta documentación es evidente que los aspectos del soporte y de las cargas se caracterizaron bien para esta era, completos junto con los resultados específicos del sito relativos al Golfo de México en donde se había planeado usar la Sabine V. Es igualmente claro que esta P.A.E. de perforación se desarrolló de conformidad con las reglas ABS para asignar clase, que se desarrollaron durante el mismo periodo en que se diseñó esta P.A.E. de perforación. Los detalles de los cálculos del diseño que se encuentran en las referencias que se acaban de mencionar, muestran que están completos e integrales dentro del contexto de la filosofía WSD usual, como se integra en las reglas para asingnar clase y en los documentos de referencia.

Las limitaciones adecuadas relacionadas con las condiciones operativas y con el colchón de aire se discuten en el manual del operador, con respecto a la temporada de huracanes o a las condiciones meteorológicas comparables con aquéllas que se encuentran en el Golfo de México, con la profundidad de operación limitada a 175 pies. Las cargas de gancho máximas se especifican como función de las cargas inducidas por el clima y otras condiciones, con las fuerzas de las olas y del viento relacionado, que se determinan usando los procedimientos de cálculos aprobados por ABS (American Bureau of Shipping – Instituto Norteamericano de Transporte Marítimo). El diseño refleja tres estados: desplazamiento ó reubicación (retraer el cantiléver y subir el mat / desprenderse ó alejarse / tránsito ó remolcado / acomodarse); posicionamiento ó asentamiento en la ubicación (incluyendo asentar el mat y extensión del cantiléver); y abastecimiento (carga) en la ubicación y operación. Lo que no queda claro, es si el análisis del soporte y la estabilidad tiene en cuenta las condiciones del estado semi-liviano, que pueden existir en la transición, en cualquier extremo de una reubicación, pero particularmente entre la extensión del cantiléver y el abastecimiento de la carga variable.

Las limitaciones operativas que se establecieron en el Manual de Operaciones indican que los limites superiores existen para las corrientes del océano. Se ha establecido que los limites superiores para el uso de la P.A.E. de perforación sean aproximadamente menores a 1.25 nudos en la superficie y 0.5 nudos en el lecho marino, para todas las condiciones de oleaje. Esta limitación se podría ver como una restricción mayor al usar esta P.A.E. de perforación en áreas expuestas a clima severo, como se hace evidente a partir de los niveles de la corriente que se citan en la Tabla L3 de abajo. Los niveles pico de la corriente en un periodo de retorno de 5 años de la Tabla L3 enfocan los niveles

Brian Leis

citados como límites de servicio útiles. La realidad, sin embargo, nos muestra que las P.A.E. de perforación como las de la Usumacinta sobreviven rutinariamente sin incidente alguno, incluso bajo condiciones mucho peores. Por ejemplo, muchas de esas P.A.E. de perforación se encuentran presentes en forma rutinaria en el Golfo de México, en donde los huracanes provocan clima mucho más severo. Mientras que se menciona que dichas P.A.E. de perforación se desplazan lateralmente o se escoran ligeramente en algunas ocasiones, bajo dichas cargas inducidas por ese clima severo[37], esta frecuencia es mucho menor que lo que se anticipa, si la limitación establecida en la tabla es un límite de servicio práctico para Bethlehem JU MODUs.

Tabla L 3. Datos históricos usados en el código compartido en la industria de amarre (después de la Referencia 203)

Viento vs el periodo de retorno	100-años	10- años	5- años
Viento 1- minuto medio	97	72	63
Altura significativa de la Ola, pies	40	30	27
Corriente, nudos	3.0	1.8	1.4

Por otra parte, se ha afirmado que el diseño de una P.A.E. de perforación Bethlehem, cuando se usa cerca de sus límites físicos de profundidad del agua, basados en la longitud de la pierna, se ve más afectado por el lecho marino presente en el sitio que por cualquier otro factor [37]. Además, se ha declarado que muchas P.A.E. de perforación Bethlehem se han deslizado durante huracanes y han dañado pozos [37]. Esta misma fuente observa que tales P.A.E. de perforación se usan con frecuencia porque pueden pontear (o volar sobre orificios) cualesquiera can-holes que haya dejado otra IL JU MODUs, lo que intrínsecamente pone este diseño en riesgo, en el sentido de que se pueden anticipar las dificultades tales como las que se observaron. Tal experiencia - mientras que es poco conocida en su publicación reciente [37] - sugiere que se debe tener cuidado cuando se considera el uso de P.A.E. de perforación con “mats”, en situaciones donde se sepa que hay can-holes, lo que realza su susceptibilidad al movimiento en un huracán y su posible impacto contra la plataforma/los pozos sobre los que se está trabajando.

Se deben reconocer dos hechos para que este ejercicio no fuera aplicado sin sentido crítico. Primero, la cita de arriba (#37) se localizó únicamente a través de una búsqueda extensa y detallada de palabras claves y por lo tanto, no puede esperarse que sea conocimiento común en la industria. Segundo, por consiguiente pocos operadores han tenido que manejar los cambios que motivan esta preocupación. La implicación aquí es que la presencia de cualquier can-hole podría llevar a la debilidad en el soporte de abajo o adyacente a la ubicación del mat involucrado en este incidente. Como se ha encontrado que existen localmente en el KAB-101[69-71], can-holes desarrollados por la barrena inicial del orden de 50 pies de diámetro, se debe dar consideración a este aspecto en la medida que sea posible, en la inspección que se tiene planeada para el lecho marino en las inmediaciones del mat y de KAB-101.

Brian Leis

Finalmente, como se ha comentado antes, la plataforma Usumacinta estaba en el proceso de su reclasificación de 5 años, con muchos aspectos completos, excepto por las condiciones del mat [(v.gr 63-67)]. Reconociendo que el mat por diseño es neutralmente flotante y que todos los aspectos de cualquier movimiento u operación de la P.A.E. de perforación que use este diseño reflejan ese hecho, si cualquier compartimiento normalmente flotante fuera cualquier otra cosa que totalmente funcional, es concebible que sea posible que se presente una falla en el soporte. Como tal, este aspecto también se debe mencionar.

Mientras que relativamente se sabe mucho de la plataforma fija Sea Pony y de la P.A.E. Usumacinta, se sabe mucho menos sobre las cargas y el diseño para el esquema de supervivencia de la P.A.E. de perforación. El manual de operaciones de Sabine V [(54)] señala que la cubierta inferior tiene integradas instalaciones de soporte para la vida a bordo, incluyendo habitaciones, vestidores y una clínica. Sin embargo, no existen detalles sobre la utilidad de las instalaciones de las áreas comunes como "refugios seguros", en el caso de una emergencia, sugiriendo que esto no se tomó en cuenta en el diseño genérico de Bethlehem JU-200 MC, que fue el plantilla para Sabine V. Sin embargo, esto no es inusual en México, ya que la misma situación se presentó aparentemente en cada una de las P.A.E. de perforación en aguas profundas, que se visitaron durante el transcurso de este proyecto, que abarcaron configuraciones IL (Independent Leg Rig – Plataforma de perforación de piernas independientes) y mat de varios proveedores de P.A.E. de perforación. Más aún, ya que dichos diseños se usan mundialmente, esta misma situación es muy probable que se aplique a las P.A.E. de perforación que se encuentran en uso en el mundo.

En el manual del usuario también se hace referencias a las mandarinas y botes salvavidas inflables. Existe una provisión de chalecos salvavidas, equipos de respiración autónoma y suministro de aire de emergencia para plazos mayores de tiempo (manifols). Sin embargo, no existen detalles en cuanto a la naturaleza de ninguno de estos aspectos de supervivencia en el manual o en los dibujos del diseño que se obtuvieron para Sabine V, como se hizo notar anteriormente. La ausencia de los detalles en el diseño de los elementos de supervivencia se da posiblemente porque dichos elementos los proporcionó el propietario de la P.A.E. de perforación, de conformidad con sus especificaciones, las cuales pueden diferir para cada P.A.E. de perforación que se produce. Esta ausencia de detalles en el diseño también podría darse porque estos elementos de la supervivencia son "portátiles" y por lo tanto intercambiables, lo cual significa que podrían moverse de P.A.E. de perforación en plataforma o actualizarse en la medida en que se hiciera disponible u obligatorio un mejor equipo.

Brian Lee

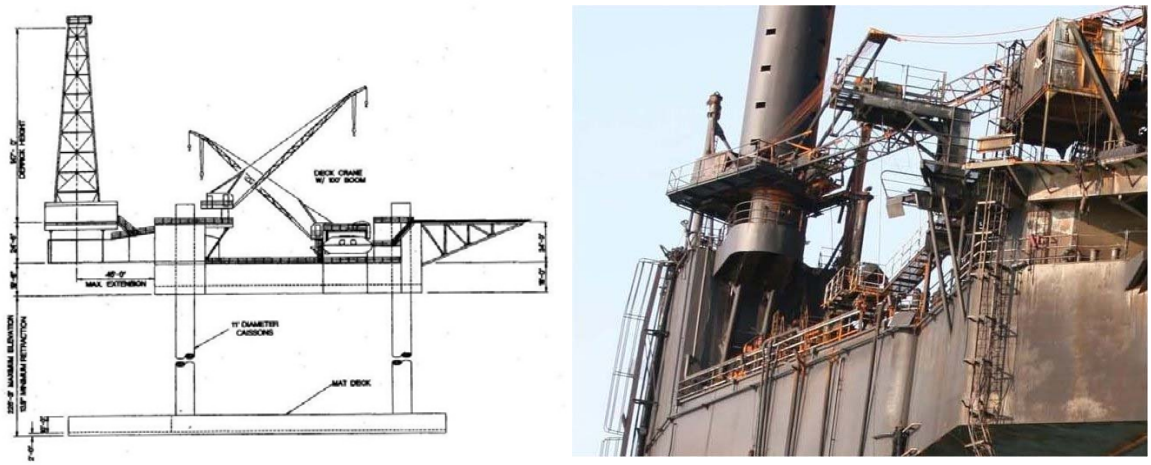


Figura L 1a/b. Intercambiabilidad en el diseño de la mandarina de estribor

Es obvia en Sabine V (y la plataforma Usumacinta) la evidencia de lo portátil e intercambiable de estos aspectos, ya que los dibujos de los diseños para Bethlehem JU-200 MC genérico muestra una mandarina de doble caída de estribor, como es evidente en la Figura L1a, mientras que Sabine V (y la plataforma Usumacinta) tenían una mandarina de una sola caída en esta posición, como se muestra en la Figura L1b. De este razonamiento se deduce que el diseño de los elementos usuales / esenciales de supervivencia no se remontan al diseñador de la P.A.E. de perforación, sino más bien al proveedor del equipo.

Las expectativas de los elementos de supervivencia que nos lleven a los criterios del diseño se pueden encontrar en una serie de literatura publicada por IMO, HSE, y otros. Dicha información fluctúa desde lineamientos hasta los requisitos para observar las mejores prácticas [v.gr 204-208], que abarcan procedimientos, procesos, botes salvavidas, chalecos salvavidas, etc. También se están emitiendo patentes sobre diversos nuevos "conceptos" [v.gr 209,210][2] que cubren un amplio rango de temas o necesidades desde la forma de subir a la gente a los botes salvavidas, transferirla de estos y otros aspectos. La literatura sobre lo que se puede esperar en cuanto a los criterios del diseño, también se puede encontrar en publicaciones de la industria [v.gr 211] de los cuales se puede inferir que la normatividad sobre las regulaciones evoluciona a medida que los incidentes identifican las fallas en la práctica corriente – una situación que es típica en el mundo comercial. Finalmente las expectativas que nos conducen a los criterios del diseño se pueden encontrar en la literatura de ventas, que reflejan los beneficios que cada proveedor percibe como esenciales [117,118]. La literatura de cada proveedor presenta detalles e instructivos para cada producto que se vende, y las Referencias 120 y 121 mencionan los dos diseños específicos de mandarina usados en la Usumacinta.

Los requerimientos para las dos mandarinas involucran una certificación inicial en sus materiales de construcción y un buen estado físico para el servicio, dada la edad de estos

[2] Como en la mayoría de las patentes, la utilidad se puede valorar por la fecha de la patente versus la renovación y el texto que indique la viabilidad del concepto. Una lectura rápida de dichas patentes sugiere una utilidad práctica limitada.

Brian Leis

botes y lo portátil e intercambiables que son, han sido imposibles de localizar específicamente para estos dos botes. También existe una certificación anual, aunque esto es trivial ya que involucra sólo una demostración de despliegue o arriado seguro, en contraposición a una demostración más general de aptitud para el servicio.

Aunque existe mucha literatura, la evaluación de la viabilidad de las cargas y diseños subyacentes en los dos diseños de las mandarinas que se usaron en la Usumacinta, proceden de la valoración de los eventos, decisiones y actividades involucradas en el despliegue o arriado de las mandarinas u otro equipo de supervivencia, tal como los chalecos salvavidas. Para auxiliar en este aspecto, miembros del equipo Battelle pasaron varias horas en un simulacro que involucraba una mandarina con el mismo diseño y modelo que la Mandarina 1 (lado estribor), que las que se usaron en el incidente de la Usumacinta. La Mandarina 2 también se evaluó aunque esta evaluación se basó en la literatura que proporciona los detalles sobre el uso y mantenimiento de esta mandarina. Para el archivo, la Mandarina 1 tiene un diseño Whitaker [(117)] (ahora Sistemas de Supervivencia), mientras que la Mandarina 2 tiene un diseño Watercraft (Schat-Harding). Las vistas de estas mandarinas se muestran en las figuras L2a y L2b.

Figura L 2a/b. Vistas típicas de las mandarinas Whitaker (1) y Watercraft (2)

La revisión de la mandarina Whitaker se llevó a cabo durante una visita a Pride Colorado, que desamarró el bote para ponerlo a disposición para que se pudiera entrar al mismo y evaluarlo, lo que sucedió durante un periodo de varias horas. Esta evaluación sugirió varios problemas relacionados con el diseño, particularmente en relación con las escotillas y la viabilidad de este diseño, como un refugio seguro en una tormenta intensa de largo plazo, como aparentemente fue el caso en este incidente.

Los problemas relacionados con el diseño, asociados con las escotillas, se desarrollan con respecto al arriado con carga, lo que requería abrir una escotilla superior, y el despliegue del ancla del mar, lo que asimismo requería abrir una puerta lateral de entrada / salida más grande. En ambas instancias, pero particularmente para el lado de la escotilla más grande, al abrirla / cerrarla cuando hubiera fuertes vientos y fuerte oleaje, podría llevar a problemas, dependiendo de la dirección de los vientos y olas relativos al bote salvavidas, el cual no tenía una forma bien definida, lo que independientemente se podría convertir en un problema. En cuanto a los fuertes vientos que soplaban hacia la abertura de la escotilla, el abrir la puerta en contra de este viento podría ser problemático, así como también el mantenerla abierta durante el tiempo que llevaría sujetar y desplegar el ancla. Ráfagas más severas podrían efectivamente azotar la escotilla, cerrándola y causando un

Brian Lewis

serio daño a la mano o brazo extendido a través de dicha escotilla. En contraste, fuertes vientos que soplaran para mantener la escotilla abierta, tenderían a impedir su cierre, manteniendo así la puerta abierta, lo que permitiría entrar al fuerte oleaje.

Otras preocupaciones del diseño se vuelven evidentes con el uso del bote salvavidas como un refugio seguro en una tormenta intensa de largo plazo. Estas abarcaron condiciones apretadas en un espacio muy estrecho, aún la ausencia de salvavidas, flujo de aire limitado y una aparente dificultad para satisfacer los requisitos SOLAS (112) de refugio seguro bajo condiciones de inundación, que en mar tranquilo expondría a la fila inferior de ocupantes a un nivel de agua hasta el cuello. Otro aspecto se desarrolla con respecto al estrecho espacio de alojamiento, combinado con mareo y flujo de aire limitado. Aún bajo las mejores condiciones es probable que al menos uno de los cincuenta ocupantes perdiera su autodisciplina y se levantara a abrir una escotilla. Aún cuando sea viera restringido, en contra de su voluntad, al intentar abrir una escotilla, el hecho de quitarse el cinturón de seguridad desbalancearía el bote salvavidas y provocaría su volcadura[3]. A su vez, esto podría provocar pánico en el resto de los pasajeros, con consecuencias desconocidas. Si no se le hubiera restringido a dicho pasajero, sino que se le hubieran unido en abrir la(s) escotilla(s), entonces la entrada del agua de mar es inevitable, ya que una vez abierta la escotilla es muy difícil volver a cerrarla, como se citó con anterioridad. Una tercera dificultad comúnmente con los diseños que se cargan al arriado, involucra el desbalanceado soporte del mar que está abajo, lo que provoca que un gancho se desprenda dejando al otro enganchado. Sin embargo, este no es un problema para la mandarina Whitaker, de una sola caída, pero si lo sería para el bote Watercraft de dos caídas – que aparentemente comparte todos los problemas antes mencionados, asociados con las escotillas.

Un punto final de consecuencia en la perspectiva del diseño, se deriva del operador / usuario de los manuales de las mandarinas Watercraft (120) y Whitaker (121). La Figura L3a muestra las instrucciones para la operación del Watercraft, que para hacer hincapié en este documento, se colocan antes de la introducción e incluso antes de la tabla de contenidos. La imagen claramente señala cerrar las escotillas y en ningún lugar indica que se reabran. Las instrucciones del Whitaker son más enfáticas, como es evidente en la Figura L3b, exponiendo que los ocupantes deben de permanecer en la mandarina y no intentar acercarse o trasladarse a ninguna otra embarcación mayor, sin tomar las precauciones necesarias, y sólo hacerlo después de valorar los riesgos.

[3] El requisito de auto-enderezarse SOLAS es contingente a un bote seco y con todas las personas con el cinturón de seguridad puesto.

Brian Lee

TRANSFERENCIA DE PERSONAL DESDE LA CÁPSULA

PRECAUCIÓN

LA TRANSFERENCIA DE PERSONAL DESDE LA CÁPSULA
A UNA EMBARCACIÓN DE RESCATE PUEDE SER
EL ASPECTO MÁS PELIGROSO DE UN RESCATE

El Comandante de la Cápsula debe decidir si intentará o no la transferencia del personal de la cápsula a la embarcación de rescate solamente después de una evaluación exhaustiva de los riesgos involucrados. En marejada fuerte o en otras situaciones peligrosas es más seguro esperar dentro de la protección de la cápsula hasta que haya pasado el peligro y se puede intentar una transferencia más segura. Una vez tomada la decisión de intentar la transferencia del personal, tanto el capitán de la embarcación de rescate como el Comandante de la Cápsula deben hacer las coordinaciones necesarias para adoptar la responsabilidad de la operación de transferencia.

La cápsula de supervivencia de **Survival Systems** está equipada con cáncamos que pueden ser útiles para amadrinar la cápsula a la embarcación de rescate.

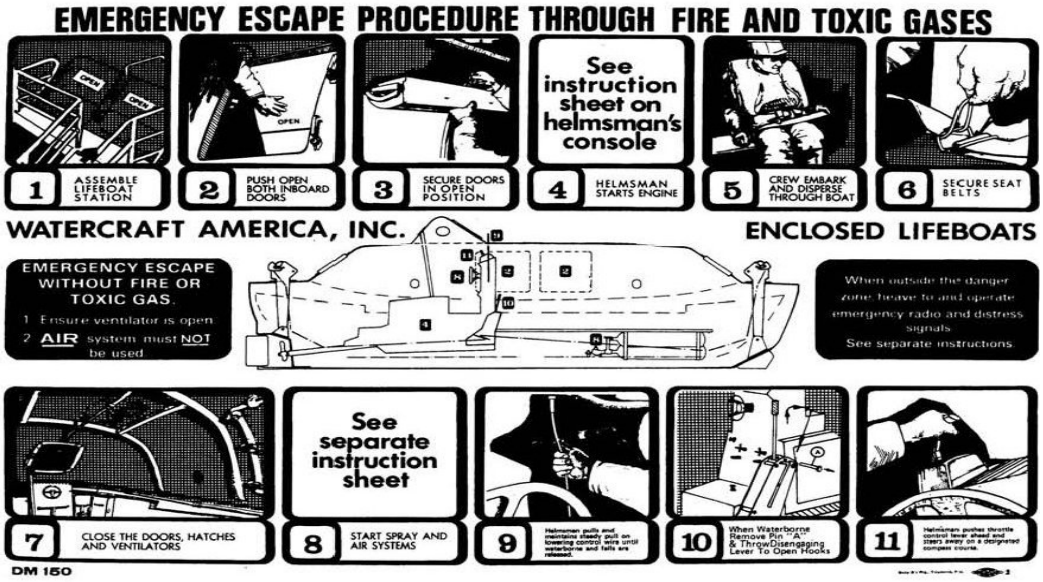


Figura L 3a/b. Vistas de las instrucciones de uso en los manuales de instrucciones de la mandarina

Tendencias e implicaciones

Todos los aspectos relevantes a la carga y al diseño aparecen en orden, desde los detalles de los documentos examinados hasta los orígenes de la P.A.E. de perforación, hasta la filosofía de su diseño y la documentación del sitio específico, de las condiciones del soporte y las cargas ejercidas por el medio ambiente típicas del Golfo de México. El uso de esta P.A.E. de perforación como la Usumacinta contra el uso de la plataforma como Sabine V, hizo poco para alterar esta situación, particularmente ya que las cargas ejercidas por el medio ambiente en el norte del Golfo de México, en donde se producen huracanes frecuentemente, son similares o incluso peores que las que se pueden experimentar en el sur del Golfo de México. El fundamento WSD que se utilizó tanto para la plataforma fija Sea Pony y la Usumacinta es considerado igualmente completo para hoy en día. El único problema posible involucra la colocación de los límites

establecidos para la corriente de la superficie y del lecho marino. Sin embargo, la aptitud para el servicio es aparente a pesar de estos límites establecidos, así como un número de diseños similares han sobrevivido alrededor de la Usumacinta sin "averías" o problemas, y lo han hecho históricamente sin problema alguno. Mientras que algunas P.A.E. de perforación experimentaron amenaza de daño y dos mostraron evidencia de escorarse ligeramente, ninguna "falló" ni "se averió" hasta el grado en que no pudiera volver a operar inmediatamente después de que el Frente Frío 4 hubiera pasado.

Los aspectos de la filosofía del diseño hacen que este diseño sea ligero en peso en la transición que sigue inmediatamente a un desplazamiento/reubicación, antes de que se le agregue un peso significativo o que se tome el tiempo para un balanceo óptimo de las cargas variables. Esto hace que el diseño sea susceptible a los efectos del viento y del estado del mar y abierto a los problemas relacionados con el soporte. Los análisis a la fecha no sugieren problema alguno – ni en periodos anteriores o específicos a este incidente. No obstante, como se argumentó anteriormente la presencia de cualquier can-hole cercano al mat, podría llevar a una importante debilidad en el soporte, ya sea debajo o contiguo al can-hole. Por lo tanto, hasta que esté completa la inspección planeada para el lecho marino en los alrededores del mat y se conozca la historia completa de las plataformas que se han ubicado sobre el KAB-101, incluyendo el tipo de su soporte (IL contra mat), no se puede descartar el papel que desempeñó este factor causal. Asimismo, como el mat por diseño es neutralmente flotante y todos los aspectos de cualquier desplazamiento/reubicación u operación de una P.A.E. de perforación, que use este diseño, reflejar ese hecho, si cualquier compartimiento normalmente flotante fuera otra cosa que completamente funcional, sería concebible que fuera posible una falla en el soporte. Por lo tanto, hasta que se haya completado la inspección planeada para el mat, no se puede descartar el papel desempeñado por este factor causal.

El análisis del diseño de la P.A.E. de perforación indica que, igual que otras P.A.E. de perforación a nivel mundial, no fue diseñada como un refugio seguro en caso de amenazas como la exposición a H_2S (ácido sulfhídrico). También se identificaron varios problemas relacionados con el diseño de la mandarina Whitaker de una sola caída, relacionados con las escotillas y viabilidad de este diseño como un refugio seguro durante una tormenta intensa por un periodo de tiempo prolongado. Estos problemas fueron compartidos por la mandarina Watercraft de dos caídas, la cual como es un diseño con doble caída y de diseño de arriado con carga, también es sometida a la liberación de un gancho, mientras que el otro sigue sujetado. Debido a que estos problemas los encontramos a nivel mundial, no son únicos de este incidente. No obstante, si tales problemas tienen peso sobre el incidente actual, entonces se encontrará que los elementos del diseño y de las cargas relacionadas, fueron un factor que contribuyó a este incidente.

Los comentarios en los manuales del usuario de las mandarinas claramente indican que las escotillas deben de permanecer cerradas, sin hacer ninguna referencia a que se reabran y que los ocupantes deben permanecer en el bote, utilizándolo como un refugio seguro. Estos botes salvadidas, basados en tales instrucciones, no funcionan como botes de traslado ni como nada comparable – son simplemente un refugio seguro hasta que la tormenta cese, en cuyo caso su diseño debería facilitar el alojamiento seguro alrededor de un día o algo así y ser ergonométrico. Ambos diseños parecen no cubrir las expectativas en este sentido. El diseño de la Mandarina 2 complica la vista hacia el frente del timonel,

Brian Lee

forzándolo efectivamente a ponerse de pie para observar hacia afuera, usando el pequeño puerto que se proporciona para ese propósito.

Conclusiones

La mayoría de los datos necesarios para soportar este factor causal estuvo disponible de manera oportuna. Revisados contra los benchmarks detallados aquí, todos los aspectos relevantes al diseño y a las cargas, aparecen consistentes con los puntos de referencia citados. El único problema aparente involucra la Usumacinta y los límites determinados para los niveles de la corriente de la superficie y del lecho marino. Mientras que una posible preocupación basada en los documentos nos mostró que es aparente que es apta para el servicio, a pesar de los límites establecidos, ya que un número similar de diseños sobrevivieron a los alrededores de la Usumacinta sin problema alguno y así lo han hecho históricamente a lo largo de muchos años. Mientras que algunas P.A.E. de perforación experimentaron amenaza de daño y dos mostraron evidencia de escorarse ligeramente, ninguna "falló" ni se "averió", al grado de que no pudiera volver a operar inmediatamente, una vez el Frente Frío 4 hubiera pasado.

Se evaluaron los aspectos del diseño de la Usumacinta en base al estado de semialigeramiento cuando está en transición inmediatamente después de un desplazamiento/reubicación, antes de que se le agregue peso significativo o se tome el tiempo para balancear óptimamente la carga variable. Esta circunstancia de "estado de aligeramiento" [4], podría hacer que la P.A.E. de perforación fuera susceptible al movimiento ocasionado por cargas inducidas por el clima y podría llevar a preocupaciones por el soporte. El análisis a la fecha sí implica que esto podría ser un problema en este incidente. La presencia de cualquier can-hole que esté ubicado en forma local a los dedos del mat, podría complicar esto adicionalmente, agregando debilidad local al soporte. Como tal, estos aspectos se mencionaron para el trabajo que se planea para la valoración del lecho marino en los alrededores del mat, y se evaluó la historia de las P.A.E. de perforación IL que se han ubicado en el KAB-101. Asimismo, como el mat por diseño es neutralmente flotante y todos los aspectos de cualquier desplazamiento/reubicación u operación de la P.A.E. de perforación que use este diseño reflejará ese hecho, se podría considerar que es una consideración posible en que falle el soporte, conduciendo a que el diseño y las cargas sean un factor causal.

La P.A.E. de perforación, como otras a nivel mundial, no fue diseñada como un refugio seguro en el caso de amenazas tales como una exposición al H_2S. También se identificaron problemas relacionados con el diseño de la mandarina Whitaker de una sola caída, asociados con las escotillas y la viabilidad de este diseño como un refugio seguro durante una tormenta intensa por un periodo de tiempo prolongado, los cuales son compartidos por la mandarina Watercraft de dos caídas. Debido a la existencia de estos problemas a nivel mundial, éstos no se pueden ver como únicos de este incidente. Aun así, si estos problemas tuvieran peso en el presente incidente, entonces se podría encontrar que los elementos del diseño y de las cargas relacionadas serían un factor que contribuyó a este incidente.

[4] El estado de semialigeramiento en este contexto es diferente a la interpretación marítima usual.

Los comentarios en los manuales del usuario de las mandarinas claramente dicen que las escotillas deben de permanecer cerradas durante la etapa del refugio seguro, y que los ocupantes deben permanecer dentro del bote, utilizándolo como un refugio seguro. Basados en tales instrucciones estos botes no están previstos para funcionar como botes de traslado – son simplemente para proporcionar un refugio seguro hasta que la tormenta cese. Reconociendo esto como una suposición del diseño, dichos botes deben facilitar la seguridad con razonable comodidad para el día o periodo semejante en que se necesite y ser ergonométrico. Ambos diseños no cubren las expectativas en este sentido y la Mandarina 2 proporciona una visibilidad frontal limitada –que en este incidente se vío afectada aún más por una capa de petróleo que se esparció sobre este bote antes de su lanzamiento.

Para cerrar, mientras que han surgido algunos problemas como se mostró con anterioridad, este análisis no apunta hacia el hecho de que los aspectos del diseño y las cargas hayan desempeñado un papel crítico como causal o que hayan contribuido desde una perspectiva estructural. Se pueden ver como un problema desde el punto de vista funcional, pero como dichos aspectos se pueden compensar con una capacitación adecuada, este aspecto queda cubierto en un contexto posterior. Finalmente, debido a que la condición física y estructural del mat (aptitud para el servicio), no se pudo determinar a pesar de programas de estudio de campo bien diseñados, debido a las condiciones del campo (ver Anexo C), esta conclusión debe permanecer tentativa hasta que la P.A.E. de perforación llegue a un dique seco.

Brian Lee

L3: Construcción y Diseño Final Construido (CyDFC)

Ámbito

El ámbito de este factor causal procede directamente del factor causal del diseño y de las cargas – ya que la construcción y el factor de cómo están construidas considera el posible papel causal desempeñado por el proceso de la construcción para los mismos aspectos, y la medida en la que la construcción ha satisfecho las expectativas del diseño como están construidas. El ámbito relevante de esta investigación considera la P.A.E. de perforación y los componentes funcionales de la P.A.E. de perforación y de la plataforma fija Sea Pony, que tienen un posible papel en este incidente, así como las mandarinas y otros aspectos de seguridad relevantes. Los benchmarks que se usan para valorar estos aspectos, incluyen los datos como están construidas y referencia a los estándares internacionales usuales o su equivalente. Esto incluye la consideración de los sistemas de flujo y ductos relacionados, hasta el grado en que estos aspectos se hayan cuantificado a la fecha.

Benchmarks, datos clave, información, observaciones y/o hechos

Tomando en cuenta que la mayoría de las P.A.E. de perforación, la plataforma fija Sea Pony, los pozos y su terminado, y los sistemas de flujo y tuberías relacionadas, son todos manufacturas construidas bajo prácticas usuales de soldadura o tienen conexiones atornilladas a través de bridas soldadas a otros componentes, los únicos benchmarks que se deben agregar además de los antes citados anteriormente, incluyen las soldadura y las conexiones atornilladas/o de bridas. Se adopta como benchmark para valorar la soldadura a la Especificación de Soldadura D1.1[(212)] de la Sociedad Americana de Soldadura (American Welding Society - AWS). Este estándar incluye la consideración de si es apto para el servicio y las mejores prácticas para la inspección y se hace referencia ampliamente a ello y abarca una base internacional en la formulación de su consenso. ASME/ANSI y la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials - ASTM) proporcionan una serie de material de referencia con respecto a las conexiones atornilladas/de bridas para la tubería y los buques a presión. Es relevante que en el presente contexto se encuentran varias partes de lo que se conoce como Código de ASME[(213)] Boiler and Pressure Vessel (Caldera y Buque a Presión) (B&PV), que ahora tiene conexión con los estándares de ISO y ASTM [(v.gr 214)].

Como se mencionó anteriormente, la Usumacinta empezó como Sabine V, cuyo casco 4239 lo construyó Bethlehem Singapore Private Limited en Singapur en septiembre de 1982[(54)], y se entregó para su uso en noviembre de 1982[(63)] . Sujeto a comentarios, se aprobó para su uso en el Golfo de México de Estados Unidos por la Guardia Costera de los Estados Unidos de América (USCG) el 30 de noviembre de 1982, bajo la firma de Dennis Ericsson, Comandante del Doceavo Distrito de la Guardia Costera[(54)]. La propiedad de esta P.A.E. de perforación como está clasificada cambió a Perforadora Central (PC) el 22 de enero de 1988[(63)] y luego se le dio el nombre del Río Usumacinta.

Brian Lee

La construcción de la plataforma fija KAB-101 (Sea Pony) se inició después de la perforación exploratoria que se hizo en el campo de producción KAB que probó el yacimiento. Esta exploración ocurrió desde el 6 de julio, 1993 hasta el 18 de abril de 1994[69,70] usando un IL JU que entonces se conocía como DUAL 87[69,70], que estaba en servicio entonces para el Grupo EPN, S. A. de C.V. Es obvio que esta P.A.E. de perforación IL se asentó una vez[69-72] y como se anticipó, se asentó en una posición muy cerca de la ubicación actual del KAB -101. Las fotografías y el análisis de los datos que se proporcionaron[69-72] indican que esta plataforma de perforación IL dejó can-holes de la barrena inicial de 47 pies de diámetro que tenían una profundidad del orden de los 53 pies. Si se deja un margen para el incremento en el diámetro debido al sopleteo ó chorro de agua a presión para permitir que levanten las piernas al retirarse, entonces estos orificios pueden aproximarse a los 70 pies de diámetro.

Una vez que se probó el yacimiento, se continuó con el trabajo en 1994 para montar los pilares para el KAB-101, al cual estaba unido la plantilla estructural o módulo del fondo de la plataforma, seguido de montar la plantilla estructural superior en la junta de campo. Tanto los pilares como las plantillas estructurales se colocaron desde una barcaza[69,70], después de lo cual se habilitó la cubierta. La construcción continuó en la plantilla estructural de la plataforma fija Sea Pony, mientras se terminaba el Pozo 101 mediante dos MC JUs[71,72]. El Pride Nebraska reabrió el pozo trabajando desde el 7 de noviembre de 2004 hasta el 16 de marzo de 2005, mientras que el Pride Texas perforó más aún y terminó el pozo, trabajando del 2 al 21 de agosto de 2005. La construcción continuó en la plantilla estructural de la plataforma fija Sea Pony[71,72], mientras que el Pride Texas perforaba y terminaba el Pozo 121, trabajando del 22 de agosto de 2005 al 25 de noviembre de 2006 y luego se empezó la perforación del Pozo 103, trabajando hasta el 27 de junio de 2007, cuando expiró el contrato. A partir de entonces[71,72], llegó la Usumacinta del campo de producción Sinan, con la expectativa de terminar la perforación y terminar el Pozo 103.

La plataforma fija Sea Pony se fabricó de conformidad con su plantilla estructural de marca registrada por Industrial de Fabricaciones Marinas, del Grupo Bufete Industrial[68,69]. La cimentación de la plataforma fija contiene tres pilotes de acero. El pilote principal que soporta a la columna de un solo pilote (mono-pilote) de la subestructura tiene un diámetro de 42” (pulgadas) que tiene un espesor de 1.750” a 2.250”. Dos pilotes inclinados soportan abracaderas diagonales o tirantes para el mono-pilote y tienen un diámetro de 36” y un espesor que varía de 0.75” a 1.00”. Todos los pilotes se han llevado a una profundidad de 180 pies consistentemente con la instrucción de BMPI que proporcionó la plantilla estructural de la plataforma fija Sea Pony[184]. Un análisis subsecuente de la plantilla estructural como está construido el KAB-101, evaluó las cargas sobre esta cimentación, así como la respuesta estructural total y se encontró consistente con la situación del servicio.

La base para evaluar los aspectos de la construcción de la Usumacinta, se desarrolla como una consideración a partir del origen de esta P.A.E. de perforación como Sabine V (número de casco Bethlehem 4239), para el que se buscó los detalles de la soldadura

entre las copias de los dibujos originales del diseño que se adquirió[5],así como los datos de cómo se construyó, lo que suplementó otros detalles disponibles de los cálculos del diseño relacionados(v.gr 18,62) . Los detalles de la construcción en estos dibujos abarcaron el mat y el casco, y su interconexión mediante las piernas que se soldaron al mat y sobre el cual el casco se atravesó verticalmente. Los detalles de la construcción se evaluaron en cuanto a la buena práctica de los detalles como se entienden hoy en día. Esta evaluación mostró que los buenos detalles, que evitaban el esfuerzo local elevado, limitaban el esfuerzo residual inducido por la soldadura, involucraban poca restricción y evitaban las soldaduras de esquina cerradas, se usaron en las conexiones a través de esta P.A.E. de perforación. Que se hayan encontrado dichas buenas prácticas no es muy sorprendente, ya que la mayoría de los aspectos de los diseños factibles de buques/embarcaciones basados en marcos (tabiques divisorios) y vigas que funcionan presentando un desempeño de viga profunda o manga, se han usado desde mucho antes de los años setenta, así como las prácticas de usar soldaduras de arco de gas-metal y de arco sumergido.

Los ejemplos de prácticas bien detalladas que evitan áreas con mucho esfuerzo incluían, por ejemplo, los agujeros de soporte cortados en las piernas para las perno de auto-elevación (A/E) que sostienen el casco están perforados en las esquinas, con bandas internas reforzadoras calibradas al tamaño y ubicadas de forma tal que disminuyan los efectos debidos a la transferencia de carga de estas cargas locales. Mientras que se podría anticipar el daño local severo en las piernas, debido a la distorsión asociada con escorarse / asentarse que es evidente en la Figura D7 (Anexo D), la evaluación visual para fines prácticos realizada el 31 de enero de 2008, no mostró evidencia de ello, aparentemente en gran parte se debió a dichos refuerzos locales y a las buenas prácticas relacionadas. Sin embargo, se debe enfatizar, que gran parte de las piernas y todo el mat no se ha evaluado desde el punto de vista estructural de estar apto para el servicio, ya que las condiciones en el lecho marino evitaron esta valoración. Esta conclusión se obtuvo después de varias semanas de intentos fallidos, de limpiar el mat para facilitar esta valoración (ver Anexo C, comentario del resumen del buzo).

Los aspectos estructurales de cómo está construida la Usumacinta, se desarrollan de la misma forma, en la que se desarrollaron los aspectos de la construcción, a través de su origen como Sabine V, para lo cual se buscaron entre los dibujos originales del diseño que se adquirió, las copias finales revisadas. Se revisaron estos dibujos junto con los comentarios de cómo están construidos, tanto para el mat como para el casco y su interconexión, a través de las piernas. No se observaron revisiones mayores ni cambios en cómo está construido, que sean de consecuencia, relativos a la resistencia estructural al servicio ni a las cargas ejercidas por el medio ambiente. La inspección histórica relacionada con la clasificación de Clase de éstas y de otras áreas sometidas a un alto esfuerzo muestra que no hay historia de problemas(63), lo cual refuerza la visión de que los buenos detalles se han especificado al moverse desde la etapa del diseño hasta la forma y la función, representadas por los dibujos de la construcción, y a partir de ahí hacia cómo está construida la P.A.E. de perforación. De la misma forma, las

[5] Los dibujos para el diseño y la construcción del JU MODU de interés se encuentran bajo custodia privada. Se han obtenido copias de aspectos seleccionados para los propósitos del presente a través de adquisición mediante contactos industriales circa diciembre 2007.

Brian Leis

inspecciones recientes que se han hecho como parte de la reclasificación de la Usumacinta, no mostró evidencia de problemas en las áreas altamente esforzadas en esa inspección[(v.gr 49-52),] aunque no se tomaron en cuenta todas las áreas críticas[6]. La observación de que la plataforma Sabine V y luego la Usumacinta recibieron y retuvieron Clase[(63)] como un MODU (auto-elevable) nos proporciona soporte histórico para esta evaluación, ya que este proceso de clasificación es un parámetro en la industria que provee evidencia de que estas P.A.E. de perforación, como están construidas, son aptas para el servicio

La base para evaluar los aspectos de la construcción y como están construidas, asociados con los componentes funcionales de la plataforma de perforación, se desarrolla a partir de la consideración de la forma en que dichos componentes fueron diseñados, producidos y comercializados, y luego incorporados al buque ligero conocido primero como Sabine V y posteriormente como la Usumacinta. La evidencia que tenemos a la mano para los componentes del sistema de flujo, tubería y de control en el buque ligero, nos indica que estos aspectos se diseñaron en forma consistente con las prácticas y códigos usuales, por ejemplo, ASME B31.4 y B31.8[(202)] para los componentes de la tubería y con el Código [(213)] de ASME B&PV (Boiler and Pressure Vessel – Código de Calderas y Recipientes Presurizados) para buques a presión y componentes relacionados. La documentación que se citó con anterioridad nos indica que estos aspectos se han seleccionado / adaptado a partir de productos disponibles comercialmente, y que se han incorporado en un buque ligero. La documentación de los aspectos de la perforación tales como la torre de perforación, maquinaria, bombas de lodo, "top drive", mesa rotatoria, motores primarios, sistema BOP (Blow Out Preventer – Preventor de manifestaciones de pozo) y las grúas nos indican que todos esos componentes son productos disponibles comercialmente y elaborados por fabricantes y/o proveedores reconocidos, que para que sean comercializados en la industria petrolera y de gas, deben remontar su diseño a los códigos y prácticas aceptados en la industria como ASME B31.4 y B31.8, y otros específicos para cada tipo de componente. Por esta razón, no se ha considerado que estos aspectos de la Usumacinta sean un problema con respecto al factor causal de la construcción y de cómo están construidas.

Mientras que hacen falta detalles con respecto a los aspectos de la construcción y de cómo están construidas en el caso del KAB-101, se trata de una estructura prefabricada construida sobre una plantilla de diseño, por lo que este aspecto es de importancia secundaria. Adicionalmente, no existe evidencia física para sugerir otra cosa. Lo mismo es cierto con respecto a porciones de su sistema de flujo, tubería y controles, aunque estos aspectos se pueden inferir en parte pero sólo mediante diagramas de tubería e instrumentación - DTIs[(80, 81, 102, 188,189)]), incluyendo el árbol de producción y la válvula de seguridad superficial (SSV), y el panel de control. Finalmente, la válvula de tormenta (SSSV) es un producto comercial que se prueba antes de embarcarlo. Lo instala el

---

[6] Se observa que este proceso de inspección se lleva a cabo en un marco de tiempo que reconoce la utilización de P.A.E. de perforación de tal forma que el proceso se desarrolla en el período anterior a la expiración de Clase. En el momento del incidente la Usumacinta se encontraba totalmente en cumplimiento con este marco de tiempo habiéndose completado la mayor parte de su inspección. Sin embargo, no se habían valorado ciertos elementos críticos, tales como todas las caras exteriores del mat y los tanques flotantes dentro del mat.

Brian Lee

proveedor y en seguida lo prueba otra vez. Como tal, aunque la SSSV es central a la continuación de la fuga[106-111] y hay evidencia de problemas en el campo, los datos disponibles no implican que el problema involucre consideraciones sobre la construcción y sobre cómo están construidas.

Mientras que se encuentran disponibles los detalles del KAB-101 para valorar la viabilidad de su estructura y cimentación[116], eso no se considera esencial, ya que otra evidencia apunta hacia la viabilidad de estos aspectos para este diseño de marca registrada, como está construido, como se menciona a continuación. En primer lugar, ya que la plataforma fija Sea Pony está fabricada como una estructura modular de dos partes (conexiones de los pilotes a una junta en el campo, aproximadamente 8 m sobre línea de agua tranquila en el mar (SWL) y una estructura superior que se une en la junta del campo), la observación de que una serie de plataformas productivas satelitales similares han sobrevivido durante muchos años desde su construcción, da testimonio de la viabilidad de la plataforma KAB-101, construida con estructuras modulares, para resistir dichas cargas. En segundo lugar, los datos que se desarrollaron en un análisis que considera escenarios con el peor estado del mar local (con un período de retorno que va más allá de 100 años) [61], nos muestra que la plataforma KAB-101, como está construida mediante plantillas estructurales, permanecerá nominalmente elástica bajo las condiciones específicas de este incidente – lo que es consistente con las expectativas de WSD.

La evidencia para el sistema de flujo, tubería y controles para el KAB-101 nos indica, en forma consistente con el plan de desarrollo del sitio, que estos aspectos se diseñaron de conformidad a las prácticas y regulaciones usuales, tales como ASME B31.4 y B31.8[202]. La documentación citada anteriormente nos indica que estos aspectos se seleccionaron / fabricaron a partir de productos comercialmente disponibles, que para que sean comerciales en la industria petrolera y de gas, se deben desarrollar y producir de conformidad con los códigos, estándares, etc. aceptados por la industria. Por lo tanto, estos aspectos del KAB-101 no se consideraron un problema en cuanto a las cargas y al diseño, ni deberían ser un problema desde la perspectiva de la construcción y de cómo está construida – siempre y cuando, por supuesto, se haya entendido adecuadamente el fluido que se produce, al inicio de la fase del diseño. Estos mismos aspectos se deben tomar en cuenta para la plataforma de perforación, como por ejemplo, con respecto al BOP, desviador, etc., la evidencia disponible de varias fuentes[v.gr 59] asimismo nos indica que estos aspectos se seleccionaron / adaptaron / instalaron, basándose en productos comercialmente disponibles, que también se debe poder rastrear su origen a las prácticas y regulaciones usuales, tales como ASME B31.4 y B31.8. Se puede encontrar evidencia que soporta la aseveración anterior, de que los productos comercialmente disponibles que se comercializan en la industria petrolera y de gas se diseñan, desarrollan, y producen de conformidad con las prácticas aceptadas, por ejemplo, al examinar la literatura típica del proveedor[v.gr 214,215] . Por lo tanto estos aspectos, tampoco se considera que representen un problema desde la perspectiva de la construcción y de cómo está construida, para el caso de la plataforma de perforación Usumacinta.

Aparte de la válvula de tormenta (SSSV), la cual no se encontraba disponible para propósitos de inspección directa[216] , aspectos clave de cómo está construida, que faltan por cuantificar con respecto a los aspectos de la fuga y de la continuación de la fuga, se

Brian Leis

hacen evidentes en referencia con la Figura L4a [(extraído de 187)] , la cual muestra un DTI esquemático de la terminación del sistema de flujo y los aspectos relacionados de la tubería y del control. Este esquema indica que la válvula de seguridad superficial (SSV) (se usa la maestra y la secundaria) es como siempre parte del árbol de producción que termina este pozo. La válvula de tormenta (SSSV) por diseño es (comúnmente) una válvula que funciona a base de presión, cuyo modo seguro es "cerrado" (o "*failsafe*"), activada por presión proporcionada por un tubo 316SS de ¼-pulgada de diámetro, que va desde esta válvula que está debajo de la superficie hasta la consola de control, se muestra una válvula típica como ésta para referencia en la Figura L4b.

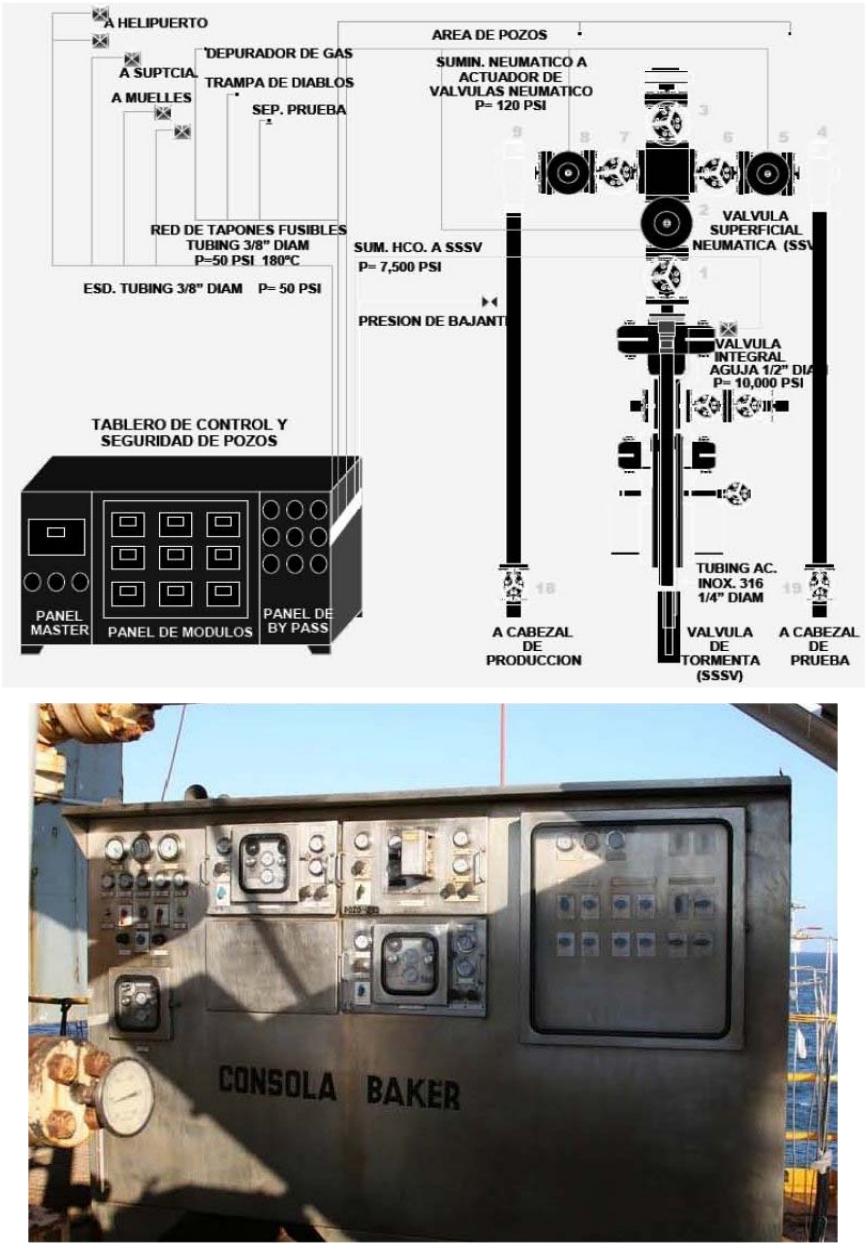


Figura L 4a/b. Esquema del sistema de control y una consola de control típica

Debido a la ubicación del ducto en el lecho marino y la distribución del KAB-101, esta consola se encuentra cerca del punto más lejano en el KAB-101, con respecto al acceso desde la P.A.E. de perforación. Esto se hace evidente en el plano de distribución de la cubierta del KAB-101 que se presenta en la Figura L5[(extraído del 102)]. Por razones como la colocación de esta consola de control, que se encuentra más bien lejana al acceso hacia la cubierta de la plataforma, desde la P.A.E. de perforación, se hace también una provisión para el control de emergencia de los pozos en otros lugares diferentes a la cubierta del KAB-101. La Figura L4a nos indica esquemáticamente que los sitios para ESDs (Emergency Shut Down – Paro de Emergencia) incluyen el helipuerto, en donde se encontró un switch de esos. También se ha establecido[(217)] que un ESD se encuentra localizado en SWL (Still Water Level – Línea de Aguas Tranquilas) del KAB-101. Sin embargo, un examen visual (desde una embarcación) del área de arribo alrededor del SWL en el KAB-101, no mostró evidencia obvia de dicho cierre, como se muestra en la Figura L6a de esta observación de campo. Aunque no se tomó con este propósito, la vista que se muestra de esta misma área de una plataforma fija Sea Pony cerca del KAB-101 y que se muestra en la Figura L6b, tampoco muestra claramente la presencia de una ESD en la cubierta de arribo. Estos aspectos requieren mayor aclaración, antes de sacar conclusiones. Sin embargo, la presencia o ausencia de un ESD en el SWL, no sería causal en el incidente que se trata, dado el estado del mar en esos momentos.

Basados en las observaciones y en los datos proporcionados, esta evaluación de los aspectos de la construcción y como está construida, no indica preocupación en el contexto del KAB-101.

Las mandarinas también se han evaluado extensamente, con respecto a la condición de la construcción y a cómo están construidas, lo cual ocurrió a través de tres visitas independientes al sitio y enfocadas específicamente en las mandarinas involucradas en este incidente. Adicionalmente, se terminaron pruebas de campo y de laboratorio de cada una de ellas, como se documenta en los Anexos C y N.

Un examen de ambos botes indica que tienen una construcción compuesta de una matriz de fibras, los cuales, como están construidos, después de dar servicio por muchos años, muestran evidencia de problemas tanto en la disposición de las capas de fibra y la resistencia o adherencia de la inter-lámina, desarrollada entre estas capas y la resina del aglomerante. Estos problemas son evidentes a lo largo de los planos de la fractura en términos de una de-laminación extensa, así como sitios en donde tales partes despegadas se inyectaron con relleno (aparentemente se ubicaron posteriores a la construcción usando un “Tap-Test”). Las facetas típicas de estos problemas se muestran en la Figura L7. Dichos problemas pueden dar como resultado una debilidad estructural con respecto al estado de cómo están construidas, así como la extensa oxidación de la capa exterior, particularmente en lugares directamente expuestos a la radiación ultravioleta (UV) de los rayos solares, también puede dar como resultado una debilidad similar a la antes mencionada. Vale la pena hacer notar en este contexto la observación que mientras los materiales compuestos como fibra de vidrio han estado disponibles por décadas y se han usado en botes recreativos, por ejemplo, fue sólo en los años 1980s y después que dichos materiales encuentran uso comercial / industrial generalizado. Ese uso temprano se hizo en estructuras secundarias en su mayoría, porque incluso bajo la producción precisamente

Brian Lewis

controlada de las aplicaciones de las naves, hubo problemas de calidad en la disposición y en el curado exitoso aún de los paneles curvados gradualmente.

El diseño Whitaker se remonta aparentemente a los años 1970s, con el modelo Watercraft siguiéndole al primero por unos cuantos años. La edad exacta del modelo Whitaker no se ha podido determinar, y la del modelo Watercraft que se observa en la placa de la manufactura es de 1982. Dada la edad, es típico para ambos modelos que se pueda esperar que haya problemas tanto con la condición de la construcción y de cómo están construidos, de ambos botes. Asimismo, ya que los "paquetes de resistencia" de UV, que se mezclaron en las primeras resinas resultaban deficientes comparados con los productos de décadas posteriores, se podía anticipar que fueran quebradizos y que tuvieran problemas relacionados, una vez que los botes como están construidos han estado en servicio sufriendo una gran exposición a los rayos UV – como ocurriría en México mucho antes que en los climas del norte. Por lo tanto, se puede concluir que los aspectos de la construcción y de cómo están construidos estos botes, pueden ser motivo de preocupación.

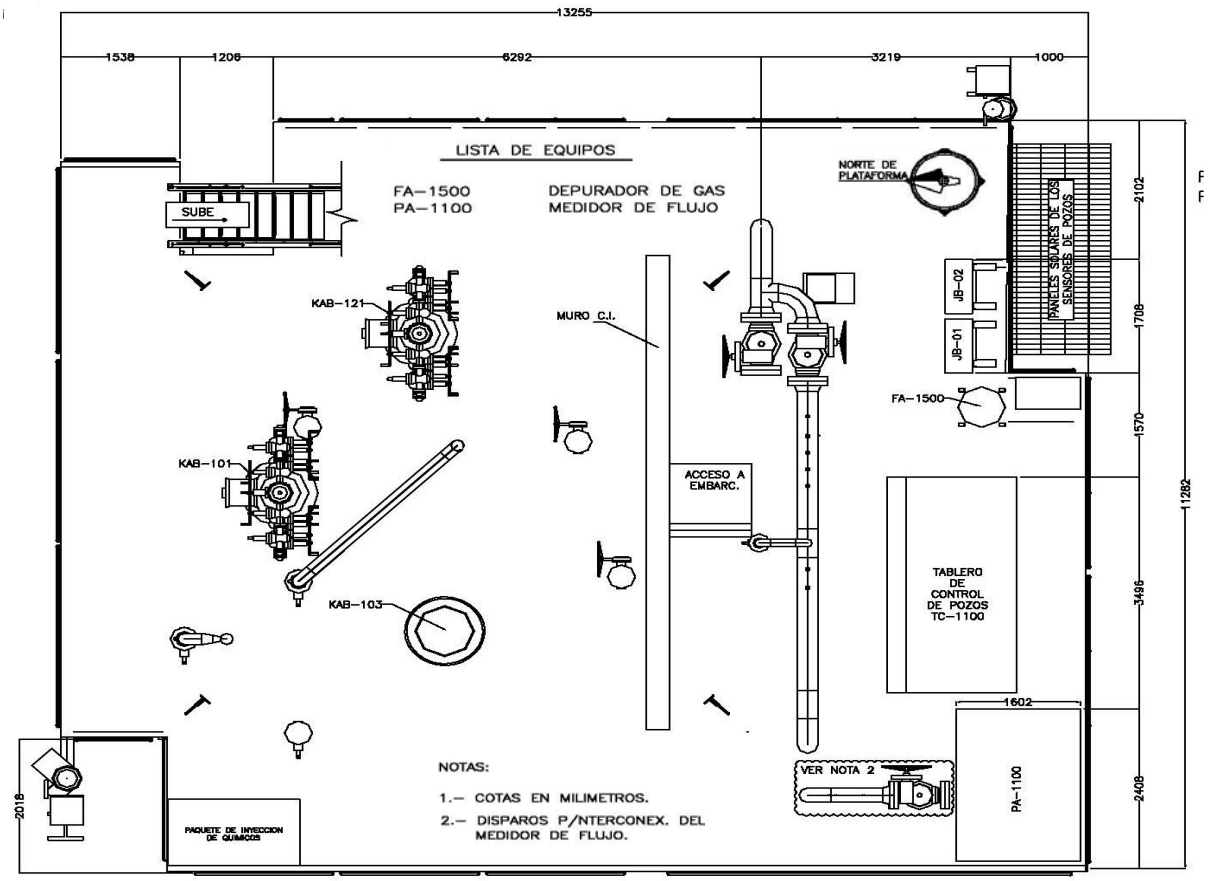


Figura L 5. Diseño de la cubierta para KAB-101

Figura L 6 a/b. Vistas del área de arribo a nivel del SWL y de su cubierta para la plataforma fija (KAB-101 y plataformas típicas)

Figura L 7. Vistas a lo largo de los planos de la fractura de la Mandarina 2

El trabajo que se reportó en el Anexo C y se discutió en la Sección 4 de este reporte, nos indica que la mandarina era hermética, a pesar de la consideración de una serie de fuentes de fuga, lo que condujo a la observación de que el ingreso del agua, como lo reportaron algunos de los sobrevivientes de este bote, aparentemente fue a través de escotillas que se abrieron por diversas razones. Los materiales de la carcasa superior de la Mandarina 1 se encontraron viables en comparación con lo que se podía haber anticipado (ver los Anexos C y N para ver detalles). Como tal, no se encontró evidencia de problemas en la construcción y cómo están construidas en la Mandarina 1. Ya que el ingreso del agua no resultó ser un problema potencial presentado por los reportes de los sobrevivientes, el trabajo que se realizó en la Mandarina 2 se concentró más en los problemas del material que se hacen evidentes arriba.

Los resultados de la Mandarina 2 sí apuntaron a una resistencia y a la calidad de la fabricación del material de la carcasa superior de este bote, algo disminuidas, mientras que el casco experimentó algún daño, pero permaneció intacto. También estaba intacta la costura entre la parte superior y la inferior de las carcasas. A pesar de la potencial debilidad de la capa superior de la Mandarina 2, se reportó que este bote navegó sin evidencia de problema alguno por aproximadamente 1.5 horas, en cuyo momento se reportó que este bote se volteó y zozobró, aparentemente al maniobrar, con la cubierta superior rompiéndose en pedazos.

La consideración del clima que se reportó durante el transcurso de la tarde, nos indica que para cuando sucedió la ruptura de la carcasa, la tormenta ya se había calmado en parte, y el bote salvavidas aparentemente había permanecido intacto mientras recibió las peores cargas. El casco está diseñado para soportar las cargas anticipadas, mientras que la carcasa superior sirve para crear una cubierta protectora. Como tal, las cargas que podrían ocasionar la falla de la carcasa superior, se pudieron haber desarrollado, ya que el bote invertido presenta la carcasa superior golpeada por las olas.

Mientras navegó sin dificultad antes de zozobrar, se había abierto por lo menos una escotilla superior, para proporcionarle visibilidad al timonel. Debido a la ubicación de esta ventana, el timonel reportó que se tenía que levantar para tener visibilidad, y otra persona lo ayudaba a timonear. Aunque este bote se encontraba en mares tormentosos, no se sabe con claridad si había otras escotillas abiertas, o cuántas podrían haber estado abiertas – ya que se reportó que había escotillas abiertas en este bote. Dependiendo de las suposiciones del diseño de la carcas superior, es posible que las escotillas abiertas pudieran haber llevado a distorsión o esfuerzo que fuera inconsistente con su diseño. Más críticas aún, las cargas que se ejercieron en la carcasa superior, debido a que ésta tuvo que soportar la carga del bote, no están consideradas en el diseño del casco, ya que el bote por diseño, se auto-endereza (per SOLAS [(112)]).

De esto se deduce que se impusieron cargas no ordinarias sobre la carcas superior, que van más allá de cualquier margen de diseño razonable, ya que el bote se volteó y no se enderezó por sí solo (zozobró). También se deduce que no se puede anticipar que el bote se auto-enderece si 1) no están todas las personas con el cinturón de seguridad puesto y 2) se sabe que por lo menos una escotilla se encontraba abierta, la cual provocaría una rápida inundación al zozobrar el bote salvavidas. Entonces, aunque los materiales sí muestran evidencia de una de-laminación y menor resistencia de la que se esperaba, las cargas debido a que la Mandarina 2 permaneció volteada, fueron mucho más allá de las expectativas del diseño de la carcasa superior, de tal forma que éste falló. El análisis de las macro-fracturas en la carcasa superior, y cerca de la junta con el casco inferior (casco), muestran una clara evidencia de que la carcasa superior falló debido a que se aplicó carga en forma vertical a la parte de arriba de la carcasa superior, la cual actuó para colapsarla hacia el casco. Dichas cargas pueden presentarse al estar en el mar, pero serían mucho más intensas cuando un bote volteado se impacta en la orilla por medio de cargas repetitivas ejercidas por las olas. Existen perforaciones y otras facetas que son inconsistentes con el hecho de que la cubierta superior fallara completamente en el mar, lo que sugiere que mucho de este daño ocurrió al llegar el bote a la orilla. El hecho de que varios fragmentos grandes de la cubierta superior permanecieron en el bote, es

Brian Lee

consistente con este punto de vista. Sin embargo, se recuperó muy poco de la cubierta superior como para "reconstruirla", como base para evaluar más este aspecto.

Basta decir que la Mandarina 2 se desempeñó adecuadamente a pesar de las acciones de sus ocupantes, quienes aparentemente por razones que juzgaron necesarias bajo las circunstancias, se quitaron los cinturones de seguridad y abrieron las escotillas. Como se observó anteriormente, la necesidad de fijar un curso seguro, motivó ambas acciones. Si la ventanilla del timonel no hubiera estado sucia con petróleo, esta acción no hubiera sido necesaria. Para concluir, aunque se pueden citar algunos problemas con respecto al factor de la construcción y de cómo están construidas, ninguna evidencia apunta únicamente hacia este factor como la causa central de los decesos. Aunque este factor pudo haber contribuido a los decesos, si la Mandarina 2 no se hubiera volteado, esta acción y las circunstancias que hicieron posible que al bote salvavidas se le metiera el agua rápidamente a través de la escotilla abierta, contrarrestan esa consideración.

Tendencias e implicaciones

La Usumacinta se construyó con detalles de juntas que representan una práctica sólida como se conoce hoy en día. Esto evitó esfuerzo local alto, limitó el esfuerzo residual inducido por la soldadura, involucró poca coacción (fuerza), y evitó las soldaduras de esquina cerradas. Que se hayan encontrado dichas buenas prácticas no fue muy sorprendente, ya que la mayoría de los aspectos de los diseños viables de buques basados en marcos ("bulkheads") y vigas que funcionan con desempeño de viga profunda, se han usado mucho antes de los años 1970s, así como las prácticas de soldadura de gas-metal y soldadura de arco sumergido. No se observaron revisiones mayores o cambios a cómo están construidas que sean de consecuencia, relativos a la resistencia estructural a las cargas ejercidas por el servicio y por el medio ambiente. La inspección histórica relacionada con la clasificación de Clase de éstos y de otras áreas sometidas a un alto esfuerzo, no muestra historia de problemas, reforzando el punto de vista de que se especificaron y se construyeron los buenos detalles en esta P.A.E. de perforación. Las inspecciones recientes que se han hecho como parte de la reclasificación de la Usumacinta, que no mostraron evidencia de problemas, refuerzan también el punto de vista de que se especificó y construyó con buenos detalles la P.A.E. de perforación, así como la continuación de Clase de la plataforma de perforación como un MODU auto-elevable. Existe un soporte similar para el módulo de la plataforma fija Sea Pony como está construida, ya que dichas plataformas han sobrevivido muchos años acumulativos como plataformas, indicando que estos aspectos no son un factor de consecuencia para el KAB-101 en este incidente.

Los aspectos de la construcción y de cómo están construidas, asociados con los componentes funcionales tanto de la P.A.E. de perforación como del KAB-101, se desarrollaron en virtud de que dichos componentes se diseñaron, produjeron, comercializaron y luego se integraron en el buque ligero de la P.A.E. de perforación o en la cubierta del KAB-101. Ya que dichos componentes los producen fabricantes y/o proveedores de prestigio y los comercializan en la industria petrolera y de gas, deben dejar rastros de sus prácticas de fabricación y revisiones de cómo están construidas para cumplir con los requisitos de la industria. Por esta razón, estos aspectos de la

Brian Lee

Usumacinta y del KAB-101 no se considera que sean un problema, con respecto a los aspectos de la construcción y de cómo están construidas.

La válvula de tormenta (SSSV) y los aspectos relacionados de los pozos, sistemas de flujo y controles eran todos productos comerciales establecidos, cuyo "control de origen" disminuye la preocupación sobre problemas de construcción / manufactura y sobre cómo están construidos dichos elementos. Por lo tanto, a pesar del papel clave desempeñado por la válvula de tormenta (SSSV) en la continuación de la fuga, la preocupación no es con respecto a los factores que se consideran en esta subsección.

La evaluación de la construcción y de los aspectos de cómo están construidas las mandarinas, se enfocó específicamente en las mandarinas involucradas en este incidente. Ambos botes salvavidas muestran evidencia de problemas con la disposición de las capas de fibra y con la resistencia inter-lámina o adherencia desarrollada entre estos capas y la resina aglomerante, lo cual podría dar como resultado una debilidad estructural – aunque la situación fue mucho peor para la Mandarina 2. Ambos botes también muestran una extensa oxidación exterior, en donde se han expuesto directamente al sol. Por lo tanto, se podría concluir que los aspectos de la construcción y de cómo están construidos estos botes, podrían resultar ser de consecuencia para este incidente. Sin embargo, resulta claro que la Mandarina 2 se desempeñó adecuadamente hasta que la escotilla abierta permitió que el bote volteado se inundara rápidamente y zozobrara, lo que aparentemente ocasionó que permaneciera volteado y expuesto a cargas mucho mayores que aquéllas para las que se diseñó.

Como cierre del presente documento, mientras que se pueden citar algunos problemas con respecto al factor de la construcción y de cómo están construidas, ninguna de las evidencias apunta únicamente a este factor como la causa central de los decesos. Mientras que este factor pudo haber contribuido a los decesos, si la Mandarina 2 no se hubiera volteado, esta acción y la circunstancia relacionada, mediante la cual se inundó rápidamente a través de una escotilla abierta, contrarrestan esta consideración. Se necesita proporcionar capacitación para evitar la posibilidad de que ocurra esto otra vez. Las propiedades aparentemente deficientes de los materiales del bote Watercraft, aunque no son un problema en este incidente, podrían ser una preocupación sistémica y se debe evaluar para evitar que este aspecto contribuya o sea causal de algún incidente en el futuro.

Conclusiones

El análisis anterior no indica que los aspectos de la construcción/fabricación y de cómo están construidas haya sido un factor en ninguno de los elementos de este incidente asociado con la Usumacinta o el KAB-101, incluyendo sus pozos.

Ambas mandarinas muestran problemas en la construcción y sobre cómo están construidas en términos de la disposición de las capas de las fibras y en la resistencia entre las láminas o la adherencia desarrollada entre estas capas y la resina aglomerante, lo que puede dar como resultado una debilidad estructural. Asimismo, ambos botes también mostraron una oxidación extensa en el casco exterior en donde están directamente expuestos al sol. Aunque se pueden citar dichos problemas, y verse potencialmente este factor como que contribuyó a los decesos en la Mandarina 2, el hecho de que el bote se

Brian Lee

volteara y las circunstancias relacionadas con ello, que le permitieron que se inundara rápidamente a través de una escotilla abierta, contrarrestan esa consideración. Se necesita dar capacitación para contrarrestar esta preocupación en el futuro. Aunque no fue un factor en este incidente, las propiedades aparentemente deficientes del bote Watercraf, podrían ser una preocupación sistémica. Se debe considerar tomar un muestreo representativo de las mandarinas que se encuentran en las plataformas de PEMEX o de los contratistas, para explorar la magnitud del problema, con el objeto de evitar que este aspecto contribuya o sea causal de algún incidente en el futuro.

Brian Lee

L4: Operación o Funcionamiento (O/F)

Ámbito

La presente subsección considera aspectos operativos o funcionales de cada uno de los seis elementos concernientes, evaluados bajo un contexto de objetivos operativos para sistemas de exploración y producción marina. Los cuales deben optimizar la producción, el procesamiento y la exportación de hidrocarburos de cada activo, asegurando la seguridad y salud, ocasionando a su vez un impacto ambiental mínimo.

Los factores operativos / funcionales importantes relacionados con la fuga y la continuación de la fuga, la evacuación de la plataforma de perforación y los decesos subsecuentes incluyen lo siguiente:

- directivas operativas en manuales y otros documentos que afectan el posicionamiento de la plataforma de perforación en el KAB-101 y la extensión del cantilever así como la consideración de retirar el cantiléver dado el hecho de que se acercaba la tormenta,
- directivas operativas para el cierre de los pozos de la plataforma KAB-101 durante una emergencia,
- el control del pozo y aspectos operativos relacionados, y
- aspectos operativos de las instalaciones relativas a la plataforma de perforación durante la evacuación, el refugio seguro y rescate.

Benchmarks, datos clave, información, observaciones y/o hechos

Los benchmarks para decisiones operativas para la plataforma de perforación se encuentran en la Referencia 54, la cual cubre aspectos que afectan el posicionamiento de la plataforma de perforación y de la extensión del cantiléver. Los benchmarks que establecen la altura mínima de la plataforma de perforación por encima del nivel del mar se encuentran en las Referencias 27, 29 y 48, mientras que la orientación o guía para la altura de la plataforma de producción se relaciona con la experiencia y conocimiento de requerimientos de producción y despejes o espacios libres relacionados entre la plataforma de perforación y los componentes de la plataforma.

Las decisiones propias de la operación que involucra a PEMEX contra el cierre de los pozos existen bajo el contexto de pozos fuera de control y del paso potencial de un huracán (v.gr 39, 40, 44, 128,135), con criterios meteorológicos relacionados y que existen a nivel mundial en el contexto de huracanes (v.gr 46,47). Finalmente, existen criterios para requerimientos típicos de control de pozos bajo contextos tanto de normativas internacionales como de PEMEX, los cuales en términos generales son comparables a las situaciones inusuales y de contratiempos, tales como emergencias como se menciona más arriba o durante la reubicación de la plataforma de perforación (v.gr 78,79).

Se ha reportado que la plataforma de perforación estaba correctamente posicionada después de llevar a cabo tres intentos para trabajar en el Pozo 103, después de lo cual la

plataforma de perforación se elevó en dicho sitio a una altura aproximada de 57 pies por encima del nivel del mar. Dicha altura excede los requerimientos mínimos establecidos por las normas y las establecidas independientemente por el asegurador, ambas se usaron como benchmarks. Tanto los encargados como el equipo de personas que realizó el trabajo de establecer la altura entre el piso rotaria de la plataforma de perforación y los pozos tenían la experiencia necesaria. Se reportó una distancia de 13 metros, la cual es apropiada para asegurar una operación a salvo y funcional. Por lo tanto, estos aspectos no fueron causales ni contribuyeron en términos de su operación y/o funcionamiento.

Los sistemas de control están integrados en los activos de producción para así poder manejar las operaciones y funciones de los sistemas productivos y operativos involucrados en la recuperación de hidrocarburos(v.gr, 88, 188-190), y para proporcionar un medio eficaz para controlar el pozo o cerrar el pozo en caso de emergencia o situación anómala(v.gr 79, 98, 128, 135,168, etc.).El control de los pozos es afectado en primera instancia por la válvula de seguridad superficial (SSV) en el árbol de válvulas (árbol de producción) lo cual es consistente con las normativas internacionales (v.gr 93).Con respecto a los pozos de alto riesgo, tales como aquellos relacionados con la producción de gas, cercanos a poblaciones o áreas ambientalmente sensibles, se requiere un segundo dispositivo de control de presión que siente bien por debajo del primer dispositivo que está en el árbol(v.gr 93). Este segundo dispositivo de control de presión, mejor conocido como la válvula de seguridad subsuperficial (conocida por PEMEX como la válvula de tormenta), comúnmente se localiza debajo del lecho marino de los pozos mar adentro. Esto debido a la necesidad de cierto control y dada la experiencia práctica que demuestra que donde se hace uso frecuente de controles redundantes, los sistemas mecánicos en efecto fallan(v.gr 94-96). Dicha redundancia es comúnmente evidente en pozos de alto riesgo ante la presencia de múltiples válvulas y sistemas paralelos. La redundancia es evidente en el diseño del árbol de producción ilustrado en el esquema que se muestra en la figura L8 pero no lo es en la parte conocida como “terminación del pozo” que se muestra ahí.

Brian Lee

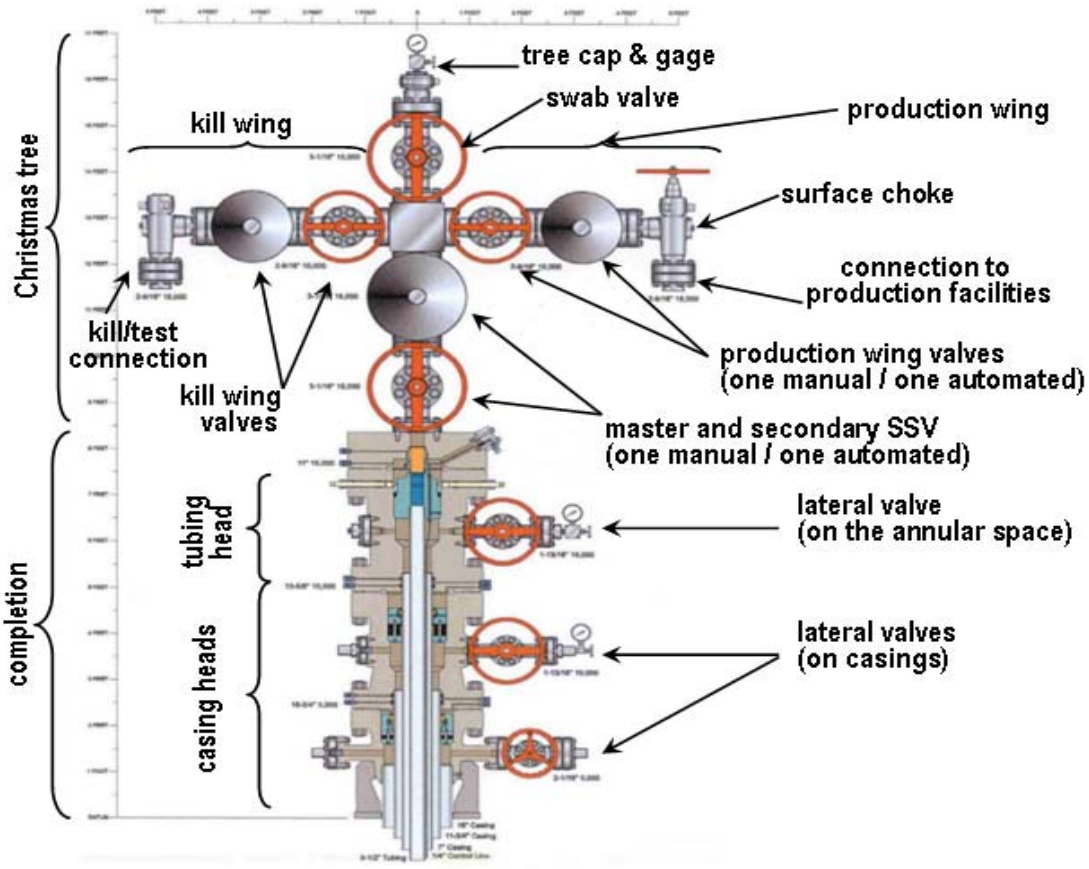


Figura L 8. Esquema ilustrativo de un árbol de producción y terminación del pozo típico

La imagen en la figura 8 muestra las válvulas redundantes en los dos ramales del árbol de producción, los cuales están correctamente ilustrados en dicha imagen como menos robustos que el conjunto de los componentes bridados que integran la terminación bajo el árbol de producción. Los ramales laterales del árbol se integran por válvulas y "spools" (tramos de tubería) bridados y atornillados como los segmentos verticales del árbol. Estos ramales, identificados en la figura L8 como "válvulas de ala", proporcionan control de la dirección y volumen del producto que fluye desde el yacimiento hasta las instalaciones de producción mientras que el segundo ramal facilita las pruebas de presión y la segunda función conocida como "matar" el pozo.

Debajo del árbol se sitúa una serie de componentes bridados mucho más robustos que usualmente se les denomina "la terminación del pozo". Mientras que algunas terminaciones denotan redundancia en sus válvulas laterales, lo cual es evidente en la colocación de válvulas duales laterales en cada cabezal de la tubería de revestimiento, como lo fue en el caso de los Pozos 101 y 121 de la plataforma KAB 101, el esquema de la figura L8 sólo muestra una válvula en cada cabezal de la tubería de revestimiento. Al extremo de cada válvula del cabezal de la tubería de revestimiento lateral esta un indicador de presión que tiene como objetivo detectar si la presión está aumentando entre los espacios de las tuberías de revestimiento, proporcionando así un indicador de la condición física de cada pozo.

Brian Lee

En la figura L8, es evidente que los cabezales de la tuberías de revestimiento sirven como terminación para la serie de tubulares de fondo anidados “nested down-hole tubulars” mejor conocidos como revestimiento - “casings”. Típicamente, existen cuatro “casings” a los cuales comúnmente se les llama (de afuera hacia adentro) como el revestimiento conductor (sobre el cual se asienta la terminación del pozo, pero no se muestra en la Figura L8), el revestimiento de superficie, el revestimiento intermedio y finalmente el revestimiento de producción. La tubería de producción está centrada dentro la serie de los revestimientos anidados (“nested casings”), el cual es el conducto mediante el cual los productos del yacimiento se mueven desde el nivel del yacimiento hasta la superficie. El espacio concéntrico entre el tubo de producción y el revestimiento de producción se le denomina en el presente análisis como “el espacio anular”. La válvula de seguridad subsuperficial SSSV se sitúa dentro de la tubería de producción y por lo tanto debería ser capaz de cerrar (parar) el flujo que va hacia la tubería de producción proveniente del yacimiento. Conforme el producto asciende hacia el pozo, la presión y temperatura pueden cambiar significativamente. El valor de ambos parámetros tiende a bajar. Debido a este efecto, los componentes del fluido producido que permanecen en estado gaseoso o líquido en niveles bajos, pueden salir en estado sólido conforme suben hacia el pozo. Estos sólidos incluyen parafinas y asfáltennos, siendo éste ultimo evidente en los fluidos producidos en el campo de producción de la plataforma KAB [(v.gr 193)].

El control del pozo a través del uso de la válvula superficial de seguridad (SSV) y de la válvula de seguridad subsuperficial (SSSV) se da por varias razones dependiendo de la válvula y de las circunstancias. Estas razones incluyen funciones típicas asociadas con las operaciones de día a día y otras funciones de rutina que pueden implicar el uso de válvulas de seguridad superficial aunque es más común que implique el uso de una válvula del “ala de producción” o del “ala de la línea para matar”, dependiendo de la función. En contraste con las circunstancias comunes, la SSV y la SSSV se dirigen a condiciones anómalas o contratiempos. Debido a la importancia de esta función y al hecho de que la SSSV no es redundante, este dispositivo de control de presión está sujeto a pruebas de ajustes periódicos requeridas al menos cada seis meses[(v.gr 97)].

En vista de que usualmente la instalación de la SSSV y sus pruebas periódicas requieren del proveedor [(v.gr 107-109)], el tiempo más factible para asuntos relacionados de operaciones a desarrollar con las SSSV ocurre cuando se usan funciones distintas a aquellas en las que se requiere al proveedor, como ocurre por ejemplo cuando se desea continuar operaciones durante el curso de reubicación de una plataforma de perforación. Bajo este contexto, se activó el cierre de la SSSV en el Pozo 121 tres veces en los días anteriores a octubre 23 [(v.gr 78,79)] .Se cuenta con datos proporcionados en las entrevistas que confirman que las válvulas sellaron en todas las horas con luz de día en cada uno de esos tres días.

Se dispone comercialmente de una variedad de diseños de SSSV y se pueden encontrar válvulas en servicio de múltiples proveedores en los campos manejadas por AILT (Activo Integral Litoral Tabasco). De las cuales, la válvula que específicamente se instaló en el Pozo 121 es manufacturada por Schlumberger que corresponde a su modelo TRMAXX-10E. Está hecha de acuerdo a los estándares exactos para material y calidad como sucede comúnmente con todas las SSSV [(v.gr 88)], con control de origen rastreado como lo requiere la Referencia 88 y usando un número de serie único integrado a la válvula. Este control de origen también incluye exámenes de pruebas de ajustes para

Brian Lee

servicio[v.gr 97]. La figura L9 muestra una vista esquemática de la SSSV instalada en el Pozo 121.

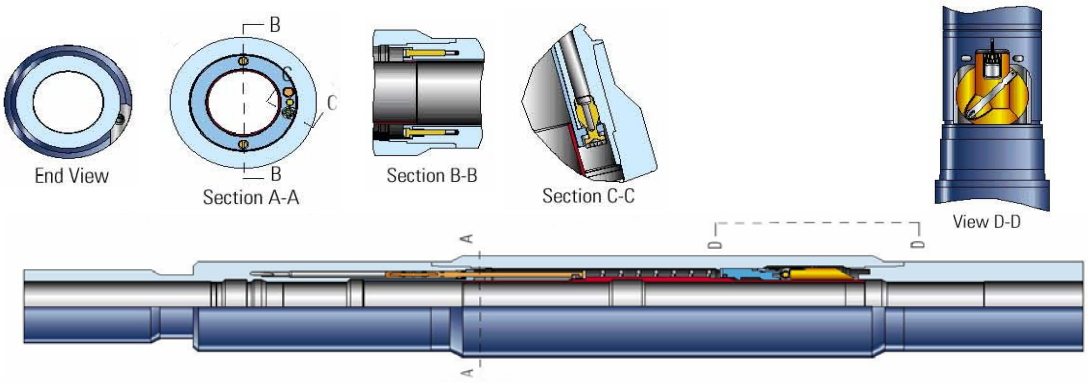
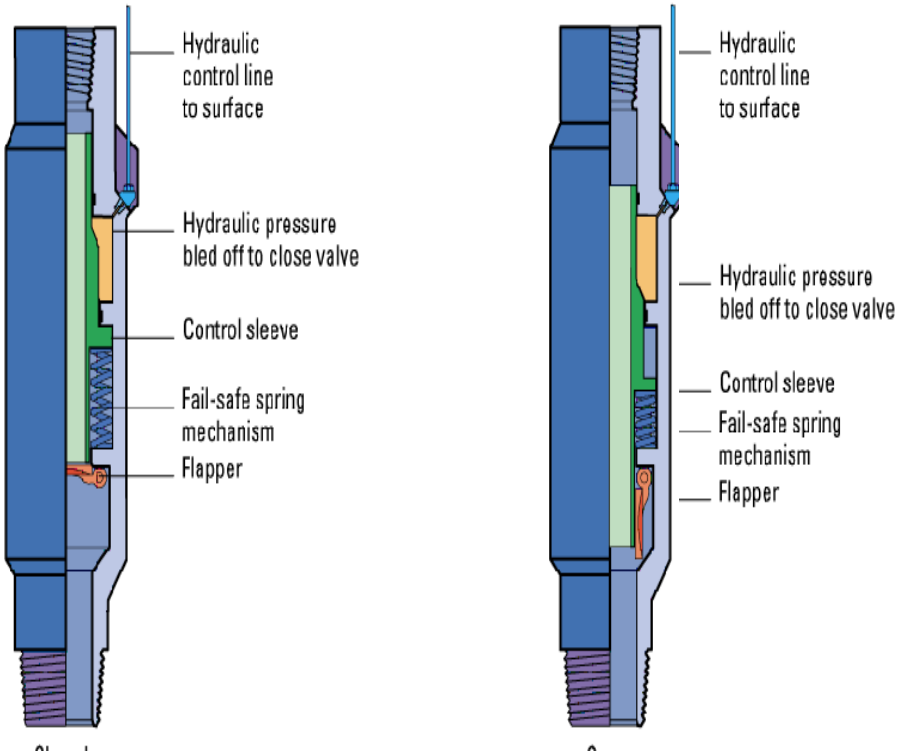


Figura L 9. Vista de la SSSV Schlumberger TRMAXX-10E (el lado superior está a la izquierda)

El diseño básico incluye tres piezas cilíndricas que se enroscan en lo que se conoce como "juntas/uniones del cuerpo" ("body-joints"). La unión de la parte superior del cuerpo localizada en la sección A-A en la Figura L9, permite el acceso a los aspectos operativos que involucra un camisa o manga ("sleeves") que se deslizan dentro de la porción central. Esta camisa se sitúa contra un resorte ("spring") resistente que fuerza al cilindro hacia arriba y lejos de una charnela ("flapper") que sirve como válvula anti retorno ("check valve"). A falta de presión hidráulica para dar compresión a este resorte, la válvula anti retorno está cerrada. La aplicación de presión hidráulica fuerza a este cilindro hacia abajo y comprimiendo así al resorte. Conforme este cilindro se mueve más allá de la charnela, fuerza a la válvula a abrirse. Con el uso de presión suficiente, el extremo inferior de este cilindro topa un borde ("shoulder") cortado como un segmento de esta válvula que se sitúa debajo de la junta del extremo inferior. Conforme topa con este borde, provee un flujo continuo a través de la válvula e impide el atasque o que se inunde de producto.

Sin embargo, cualquier uso de presión menor que lo requerido para mover el cilindro totalmente hacia abajo de la válvula y hacia el borde ("shoulder") resultará en un atasque de la válvula y su posible malfuncionamiento.

Esto puede ocurrir aunque el flujo entre las válvulas indique que la válvula está totalmente abierta. La figura L10 ilustra estos aspectos.



a) cerrada – no está a escala **b) abierta – no está a escala**

Figura L 10. Esquema de una SSSV: abierta y cerrada– la parte superior del pozo está arriba

La junta del cuerpo inferior en la SSSV que se menciona más arriba se ve claramente en la figura L9, justo debajo de la sección D-D. Esta dentro de los tres segmentos cilíndricos inferiores que integran esta válvula para proveer acceso a los componentes operativos que se sitúan en la parte inferior de la válvula y permite algunas funciones de mantenimiento. Sin embargo, en vista de que el funcionamiento del resorte en la SSSV implica fuerzas significativas, el ensamble o desensamble de una SSSV debe reaccionar a esas fuerzas para romper o deshacer cualquiera de las uniones del cuerpo("body joints"). Esto implica que la rehabilitación de una SSSV que involucre el rompimiento de una unión ("body joint") (v.gr 88) sólo puede ser lograda bajo condiciones controladas disponibles en las instalaciones del proveedor – después de lo cual la válvula debe ser certificada de nuevo (puesta a prueba de presión)(v.gr 97).

Aunque más de seis proveedores cuentan con disponibilidad de muchas SSSV, el diseño básico discutido anteriormente puede encontrarse en funcionamiento en las aéreas administradas por AILT (v.gr 106), que incluye el campo de producción KAB. A pesar de que existe muchos proveedores y que cada uno ofrezca varios modelos, todos ellos parecen ser esencialmente similares en cuanto al diseño y funcionamiento. Esto parece ser el caso desde que se llevo a cabo la transición del control subsuperficial al superficial de dichas válvulas.

La SSSV está diseñada para cerrarse de manera rápida y hermética y se supone que detenga completamente el flujo proveniente del yacimiento hacia la superficie (lecho

marino). Al estar diseñada para detener el flujo cuando está totalmente cerrada, la experiencia internacional muestra que a pesar de su importancia como el dispositivo secundario de control de presión en los pozos de alto riesgo, muchas SSSV no operan como se esperaba, fallando de diversos modos y algunos de éstos con gran frecuencia [v.gr 95,97]. Por ejemplo, los datos organizados en la Referencia 95 indican que dichas válvulas pueden fallar en su funcionamiento en uno de los sietes modos que se categorizan en la figura L11 y que a veces pueden tener un tiempo promedio entre fallas (MTBF por sus siglas en inglés) menor a un año. La Figura L12 indica que estas válvulas tienen la segunda tasa más alta en fallas de componentes usuales de los pozos y con la indicación por parte de los proveedores de la industria de que estas fallas pueden ocurrir inmediatamente después de una prueba exitosa de la válvula. Cabe mencionar en este contexto que la prueba exitosa de una SSSV conforme a estándares implica un periodo de tiempo relativamente corto y que aunque se presente una cantidad modesta de fuga, aún así se considera aceptable[v.gr 94]. Mientras que el llevar a cabo una prueba de corto plazo en un laboratorio resulta ser una medida aceptable, para una válvula que

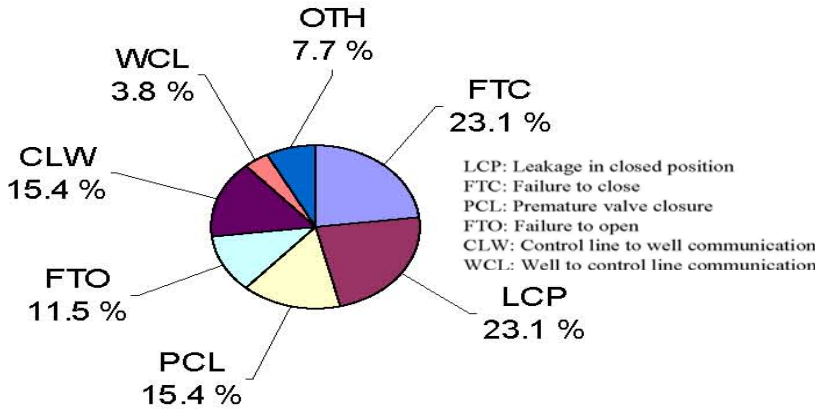


Figura L 11.Estadísticas de fallas en servicio para las SSSV–Categorías de las fallas

se ha atascado con un sólido tixotrópico, como por ejemplo asfáltenos o arcilla pesada, que también tenga desechos del yacimiento, dicha prueba de corto plazo podría ser pasada debido al sello que se crea por estos sólidos que son muy adherentes, pero fallaría subsiguientemente conforme el material del sello se desgaste dejando que los

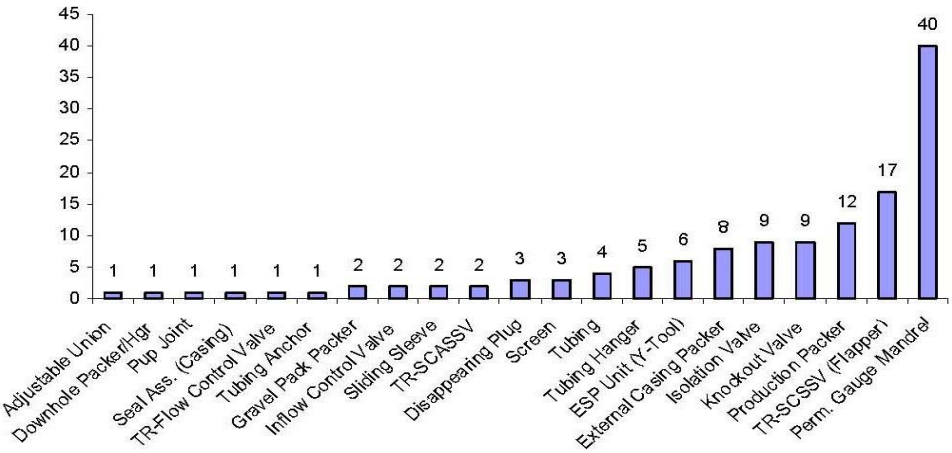


Figura L 12. Estadísticas de fallas en servicio para las SSSV – Tasas de fallas

sólidos del yacimiento mantengan la charnela abierta. Una de las causas potenciales del malfuncionamiento de las válvulas es el atasque de sus componentes operativos. Mientras que en teoría esto es imposible, la realidad demuestra que importantes atasques pueden ocurrir. La Figura L13 muestra dos ilustraciones de un ejemplo de atasque que ocurrió en una SSSV del pozo May-1 dentro del campo de producción May que se sitúa muy cerca del campo de producción de la plataforma KAB. Como se reportó [v.gr 109], ésta es una válvula idéntica a la que está en el Pozo 121. Aunque la situación especifica que subyace a la de la Figura L13 difiere de aquello que se supone influyó en la respuesta de la SSSV en el Pozo 121, dichas imágenes muestran claramente que el atasque es posible. Al observar como estas imágenes muestran una SSSV que falló en tan sólo 13 días [v.gr 109], uno puede inferir que rápidamente, literalmente en cuestión de días, se puede desarrollar un atasque que afecte adversamente el funcionamiento de la SSSV.

a) Imagen #6: partes internas de una SSSV

b) Imagen #12: atasque por debajo de la charnela

Figura L 13. Vistas de una SSSV (válvula de tormenta) atascada dentro de 13 días [v.gr 109]

En caso de ocurrir un atasque extensivo, éste puede funcionar potencialmente como puente entre el espacio de la cara de cierre de la charnela y el cuerpo de la SSSV. Esto crearía la impresión de que una SSSV cerrada está funcionando como se supone, es decir que está sellada contra el flujo ascendente de producto, al menos por un corto plazo. Dependiendo de la naturaleza del atasque y lo que lo constituye, tal sello podría deformarse y eventualmente desgastarse, especialmente con temperaturas y presiones altas. En cambio, esto podría crear falsos fallos positivos en las pruebas. Aunque es creíble, el hecho es que no hay evidencia clara de que este mecanismo sea factible en este incidente. Hasta que la SSSV sea removida, la causa concreta de su malfuncionamiento, ya sea por atasque o alguna otra razón, permanecerá desconocida respecto a si el malfuncionamiento de la SSSV fue responsable de la continuación de la fuga.

Aunque varias SSSV están disponibles con más de seis proveedores, las válvulas producidas por todos ellos siguen el mismo diseño básico que se muestra claramente en la figura L9 y L10. Dichas válvulas pueden encontrarse en servicio a lo largo de los campos

de producción manejados por AILT, que incluye el campo de producción KAB. A pesar de haber muchos proveedores y cada uno ofreciendo varios modelos, parece no existir diferencia fundamental en sus diseños o funciones, lo que parece ser el caso desde que se hizo la transición hacia el control de la superficie en lugar del control subsuperficial de dichas válvulas. Esta observación de similitud inherente implica que sus parámetros de operación son similares como lo son también en su respuesta de servicio y respuesta a fallas potenciales en su comportamiento o malfuncionamiento.

Como tal, las estadísticas que se refieren a la SSSV de Schlumberger como problemática en las campos de producción de AILT, están más dominadas por el predominio relativo de sus válvulas al compararse con otros proveedores(v.gr 106) en contraposición con el hecho de que sus válvulas son únicas de manera significativa, tanto en diseño, fabricación, producción u operación. Es importante en este contexto notar que la SSSV de Schlumberger es un subproducto de Comco, el cual fue el primer productor de dichas válvulas. Esta firma fue incorporada por Schlumberger al comprar la compañía y sus diseños.

En el contexto de la Figura L8 y aspectos conocidos de los pozos en la plataforma KAB-101, uno puede inferir que otros aspectos de dichos pozos y sus terminaciones y árboles de producción son típicos tanto dentro de PEMEX como en todas partes del mundo, y sin cuestiones únicas que demanden respuesta inmediata o de corto plazo respecto al mantenimiento. Esto es evidente bajo el contexto de la priorización a base de riesgos de los problemas potenciales en los campos y pozos concernientes a AILT (v.gr 107,108). Estos resultados, basados en las características del Pozo 121, indican que dicho pozo está entre las prioridades más bajas en términos de mantenimiento o de sus elementos conductores relacionados (v.gr 111). En este contexto, mientras que el Pozo 121 se programó para su reacondicionamiento, esta actividad se llevó a cabo por la necesidad de maximizar la estimulación de este pozo en contraposición de las consideraciones de seguridad (v.gr 76). Se deduce que la SSSV no es la única responsable de la continuación de la fuga del pozo 121.

Además, bajo el contexto del diseño del pozo y sus componentes internos, como se ilustran en el corte transversal para el Pozo 121mostrado en la figura L14, este pozo es similar al diseño de pozos típicos. Mientras que en relación a la imagen esquemática en la Figura L8, la cual denotó que son cuatro los revestimientos (“casings”) típicos para la mayoría de los pozos. Es evidente en la figura L14 que el corte transversal del Pozo 121 implica un total de seis tuberías de revestimiento secuencialmente más pequeños que protegen el pozo y su contenido, de los fluidos externos y otras cuestiones potenciales conforme penetra dentro la tierra.

El pozo 121 no es único bajo este contexto, como se puede observar que de estas seis tuberías de revestimiento (“casings”), las tres de hasta abajo están asociadas con lo que se denomina la tubería de revestimiento de producción como se muestra en la Figura L8. Esta serie de 3 tuberías de revestimiento relacionada con la tubería de revestimiento de producción, refleja el uso de lo que se denomina “hung-off casings” (tubería de revestimiento colgada/suspendida).

Brian Lee

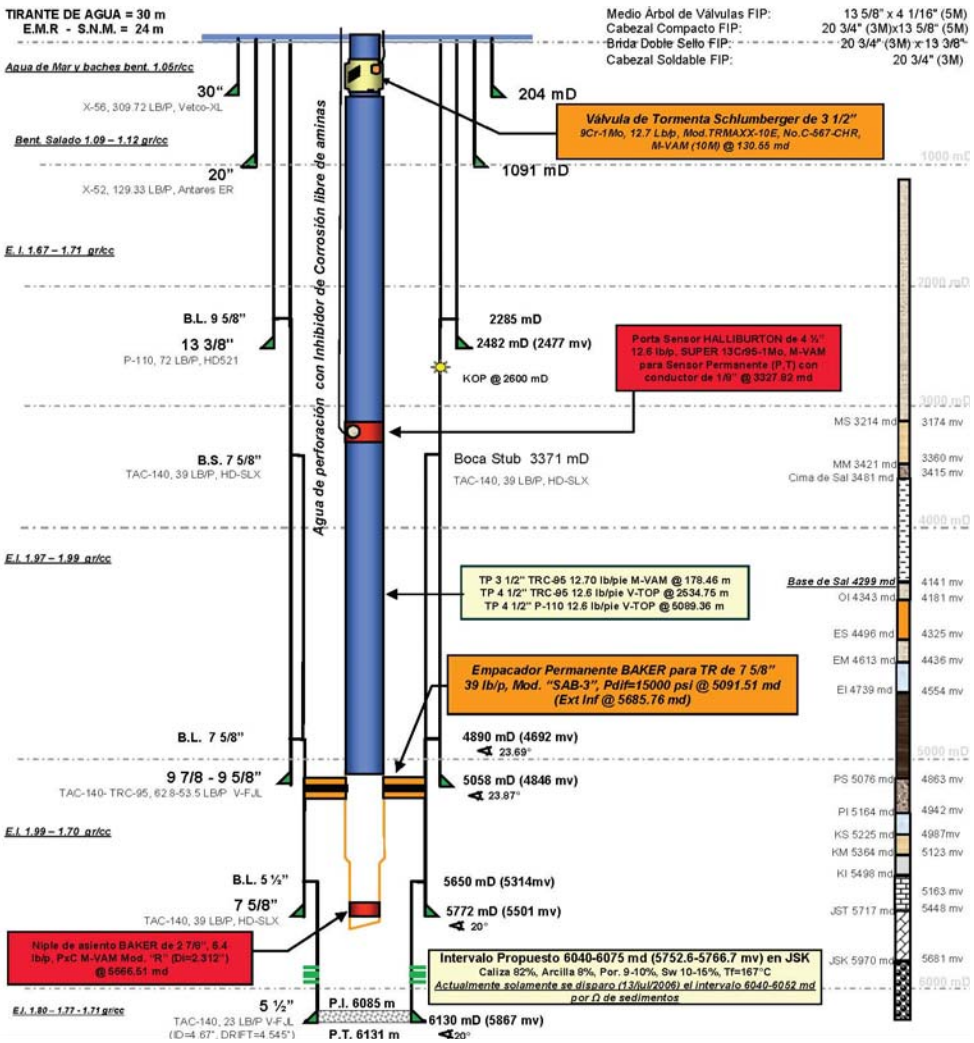


Figura L 14. Corte transversal del pozo 121

Una tubería de revestimiento que sea colgada ("hung-off") es distinta de la típica tubería de revestimiento que cuelga o está suspendido desde un cabezal de revestimiento ya que no se origina en la superficie dentro algún cabezal de revestimiento sino que se origina desde un nivel más bajo del pozo estando colgada de una tubería de revestimiento suspendida de la superficie de un cabezal de revestimiento. Estas continuaciones del revestimiento de producción continúan hacia abajo a un nivel que finalmente llega al yacimiento, al igual que la típica tubería de revestimiento solo que lo hace en un pozo más superficial. En la terminación que se muestra en la Figura L8, hay dos segmentos que cuelgan de la tubería de revestimiento de producción que terminan en la superficie en un cabezal de revestimiento. Estas extensiones de la tubería de revestimiento de producción comienzan en un nivel profundo dentro del pozo estando directamente suspendidas de la tubería de revestimiento de producción la cual ha estado suspendida a su vez de un cabezal de revestimiento.

Al examinar la figura L14, nos indica que dos tuberías de revestimiento suspendidas/colgadas ("hung-off") se usan para continuación la tubería de revestimiento de producción hacia lo profundo del pozo. Finalmente, éstas son suspendidas desde una

tubería de revestimiento que está colgada en la superficie, o desde otro "hung-off casing". Este esquema es una práctica común a nivel mundial, incentivada por el hecho de que no hay valor práctico en continuar dichos "hung-off casings" hasta arriba en la superficie, ya que puede existir un ahorro importante en la terminación del pozo.

Es por esto, que la práctica de usar "hung-off casings" representa una forma simple y barata e igualmente efectiva de construir un pozo profundo sin ninguna pérdida de seguridad o utilidad inherente.

En resumen, la Figura L14 indica que el Pozo 121 no es único cuando se compara con otros pozos más profundos, con dos revestimientos del extremo de la parte inferior secuencialmente suspendidos o colgados hacia afuera ("hung-off") del revestimiento de arriba y el pie del pozo a 6,130 metros por debajo del lecho marino. Usualmente, un empaque separa el yacimiento del espacio anular, centrando la tubería de producción dentro de dicho espacio anular. Detalles de las propiedades de la salmuera ("brine") normalmente presente en el espacio anular se puede encontrar en la Referencia 74. Aunque no se logra evidenciar en la Figura 2.7, una junta de expansión ("expansión joint") usualmente se incluye en una serie ("string") de tuberías de producción así como otros componentes internos típicos del pozo. Como tal, el Pozo 121 es típico en todos sus aspectos. Aunque se programaron trabajos de reacondicionamientos para el Pozo 121, no fueron motivados por cuestiones de seguridad ni se veía al Pozo 121 como una amenaza mayor a la seguridad e integridad mar adentro.

Los procedimientos de PEMEX indican que el cierre del pozo puede ser activado en el tablero de control bajo situaciones inusuales o anormales, pero dichos procedimientos no tratan cómo debe uno reaccionar ante un pozo que esta fuera de control como fue el caso que subyace en este incidente. Por lo tanto, no existen procedimientos que se dirijan a las circunstancias a las que se enfrentaron aquellos voluntarios para tratar de cerrar el Pozo 121. Resulta ser impráctico el hecho de que dichos procedimientos se dirijan al control a través del uso del tablero de control del pozo (Consola Baker) y peor aún, no existen detalles concluyentes de las fugas y otros problemas potenciales. Como tal, las decisiones que se tomaron deben ser vistas bajo el contexto en que fueron tomadas, es decir como acciones razonables bajo estrés y en una situación realmente difícil.

El haber cortado la línea de control resultó en una reducción instantánea de presión en la válvula de tormenta, lo que activó a su vez el modo seguro "fail-safe", lo cual debió haber detenido el flujo. El testimonio del personal de PEMEX reportó que la fuga subsecuente ocurrió aproximadamente entre 30 minutos y 1 hora después de que se cortará la línea de control para aislar la fuga inicial. Desafortunadamente, la fuga subsecuente no pudo ser controlada, lo que resultó en la evacuación de la plataforma de acuerdo a la política de PEMEX[v.gr 39, 40,44].

El manual de operaciones para cada instalación (v.gr la plataforma de perforación, la plataforma, etc.) ha sido considerado como una guía para evaluar si las decisiones tomadas fueron inconsistentes con dicha guía y para evaluar si el personal que opera en las instalaciones reaccionaron de acuerdo a los requerimientos formalizados conforme se fueron presentando los hechos del incidente del 23 de octubre. No hay evidencia concluyente de que las acciones que se llevaron a cabo fueran inconsistentes con dichas directivas.

Brian Lee

Mientras que uno pudiera esperar que los manuales de operaciones pudieran describir el modo de operación del sistema bajo contratiempos, no existen criterios que sean específicos para frentes fríos, mientras que por lo contrario, hay documentos que se ocupan de amenazas y consecuencias de huracanes. Dados los eventos asociados a este incidente, existe una clara necesidad por enfocarse a todo tipo de tormentas que no solo sean huracanes.

En cuanto a procedimiento, la reubicación de la plataforma de perforación desde SINAN-C hacia la plataforma KAB-101 se llevó a cabo sin incidente alguno dentro de un periodo aceptable de 72 horas previas al acercamiento de algún evento meteorológico que represente una amenaza como lo requiere el manual de operación y otras políticas de la Usumacinta. Consecuentemente, este aspecto de la reubicación de la plataforma de perforación no es un factor.

Mientras que el cantiléver fue extendido en este periodo, no hay mucho que sugiera que esto fue una decisión inapropiada dados los hechos disponibles. Aunque se pueda inferir muchas cosas en relación al balance de la plataforma de perforación y la extensión del cantiléver sin hechos cuantitativos que los soporten, realmente no existe nada que sea conclusivo para apoyar este punto. Adicionalmente, como se menciona en el Anexo C, no existe evidencia alguna que indique que la zapata (mejor conocida como “mat” por su término en inglés) estuviera de forma distinta a estar neutralmente flotando; sin embargo tampoco hay nada reportado ahí mismo que pruebe que el mat estuviera estructuralmente solido. De igual forma, no había nada que indicara alguna razón para no extender el cantiléver.

Lo que está claro en la evidencia relacionada, particularmente en términos de los Sistemas de Información de Operaciones [(v.gr 77)] (SIOPS por sus siglas en inglés) es el hecho de que la plataforma de perforación estaba ligeramente cargada al momento de que la golpeara la tormenta. Una plataforma de perforación semi-ligera implica que hay menor fricción desarrollándose entre el fondo del mat y el lecho marino, lo que significa que la resistencia primaria contra el movimiento relativo entre la plataforma de perforación y el lecho marino (deslizamiento transversal, rotación y balanceo) es mínima en comparación con una plataforma de perforación que ha adquirido varias cargas tales como los lodos de perforación, tubería, agua y demás.

Después del control fallido de la fuga del Pozo 121, se dio la orden al personal de la plataforma de perforación para dirigirse a las mandarinas, lo cual es consistente con las políticas y procedimientos de PEMEX [(v.gr 39)], como se indica en el Anexo J, dicho proceso fue exitoso y no se podría inferir que cualquiera de las consideraciones mencionadas aquí arriba subyazca a los decesos. Siendo así, se deben buscar y evaluar otros aspectos, haciéndose como parte de otros factores causales.

Una vez que todos estaban a salvo en las mandarinas, y dichos botes salvavidas estuvieron seguros lejos de la plataforma de perforación, surgieron los problemas que resultaron en los decesos. Dichos problemas incluyen la apertura de escotillas por diversas razones, y el hecho de que los ocupantes se desabrocharon sus cinturones de seguridad, lo que ocasionó en conjunto que se abriera la puerta haciendo que el bote perdiera su balance y se descartara el funcionamiento de auto enderezamiento. Ambas mandarinas funcionaron de acuerdo a las expectativas y requerimientos de la Convención

Brian Lee

Internacional para Proteger Vidas Humanas en Alta Mar (SOLAS por sus siglas en inglés) mientras que dichos botes salvavidas se operaron respetando las restricciones de estos lineamientos. Más allá de esto, la Mandarina 1 tomó agua a través de las escotillas abiertas lo cual acabó con la continuación del funcionamiento de su diseño. Del mismo modo, una vez que zozobró, el agua ingresó en la Mandarina 2 a través de una o más escotillas abiertas, descartando de igual manera su debido funcionamiento.

Así como los diversos aspectos que afectaron el factible funcionamiento excluyendo así el desempeño eficaz de ya sea las mandarinas o el pozo (independientemente de la razón), la respuesta de emergencia y recuperación y rescate fue confusa y se perdieron vidas.

Los promotores o circunstancias subyacentes de la continuación de la fuga del pozo o de la pérdida de vidas implican otros factores causales o contribuyentes. La determinación conclusiva de su papel debe ser diferida más adelante en este anexo, donde dichos aspectos y temas son abordados con mayor detenimiento.

Tendencias e implicaciones

Las discusiones sobre la posición de la plataforma de perforación y la elevación sobre el nivel del mar y el despeje entre el piso rotaria de la plataforma de perforación y los pozos, indican que dichos aspectos no fueron ni causales ni contribuyentes en términos de su operación y/o funcionamiento. Del mismo modo, al considerar las acciones realizadas para desplegar el paquete de perforación del cantiléver denota que esto no fue inconsistente con los procedimientos y la severidad predicha del clima, ya que esta plataforma y otras similares en diseño han operado en ocasiones anteriores de manera segura bajo dichas condiciones.

Por lo tanto, no hubo razón clara para retraer el cantiléver ni está claro si al hacerlo esto pudiera haber sido hecho sin riesgos inherentes una vez que el clima se tornó severo. La observación de que plataformas de perforación similares han sobrevivido en la misma locación sin incidentes apoya este punto.

Mientras que las mandarinas efectivamente sí se mantuvieron a flote y finalmente sufrieron daños en su estructura, la evidencia indica que esto fue consecuencia de decisiones tomadas por abrir las escotillas, venciendo así su supuesto diseño para operar como un refugio seguro autoenderezable.

En base a esto, no existe evidencia clara que apunte a asuntos operativos o de funcionamiento respecto a estos botes salvavidas hasta el momento en que ingresó el agua. En vista de que las decisiones dictan los resultados eventuales para estos botes y que funcionaron hasta primero ser abandonados o mantenidos volcados, uno no puede inferir que aspectos operativos o de funcionamiento causaron o contribuyeron a este incidente. Sin embargo, se puede concluir que una mejor capacitación es esencial para descartar situaciones similares.

Los resultados discutidos en el presente análisis, claramente implican a la SSSV en el Pozo 121como la causa directa de la continuación de la fuga e incluyen a la falla del soporte como causal de la fuga inicial. Pero más allá de esto, los datos existentes no

Brian Lee

implican otros aspectos operativos o de funcionamiento como cuestiones centrales del incidente del 23de octubre de 2007.

Conclusiones

La falla de la SSSV (válvula de tormenta) por no funcionar como se esperaba es una causa directa de la continuación de la fuga del Pozo 121. No hay otros aspectos que sean concernientes al funcionamiento y operación que puedan ser implicados como factores causales o contribuyente del incidente del 23 de octubre. Respecto a las mandarinas, la evidencia indica que funcionaron como se esperaba hasta que ocurrieron ciertos eventos fuera de las expectativas de su diseño. En el caso de las dos mandarinas, el testimonio de los sobrevivientes indica que abrieron las escotillas y que algunos ocupantes se desabrocharon sus cinturones de seguridad. Dichas acciones descartaron la continuidad del funcionamiento factible de estos botes salvavidas para servir como refugios seguro hasta el cese de la tormenta.

Brian Lee

L5: Condición/Estado y Mantenimiento (CyM)

Ámbito

El programa de mantenimiento de un activo representa una estrategia predeterminada que identifica los componentes críticos dentro del activo que si llegaran a fallar podrían ocasionar diversas consecuencias que implican la seguridad pública/del trabajador, la salud y el medio ambiente.

En el ámbito industrial, las mejores prácticas para mantenimiento incluyen la combinación de todas las acciones técnicas, administrativas y directivas, incluyendo acciones de supervisión durante el ciclo de vida de un aparato o mecanismo crítico de algún sistema con la intención de rehabilitarlo o mantenerlo en un estado tal en el que pueda desempeñar su debido funcionamiento. Los programas de mantenimiento pueden ser "correctivos", "preventivos", "proactivos" o "condicionados". Cada uno de estos enfoques de mantenimiento provee al dueño del activo con las herramientas y conocimiento necesario para manejar el ciclo de vida del activo.

En el contexto del presente informe, el enfoque especifico relativo a la condición/estado y mantenimiento como factor causal es respecto a la fuga del Pozo 121, el malfuncionamiento potencial de las válvulas de control y los decesos subsecuentes que ocurrieron después de la evacuación. En términos de mantenimiento; lo que nos concierne es lo siguiente:

- válvulas de seguridad de control del pozo,
- mantenimiento de las mandarinas, y
- mantenimiento del sistema de alarmas y de emergencia.

Benchmarks, datos clave, información, observaciones y/o hechos

Los benchmarks se pueden usar para evaluar el mantenimiento y estado de dichos elementos críticos de instalaciones marinas como lo es la válvula de tormenta (SSSV), las mandarinas y sistemas de emergencia, para poder asegurar que este equipo funcione como barreras confiables en caso de una operación anormal o un incidente y/o accidente. Los estándares respectivos al estado y mantenimiento requieren que los componentes que son requeridos por razones de seguridad con el objetivo de mantener el funcionamiento por un periodo específico de tiempo durante una emergencia, se les verifique si cumplen con las propiedades mínimas apropiadas.

Un benchmark de estos incluye el análisis de la criticidad para efectos de mantenimiento "NORSOK STANDARD Z-008", el cual establece una base para la preparación y optimización de programas de mantenimiento para instalaciones petroleras y de gas, nuevas y en servicio.

Debido al hecho de que las consecuencias de las fallas son independientes del equipo que realiza las funciones, se lleva a cabo evaluaciones de las consecuencias para cada sitio, de acuerdo a principios independientemente de conceptos de mantenimiento genéricos.

Brian Lee

En cuanto a la evaluación de la probabilidad de fallas, esto se expresa de manera implícita por los intervalos de mantenimiento documentados para los distintos conceptos de mantenimiento genéricos, los cuales a su vez deberán estar basados en experiencia operativa bien documentadas y características de fallas. En caso de existir diferencias importantes entre el equipo actual y el equipo que ha sido la base para los conceptos de mantenimiento genéricos, el equipo en cuestión tiene que ser tratado individualmente como una clase de equipo genérica aparte.

Básicamente, los modos de falla del equipo son independientes a la funcionalidad del equipo, es decir a las funciones que el equipo apoya. Sin embargo, las condiciones operativas, la ubicación y el impacto ambiental externo pueden influir en la probabilidad de falla, y deberá ser evaluado antes de la asignación de los conceptos de mantenimiento genéricos. La identificación de modos de falla importantes y estimación de la probabilidad de falla deberá ser basada primeramente en la experiencia operativa del equipo actual, o alternativamente en los datos de falla genéricos de operaciones similares.

Las actividades preventivas de mantenimiento deberán basarse en lo siguiente:

- consecuencias de fallas funcionales o subfuncionales,
- probabilidad de fallas funcionales o subfuncionales,
- redundancia funcional,
- identificación de fallas y mecanismos de fallas, incluyendo el tiempo disponible para llevar a cabo acciones de mitigación para evitar fallas funcionales o subfuncionales criticas,
- costo de actividades preventivas alternativas, y
- disponibilidad requerida de funciones criticas de seguridad.

Con el objetivo de ganar aceptación al cambio y crear una base para un mejoramiento continuo, se requiere involucrar al personal de mantenimiento y operadores de producción en la evaluación de la naturaleza de una crisis y preparación de actividades de mantenimiento. Un programa dinámico de mantenimiento requiere una propia documentación de las evaluaciones para ajustes futuros y mejoras como resultado de nuevas experiencias y cambios en las condiciones operativas.

Válvulas de tormenta (SSSVs)

En el caso de las válvulas de tormenta (SSSVs), los benchmarks significativos incluyen el "Sistema de Diseño, Instalación, Reparación y Operación de la Válvula de Seguridad Subsuperficial (API RP 14B)", y el "Sistema de Instalación, Mantenimiento y Reparación de Válvulas de Seguridad Superficial y Válvulas de Seguridad Marina Sumergibles (API RP 14H)", los cuales son una guía para la conFiguración, instalación, prueba, operación y documentación de las válvulas de seguridad subsuperficial.

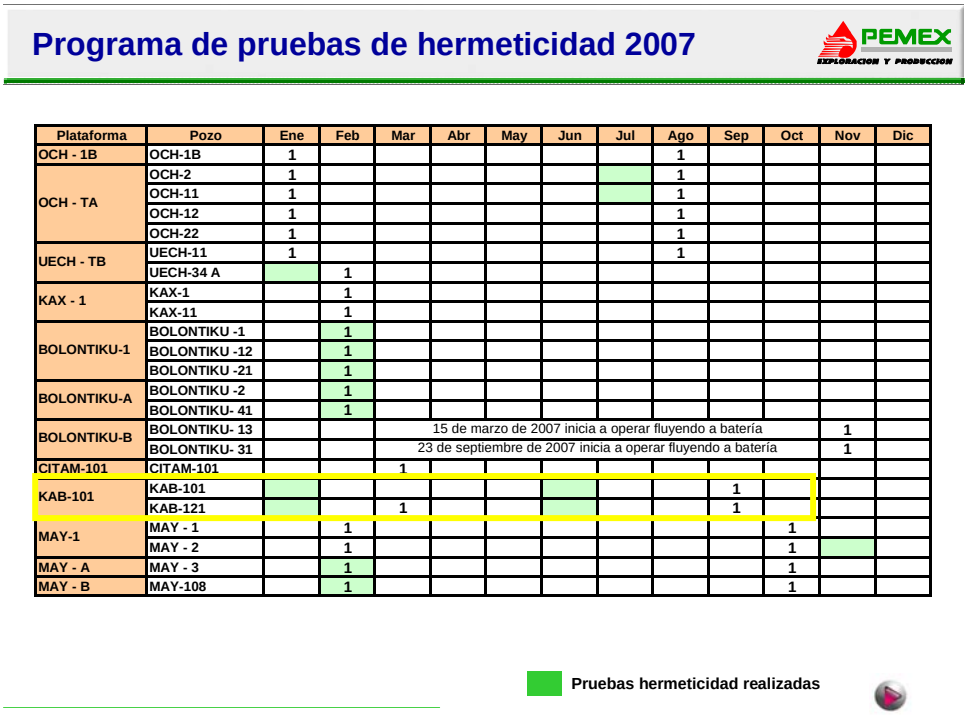
Según dichos documentos, "los sistemas de control superficial deberán ser probados en intervalos no mayores a 6 meses, tomando en consideración las condiciones de "no-flujo", a menos que las regulaciones, condiciones, y/o evidencia histórica documentada indique una frecuencia de prueba distinta".

Brian Lee

El equipo de investigación de Battelle se reunió en Dos Bocas el día 3 de abril de 2008 con la gente del Activo Integral Litoral Tabasco (AILT), incluyendo el personal administrativo y técnico responsable de la instalación, inspección y mantenimiento de las válvulas de seguridad subsuperficial, así como de todas las estructuras y equipo del KAB-101 en general, por medio del "Sistema de Administración de Mantenimiento".

AILT presentó un documento llamado "Programa de Mantto.pdf" que describe el equipo que AILT tiene que manejar.

En este documento y en una presentación que nos entregó el AILT, se pueden encontrar las actividades para llevar a cabo la inspección y prueba semestral de la SSSV de la plataforma KAB-101 para los Pozos 121 y 101. (Figura L15)



Programa de pruebas de hermeticidad 2007

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION

Plataforma	Pozo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
OCH - 1B	OCH-1B	1							1				
OCH - TA	OCH-2	1							1				
	OCH-11	1							1				
	OCH-12	1							1				
	OCH-22	1							1				
UECH - TB	UECH-11	1							1				
	UECH-34 A		1										
KAX - 1	KAX-1		1										
	KAX-11		1										
BOLONTIKU-1	BOLONTIKU -1		1										
	BOLONTIKU -12		1										
	BOLONTIKU -21		1										
BOLONTIKU-A	BOLONTIKU -2		1										
	BOLONTIKU- 41		1										
BOLONTIKU-B	BOLONTIKU- 13			15 de marzo de 2007 inicia a operar fluyendo a batería								1	
	BOLONTIKU- 31			23 de septiembre de 2007 inicia a operar fluyendo a batería								1	
CITAM-101	CITAM-101			1									
KAB-101	KAB-101									1			
	KAB-121			1						1			
MAY-1	MAY - 1		1								1		
	MAY - 2		1								1		
MAY - A	MAY - 3		1								1		
MAY - B	MAY-108		1								1		

Pruebas hermeticidad realizadas

Figura L 15. Programa de mantenimiento para las pruebas de la SSSV en el KAB-101

PEMEX presentó documentación adicional para las pruebas realizadas a las SSSV en los Pozos 101 y 121en el 2006 y 2007, como se describe en las Figuras L16 y L17.

Figura L 16 . Pruebas de hermeticidad de la SSSV del Pozo 101 en el 2006 y 2007

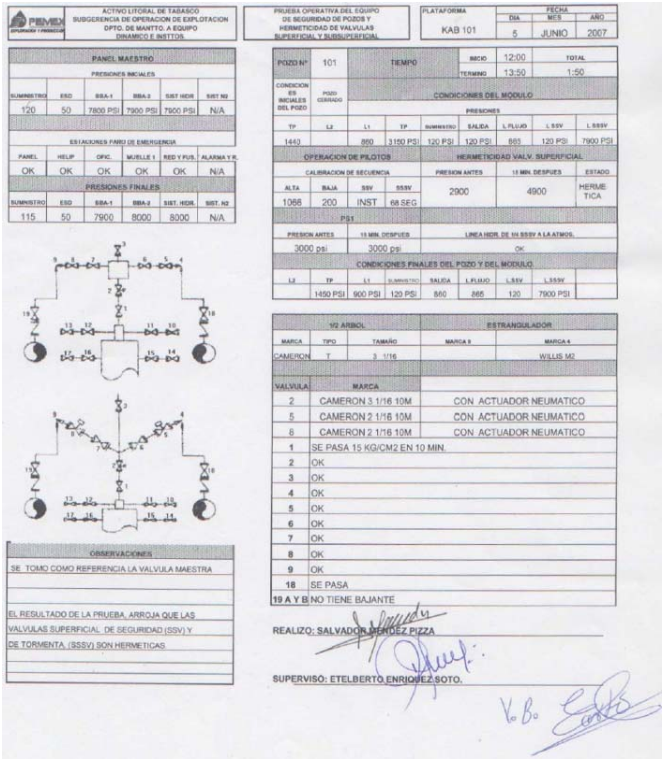


Figura L 17. Pruebas de hermeticidad de la SSSV del Pozo 101 en el 2007

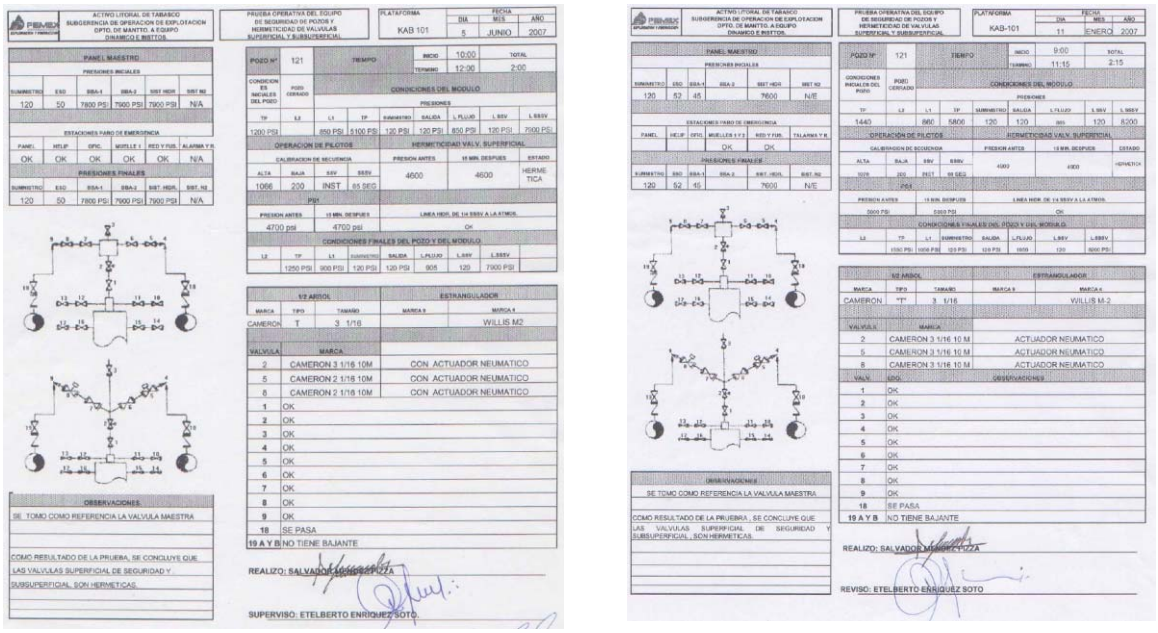


Figura L 18 Pruebas de hermeticidad de la SSSV del Pozo 121 en 2007

Personal del AILT comentó que con respecto al uso de procedimientos escritos formales para llevar a cabo dichas pruebas e inspecciones a las SSSV, ellos se apegan a los estándares del Instituto Norteamericano del Petróleo (API) para realizar estas actividades. Según la información obtenida del personal de PEMEX, si llega a fallar una válvula de seguridad en una prueba de inspección, se programa dicha válvula para ser remplazada.

Para establecer las prioridades concernientes al remplazo de una SSSV, el personal de AILT desarrolló un criterio de riesgos para así poder programar todos los recursos, equipo y gente y poder establecer un calendario de acuerdo al enfoque que se presenta en la Figura L19.

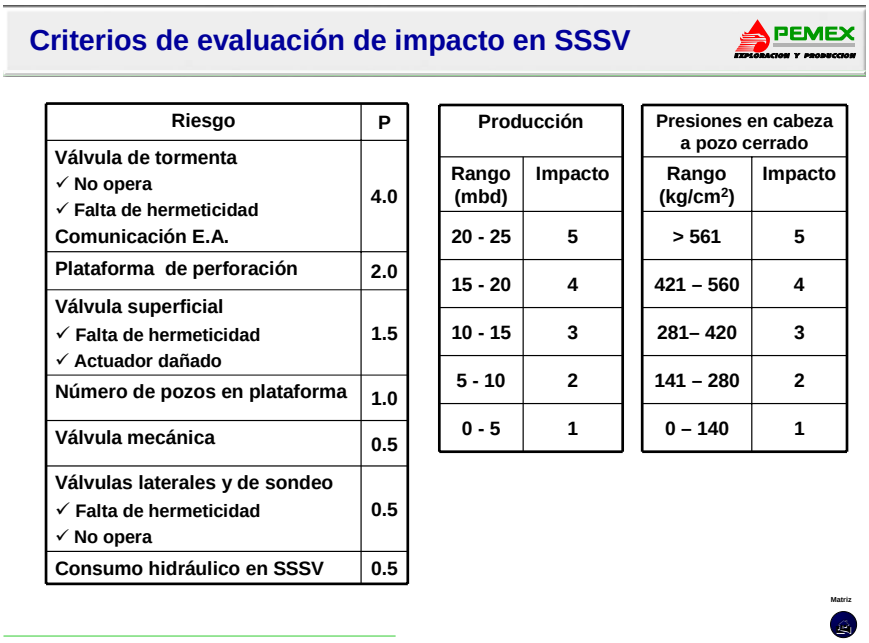


Figura L 19. Criterios de riesgo para el remplazo de SSSVs

Como se puede observar en esta tabla, el valor de riesgo básico de la SSSV (1.5) está combinado con los criterios de impacto para determinar la prioridad para el remplazo de cada SSSV en particular.

Durante las entrevistas con los sobrevivientes y personal directivo, se determinó que estas válvulas de seguridad han sido problemáticas y que son reemplazadas frecuentemente como resultado de las condiciones severas bajo las cuales operan (presión, temperatura y sedimentos). La Figura L19 muestra la temperatura y presión del Pozo 121(la información del sedimento no estaba disponible).

POZO: KAB-121

Fecha	Hora	Estrang.	P TP	P Bajante	P TR 7 5/8"	P TR 9 5/8"	P TR 13 5/8"	Temp.
25-10-2007	5:00 am	0.00	0.0					
24-10-2007	5:00 am	0.00	0.0					
23-10-2007	12:00 pm	0.00	405.0	63.0			245.0	92.0
23-10-2007	5:00 am	0.75	75.0	63.0			245.0	92.0
22-10-2007	5:00 am	0.75	75.0	63.0			245.0	92.0
21-10-2007	5:00 am	0.75	75.0	63.0			245.0	92.0
20-10-2007	2:50 pm	0.75	75.0	63.0			245.0	92.0
20-10-2007	10:35 am	0.00	405.0	63.0			245.0	92.0
20-10-2007	5:00 am	0.75	75.0	63.0			245.0	92.0
19-10-2007	5:00 pm	0.75	75.0	63.0			245.0	92.0
19-10-2007	1:30 pm	0.00	405.0	63.0			245.0	92.0
19-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
18-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
17-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
16-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
15-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
14-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
13-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
12-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
11-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
10-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
09-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
08-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
07-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
06-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
05-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
04-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
03-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	63.0			245.0	92.0
02-10-2007	5:00 am	0.75	78.0	68.0			245.0	92.0
01-10-2007	5:00 am	0.75	70.0	67.0			245.0	56.0
30-09-2007	5:00 am	0.75	72.0	63.0			245.0	56.0

Figura L 20. Condiciones operativas para el Pozo 121

De acuerdo con los registros de AILT, la vida útil promedio de las SSSVs es de 5 a 8 años contra 1.5 o menos, lo cual está muy por debajo de lo que se esperaría para este tipo de equipo de seguridad (Figura L21).

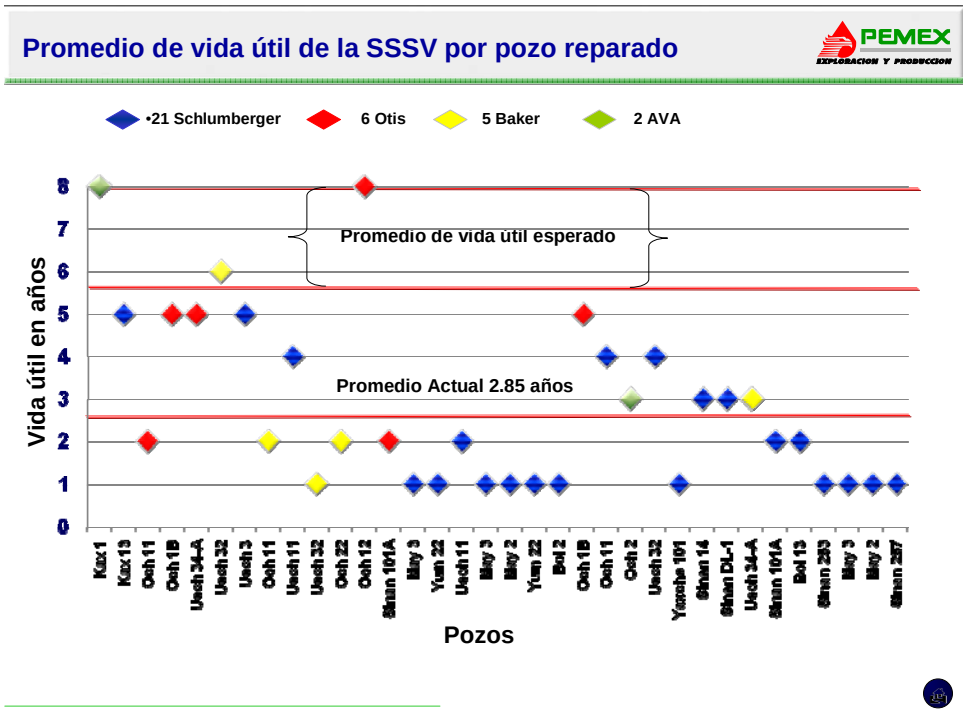


Figura L 21. Vida útil de las SSSVs en el AILT

En la Figura L22 se proporciona mayor información a detalle de los problemas que Pemex Exploración y Producción (PEP) enfrenta respecto a la vida útil y el tipo de malfuncionamiento de la SSSV que este equipo ha presentado desde 2002.

Problemas en válvula de tormenta

Plataforma (No. de pozos Operando)	Pozo	Válvulas						Fecha de instalación SSSV	Fecha de detección de falla	Fecha última prueba	Fecha de intervención programada (POT-I 2008)	Equipo programado
		SSSV	Marca SSSV	Superficial			Marca Árbol					
				Maestra inferior	Maestra superior	Lateral						
Och-1B (1)	1B	No cierra	OTIS	Ok	Ok	Ok	EPN	23-Ago-02	18-Mar-06	07-Ene-08	08-Nov-08	Leonard Jones
Och-TA (4)	2	No cierra	Baker	Ok	Ok	No hermética válvula N° 7	FMC	13-Jul-04	14-Jul-07	07-Ene-08	06-Jul -08	Leonard Jones
	11	No hermética	Baker	Ok	Se pasa	Ok	FMC	20-Nov-03	13-Ene-06	19-Ene-08	10-Ago-08	Leonard Jones
Uech-TB (4)	32	No cierra	CAMCO-Schlumberger	Ok	Ok	Ok	COOPER-CIW	12-Feb-03	29-Ene-05	29-01-05	13-Mar-08	Tennessee
Sinan-DL1 (2)	DL-1	No hermética	CAMCO-Schlumberger	Ok	Ok	Ok	FIP	23-Ene-04	15-Ago-06	07-Ene-08	09-Abr-08	The 205
Sinan-101 (3)	101-A	No hermética	CAMCO-Schlumberger	Ok	Ok	Ok	FMC	21-Jun-05	26-Jul-06	07-Ene-08	23-Mar-08	Colorado
Bolontiku-B (2)	13	No hermética	CAMCO-Schlumberger	Ok	Ok	No hermética	FMC	17-Jul-06	12-Nov-07	12-Nov-07	09-Jul-08	Nebraska
Sinan-201 (2)	253	No hermética	CAMCO-Schlumberger	Ok	Ok	Ok	FIP-VETCO-GRAY	24-Feb-06	20-Nov-07	20-Nov-07	22-Feb-08	Grijalva
Yaxche-A (1)	101	No hermética	CAMCO-Schlumberger	No hermética	No hermética	No hermética (se requiere mantto. y verificación)	ABB-VETCO	27-Jul-06	18-Dic-07	18-Dic-07	25-Mar-08	COSL-2

Por norma las pruebas de hermeticidad se deben realizar con una frecuencia semestral y cuando los resultados son adversos, se emite una orden de servicio a la Unidad Operativa Litoral para su corrección.

Figura L 22. Problemas con las SSSVs en el AILT

En cuanto a otros campos de producción, los datos que se muestran en la Figura L23 muestran que las fallas de las SSSVs se podrían considerar sistemáticas, un hecho que no resulta ser único para PEMEX ya que es un problema que las compañías internacionales petroleras y de gas han estado enfrentando por años.

CLASIFICACIÓN DE VT POR CAMPO								
PLATAFORMA	SE PASAN	Pozo	Marca de la VT	Modelo de la VT	Fecha de instalación	Fecha de detección de falla (si falló)*	Fecha en que fue retirada la VT	Temperatura media en la cabeza, °C(produciendo, por supuesto)
KU-F	SI	KU-83D	VÁLVULA DE TORMENTA 7" 2	M-VAM MOD. "SP" NUM:H-0381-CHR	15/07/06	31/10/07		86
KU-G	SI	KU-43	HALLIBURTON 4 1/2"	. No H-391 CHR VAM TOP	19/09/06	17/02/2006		96.5
KU-S	SI	KU-45D	HALLIBURTON 7"	M-VAM, SERIE 1394163-1	25/02/06	15/02/08		85.5
ZAAP-B	SI	Zaap-27	HALLIBURTON 4 1/2"	V-TOP, H-390-CHR	21/09/06	05-Jul-07		75
	SI	Zaap-128	HALLIBURTON 7"	V-TOP, No. H-461-CHR	04/03/07	09-Jul-07		69
	SI	Zaap-41	BAKER 7"	V-TOP, MOD.-ONYX-5E, B-783-CHR	01/12/07	17/03/08		78
ZAAP-C	SI	Zaap-5D	HALLIBURTON 4 1/2"	MOD. NE, No. SERIE H-217-CHR	26/06/03	09/03/08		84.5
MALOOB-A	SI	Maloob-414	HALLIBURTON 4 1/2"	M-VAM, H-372-CHR	05/01/06			60

Figura L 23. Fallas de las SSSVs en otros campos

Se solicitaron los reportes de mantenimiento para el mantenimiento mensual que se lleva a cabo en el equipo principal para el control de los pozos de producción y en la estructura de la plataforma KAB-101, pero no se recibieron.

Esto incluía los sistemas de control de pozos, programas y procedimientos de mantenimiento para llevar a cabo mantenimiento preventivo o proactivo en el tablero/panel de control de los pozos y sus líneas hidráulicas respectivas que se conectan a varias válvulas de control para operar y controlar los pozos de producción.

El equipo también ha revisado los documentos de las pruebas a la válvula de seguridad superficial (SSV por sus siglas en inglés), el "Certificado de Hermeticidad a Válvula de Seguridad" y la válvula de tormenta (SSSV). Esto con el fin de asegurar la funcionalidad del uso al que se le ha destinado. Sin embargo, reiteramos que los documentos recibidos a la fecha no establecen programas o procedimientos documentados para revisar la integridad de la SSV y la SSSV.

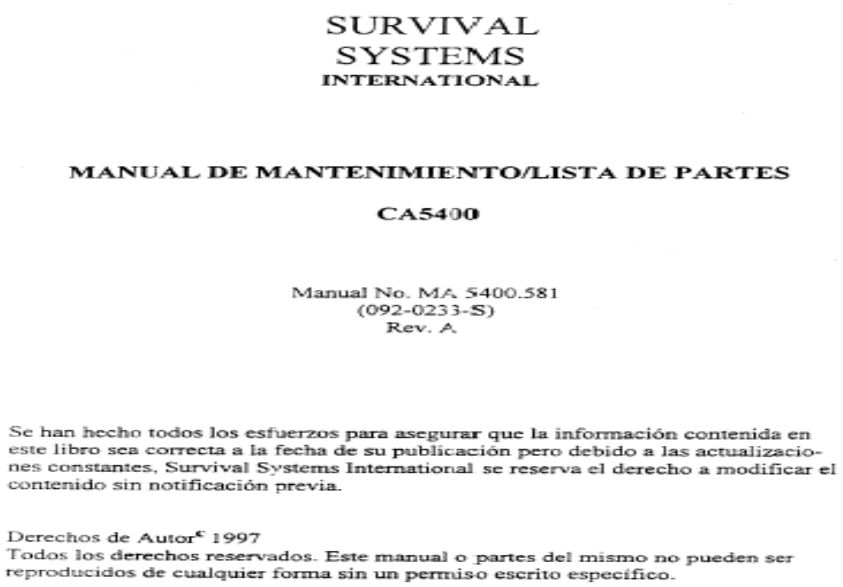
Mandarinas

Las bases apropiadas para dar un punto de referencia o comparativo al mantenimiento de las mandarinas es el "Anexo 1 MSC.1/Circ.1206, fechado 26 de mayo de 2006 de la Organización Marítima Internacional", las cuales describen los lineamientos para establecer un desempeño uniforme, seguro y documentado del servicio y mantenimiento periódico de botes salvavidas, dispositivos de lanzamiento y el mecanismo de liberación de carga.

Una vez más y en seguimiento al concepto de mantenimiento preventivo que discutimos anteriormente, Perforadora Central, S.A. de C.V. (PC) no proporcionó programas o procedimientos de mantenimiento escritos para conducir el mantenimiento preventivo o proactivo en dichas naves. PC y la compañía de certificación (Germanischer Lloyd) aseguraron que ellos han estado siguiendo las instrucciones provistas en los manuales de mantenimiento para ambos sistemas de sobrevivencia.

En cuanto al mantenimiento de las mandarinas que son propiedad de PC, sólo se recibió la página de portada (Figura L24) del "Manual de Mantenimiento/Lista de Partes para el modelo CA5400", en lugar del manual completo. Así que nos ha sido imposible documentar el programa y las actividades específicas que deben ser llevadas a cabo para mantener al bote salvavidas en adecuadas condiciones operativas y poder enfrentar así una emergencia.

Brian Lee



SURVIVAL
SYSTEMS
INTERNATIONAL

MANUAL DE MANTENIMIENTO/LISTA DE PARTES

CA5400

Manual No. MA 5400.581
(092-0233-S)
Rev. A

Se han hecho todos los esfuerzos para asegurar que la información contenida en este libro sea correcta a la fecha de su publicación pero debido a las actualizaciones constantes, Survival Systems International se reserva el derecho a modificar el contenido sin notificación previa.

Derechos de Autor© 1997
Todos los derechos reservados. Este manual o partes del mismo no pueden ser reproducidos de cualquier forma sin un permiso escrito específico.

Figura L 24. Página de portada del manual de mantenimiento de la Mandarina 1

En el caso de la Mandarina 2, recibimos el "Instructivo Operativo y de Mantenimiento para el Sistema de Sobrevivencia de Embarcaciones" que se presenta a continuación y donde las acciones principales de mantenimiento requeridas para esta nave de seguridad se describen brevemente (Figura L25).

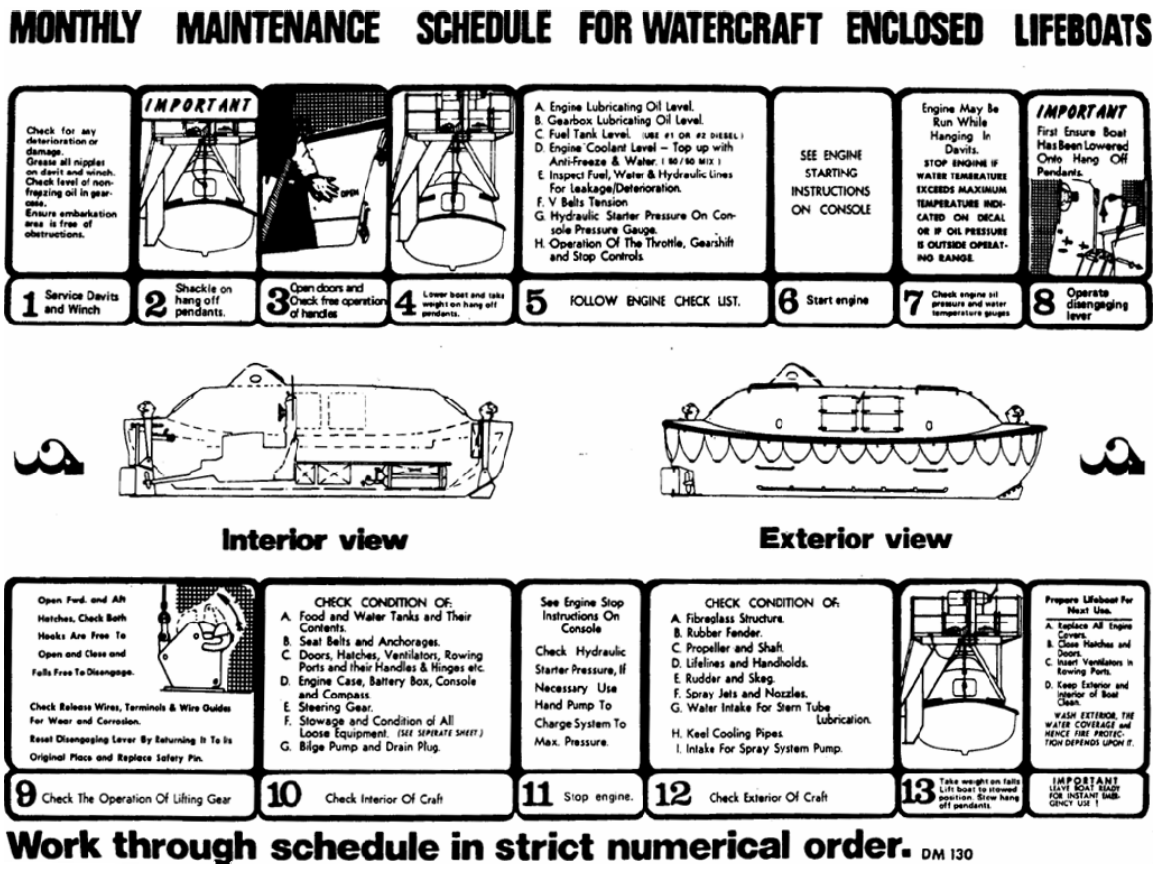
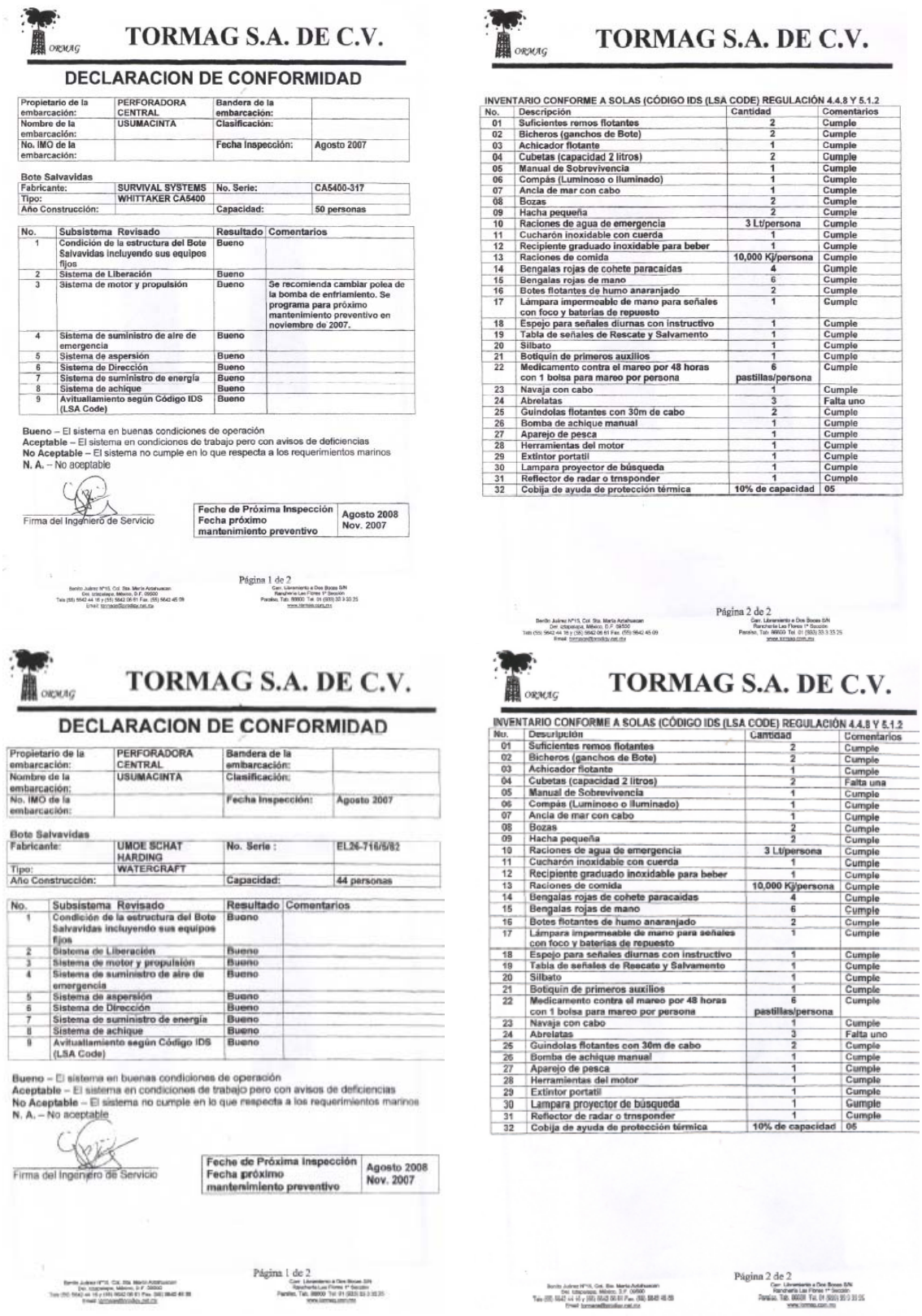


Figura L 25. Mantenimiento mensual programado para la Mandarina 2

Con base en las inspecciones realizadas en agosto de 2007 a los botes salvavidas llamadas "Declaración de Conformidad" (Figura L26) llevadas a cabo por "Tormag Company", se puede establecer que las naves se sometieron a su mantenimiento preventivo de tres meses que estaba programado. Por una parte, el documento no identifica específicamente qué actividades se incluyeron pero por otra parte sí indica que dichas naves han recibido mantenimiento regular programado.



TORMAG S.A. DE C.V.

DECLARACION DE CONFORMIDAD

Propietario de la embarcación:	PERFORADORA CENTRAL	Bandera de la embarcación:	
Nombre de la embarcación:	USUMACINTA	Clasificación:	
No. IMO de la embarcación:		Fecha Inspección:	Agosto 2007

Bote Salvavidas

Fabricante:	SURVIVAL SYSTEMS	No. Serie:	CA5400-317
Tipo:	WHITTAKER CA5400		
Año Construcción:		Capacidad:	50 personas

No.	Subsistema Revisado	Resultado	Comentarios
1	Condición de la estructura del Bote Salvavidas incluyendo sus equipos fijos	Bueno	
2	Sistema de Liberación	Bueno	
3	Sistema de motor y propulsión	Bueno	Se recomienda cambiar polea de la bomba de enfriamiento. Se programa para próximo mantenimiento preventivo en noviembre de 2007.
4	Sistema de suministro de aire de emergencia	Bueno	
5	Sistema de aspersión	Bueno	
6	Sistema de Dirección	Bueno	
7	Sistema de suministro de energía	Bueno	
8	Sistema de achique	Bueno	
9	Avituallamiento según Código IDS (LSA Code)	Bueno	

Bueno – El sistema en buenas condiciones de operación
Aceptable – El sistema en condiciones de trabajo pero con avisos de deficiencias
No Aceptable – El sistema no cumple en lo que respecta a los requerimientos marinos
N. A. – No aceptable

Firma del Ingeniero de Servicio

Fecha de Próxima Inspección	Agosto 2008
Fecha próximo mantenimiento preventivo	Nov. 2007

Página 1 de 2

TORMAG S.A. DE C.V.

INVENTARIO CONFORME A SOLAS (CÓDIGO IDS (LSA CODE) REGULACIÓN 4.4.8 Y 5.1.2

No.	Descripción	Cantidad	Comentarios
01	Suficientes remos flotantes	2	Cumple
02	Bicheros (ganchos de Bote)	2	Cumple
03	Achicador flotante	1	Cumple
04	Cubetas (capacidad 2 litros)	2	Cumple
05	Manual de Sobrevivencia	1	Cumple
06	Compás (Luminoso o Iluminado)	1	Cumple
07	Ancla de mar con cabo	1	Cumple
08	Bozas	2	Cumple
09	Hacha pequeña	2	Cumple
10	Raciones de agua de emergencia	3 Lt/persona	Cumple
11	Cucharón inoxidable con cuerda	1	Cumple
12	Recipiente graduado inoxidable para beber	1	Cumple
13	Raciones de comida	10,000 Kj/persona	Cumple
14	Bengalas rojas de cohete paracaídas	4	Cumple
15	Bengalas rojas de mano	6	Cumple
16	Botes flotantes de humo anaranjado	2	Cumple
17	Lámpara impermeable de mano para señales con foco y baterías de repuesto	1	Cumple
18	Espejo para señales diurnas con instructivo	1	Cumple
19	Tabla de señales de Rescate y Salvamento	1	Cumple
20	Silbato	1	Cumple
21	Botiquín de primeros auxilios	1	Cumple
22	Medicamento contra el mareo por 48 horas con 1 bolsa para mareo por persona	6 pastillas/persona	Cumple
23	Navaja con cabo	1	Cumple
24	Abrelatas	3	Falta uno
25	Guindolas flotantes con 30m de cabo	2	Cumple
26	Bomba de achique manual	1	Cumple
27	Aparejo de pesca	1	Cumple
28	Herramientas del motor	1	Cumple
29	Extintor portatil	1	Cumple
30	Lampara proyector de búsqueda	1	Cumple
31	Reflector de radar o trnsponder	1	Cumple
32	Cobija de ayuda de protección térmica	10% de capacidad	05

Página 2 de 2

TORMAG S.A. DE C.V.

DECLARACION DE CONFORMIDAD

Propietario de la embarcación:	PERFORADORA CENTRAL	Bandera de la embarcación:	
Nombre de la embarcación:	USUMACINTA	Clasificación:	
No. IMO de la embarcación:		Fecha Inspección:	Agosto 2007

Bote Salvavidas

Fabricante:	UMOE SCHAT HARDING	No. Serie :	EL24-716/5/82
Tipo:	WATERCRAFT		
Año Construcción:		Capacidad:	44 personas

No.	Subsistema Revisado	Resultado	Comentarios
1	Condición de la estructura del Bote Salvavidas incluyendo sus equipos fijos	Bueno	
2	Sistema de Liberación	Bueno	
3	Sistema de motor y propulsión	Bueno	
4	Sistema de suministro de aire de emergencia	Bueno	
5	Sistema de aspersión	Bueno	
6	Sistema de Dirección	Bueno	
7	Sistema de suministro de energía	Bueno	
8	Sistema de achique	Bueno	
9	Avituallamiento según Código IDS (LSA Code)	Bueno	

Bueno – El sistema en buenas condiciones de operación
Aceptable – El sistema en condiciones de trabajo pero con avisos de deficiencias
No Aceptable – El sistema no cumple en lo que respecta a los requerimientos marinos
N. A. – No aceptable

Firma del Ingeniero de Servicio

Fecha de Próxima Inspección	Agosto 2008
Fecha próximo mantenimiento preventivo	Nov. 2007

Página 1 de 2

TORMAG S.A. DE C.V.

INVENTARIO CONFORME A SOLAS (CÓDIGO IDS (LSA CODE) REGULACIÓN 4.4.8 Y 5.1.2

No.	Descripción	Cantidad	Comentarios
01	Suficientes remos flotantes	2	Cumple
02	Bicheros (ganchos de Bote)	2	Cumple
03	Achicador flotante	1	Cumple
04	Cubetas (capacidad 2 litros)	2	Falta una
05	Manual de Sobrevivencia	1	Cumple
06	Compás (Luminoso o Iluminado)	1	Cumple
07	Ancla de mar con cabo	1	Cumple
08	Bozas	2	Cumple
09	Hacha pequeña	2	Cumple
10	Raciones de agua de emergencia	3 Lt/persona	Cumple
11	Cucharón inoxidable con cuerda	1	Cumple
12	Recipiente graduado inoxidable para beber	1	Cumple
13	Raciones de comida	10,000 Kj/persona	Cumple
14	Bengalas rojas de cohete paracaídas	4	Cumple
15	Bengalas rojas de mano	6	Cumple
16	Botes flotantes de humo anaranjado	2	Cumple
17	Lámpara impermeable de mano para señales con foco y baterías de repuesto	1	Cumple
18	Espejo para señales diurnas con instructivo	1	Cumple
19	Tabla de señales de Rescate y Salvamento	1	Cumple
20	Silbato	1	Cumple
21	Botiquín de primeros auxilios	1	Cumple
22	Medicamento contra el mareo por 48 horas con 1 bolsa para mareo por persona	6 pastillas/persona	Cumple
23	Navaja con cabo	1	Cumple
24	Abrelatas	3	Falta uno
25	Guindolas flotantes con 30m de cabo	2	Cumple
26	Bomba de achique manual	1	Cumple
27	Aparejo de pesca	1	Cumple
28	Herramientas del motor	1	Cumple
29	Extintor portatil	1	Cumple
30	Lampara proyector de búsqueda	1	Cumple
31	Reflector de radar o trnsponder	1	Cumple
32	Cobija de ayuda de protección térmica	10% de capacidad	05

Página 2 de 2

Figura L 26. Inspección y mantenimiento de las mandarinas

De acuerdo al testimonio de los sobrevivientes y otra información de PEMEX, la segunda fuga del Pozo 121 no pudo ser controlada y la presencia de gas y petróleo y posiblemente con H_2S (ácido sulfhídrico), llegó a ser un factor determinante para abandonar/evacuar la plataforma. Se le dio la instrucción al personal a bordo de proceder a sus mandarinas asignadas. El superintendente de la plataforma de perforación ordenó entonces la evacuación de la plataforma y procedieron a bajar las mandarinas desde la plataforma hasta el mar, exitosamente. Los sobrevivientes declararon que a la Mandarina 1inmediatamente le comenzó a entrar agua por la parte inferior del bote en el momento que el bote había sido "arriado" de la plataforma de perforación al mar. Battelle y el equipo de Consultoría del Instituto Norteamericano de Transporte Marítimo (ABSC por sus siglas en inglés), investigaron la probable fuente de entrada de agua en la mandarina mediante una prueba que se llevó a cabo el 30 de abril de 2008. En dicha prueba no hubo evidencia que demostrara que existiera daño físico o cualquier otra falla que hubiera permitido la entrada de agua del mar a la mandarina. Según el testimonio del personal de Germanischer Lloyd – Tormag, se había realizado pruebas a esta mandarina en el agua en agosto de 2007 y no se le filtró agua.

Por otra parte, la Mandarina 2 se volcó y zozobró después de haber sido golpeada por una ola enorme y también debido a una falla del timón según el testimonio del "timonel". Otros sobrevivientes mencionaron escuchar un ruido después del golpe que indicaba que alguna parte del bote salvavidas se había roto y fracturado, ocasionando la entrada de agua de mar a la mandarina en grandes cantidades y hundiéndola. En este caso se deben considerar los mecanismos de falla particulares incluyendo fatiga del material, micro fracturas, formación de la fase quebradiza, ductilidad (falta de inhibición de rayos UV), delaminación (grietas) y degradación de sellos que puedan estar relacionados con una falta de aplicación del mantenimiento regular programado.

Estos modos de fallas fueron evaluados por pruebas de laboratorio que se llevaron a cabo en las muestras para ensayo tomadas del material de fibra de vidrio que era parte de la Mandarina 2.

Los resultados del laboratorio mostraron que el material de la Mandarina 2 estaba en malas condiciones pero probablemente no al grado de ser causa de la falla del bote. Más bien, según el testimonio de los sobrevivientes, parece ser probable que una combinación de escotillas abiertas y la falla por parte de parte de la tripulación por no haber abrochado sus cinturones condujo a la inhabilidad de la función de auto enderezamiento de la nave, después de haber sido volcada por la ola y zozobrara.

Mantenimiento de sistemas de emergencia y alarmas

Muchos de los informes de calibración de instrumentos de inspección, medición y pruebas, que fueron recibidos indican que se inspecciona regularmente al equipo detector de gas (ver Figura L27).

Brian Lee

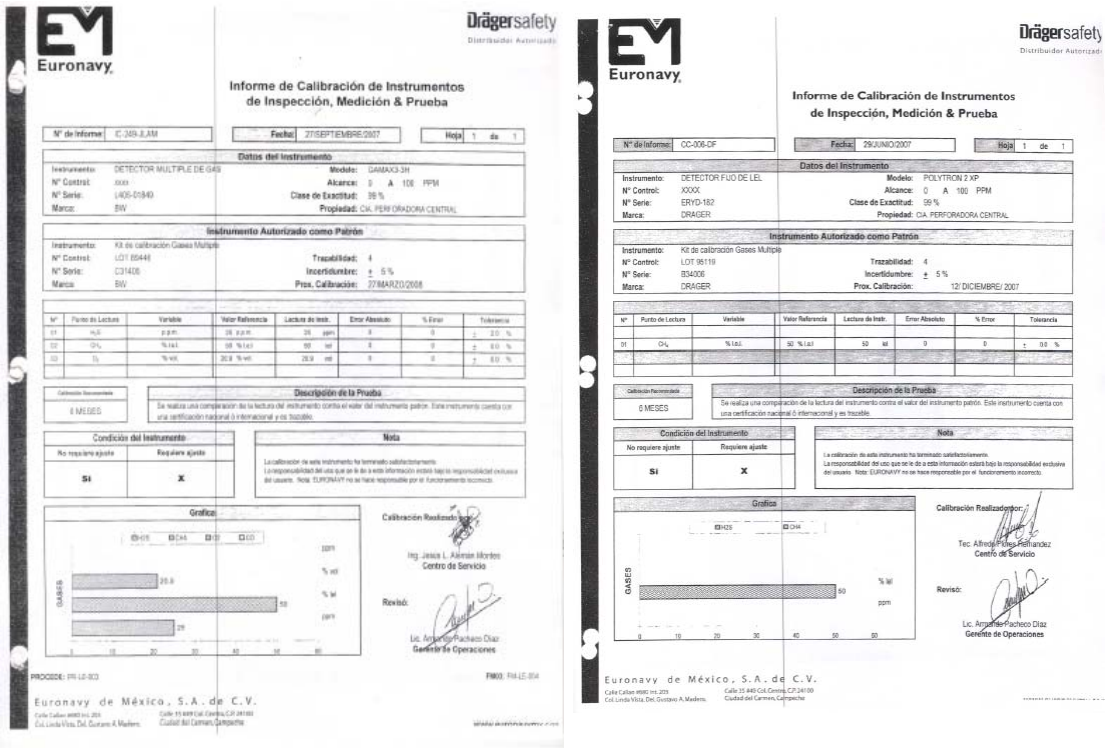


Figura L 27. Informes de calibración

Sin embargo, otra vez no recibimos una descripción formal del programa o procedimiento de mantenimiento que apoye el programa de mantenimiento preventivo para este tipo de sistemas de seguridad o las alarmas. Esta falta de procedimientos formales en conexión con el hecho de que los sistemas de emergencia estaban fuera de operación durante el incidente de octubre 23 de 2007 es preocupante.

Tendencias e implicaciones

Aunque al equipo de Battelle no se le proporcionó documentación sobre programas de mantenimiento formales y procedimientos relativos a las SSSVs, las mandarinas y los sistemas de advertencia para fugas de gas, PEMEX y PC tuvieron la capacidad de documentar a través de informes regulares de inspección el hecho que estaban aplicando normas internacionales en estas actividades. En base a los estándares disponibles, tales como NOROSK Standard Z-008, sería poco realista que el mantenimiento de sistemas de seguridad en la plataforma tales como alarmas y mandarinas no sean elementos normales de una lista de control para asegurarse de que dichos elementos se les de mantenimiento e inspeccione con regularidad. Si estos sistemas no están funcionando como deben, les será imposible proveer la protección que el personal requiere durante una emergencia.

Aun más, sería poco realista que no haya un programa o procedimiento de mantenimiento para el cierre de válvulas del pozo diseñados operativamente para cerrar un derrame fuera de control de un pozo de producción. Sin embargo, es importante mencionar que las normas del Instituto Norteamericano del Petróleo (API) son muy claras en cuanto a los ciclos para probar las SSSVs según el producto, medio ambiente, operaciones y características particulares de cada SSSV. El análisis de las SSSV indica que como otras

SSSV de alrededor del mundo, las válvulas de PEMEX han estado experimentando malfuncionamiento y fallas, y esto debería conducir a PEMEX y sus proveedores a encontrar una mejor y más confiable solución para este problema sistémico.

Conclusiones

Válvulas de tormenta (SSSVs)

Las estadísticas de las válvulas de tormenta indican que los problemas relacionados con las SSSVs son una creciente preocupación para PEP debido al malfuncionamiento y fallas que estos elementos han presentado en los últimos 6 años en los campos de producción del Golfo de México y específicamente en el área del Litoral de Tabasco (como lo muestra la Figura L21).

El programa de mantenimiento para las SSSVs sólo incluye pruebas de cierre y sello para confirmar el servicio de dichos elementos y para estructurar un programa para cambiar las válvulas que no pasen las pruebas de inspección. La recomendación en este caso es ir más allá de las recomendaciones de Instituto Norteamericano del Petróleo (API) en relación a la frecuencia de estas pruebas. PEP tiene que evaluar sus operaciones y campos de producción, así como también las condiciones del pozo (presión, temperatura, sedimentos, presencia de asfáltennos, etc.) para poder establecer un programa confiable para poner a prueba este elemento de seguridad.

Más importante aún, es el hecho de crear un programa agresivo, con el apoyo de sus proveedores, para evaluar y determinar las causas raíz de las fallas de sus SSSVs para poder tener así datos analizables y poder evaluar las tendencias y mecanismos de fallas principales.

Mandarinas

Se identificaron varios problemas concernientes al estado de las mandarinas, de los cuales, se encontraron los peores en la Mandarina 2, incluyendo mecanismos de falla como micro fractura (debido a la formación de la fase quebradiza y ductilidad por falta de inhibición de rayos UV), delaminación (grietas) y degradación de los sellos. Pero dado que estos botes ya estaban averiados por otros factores, dichos aspectos no pueden ser considerados como causales de los decesos.

Mientras que no se recibió documentación escrita formal sobre el programa de mantenimiento de PC para estas mandarinas, sí se recibió documentación de instrucciones de mantenimiento que eran consistentes con los manuales de ambos botes salvavidas.

Aunque el estado y mantenimiento no resultaron ser un factor para este incidente, los resultados reportados en el Anexo N sobre la prueba de materiales, podría reflejar un problema sistémico. Es por esto que PEMEX debería dirigir su atención a este problema, por lo menos para evaluar el posible alcance y a partir de esto responder apropiadamente.

Sistemas de emergencia y alarmas

Aunque la detección de la fuga y los sistemas de seguridad relacionados no estaban operando durante el periodo del incidente, la evidencia indicó que esto se remontó más al

Brian Lee

factor de inspección y control y procedimientos de emergencia que al mantenimiento y el estado. Esto refleja el hecho de que cuando una plataforma de perforación se mueve de un sitio a otro (reubicación), dichos sistemas no se activan lo cual está en conflicto con el contrato entre PEMEX y PC que requiere que este sistema sea operable a lo largo del periodo del contrato.

El análisis del factor condición/estado y mantenimiento se apoyó por muchos documentos que trataban tanto sobre la inspección como actividades preventivas y correctivas de mantenimiento. Sin embargo, hubo poca evidencia de prácticas de inspección y mantenimiento predictivo. Esto se remonta a los procedimientos y políticas que se enfocan en el pasado y futuro próximo ya que se oponen a proporcionar una perspectiva de mayor alcance. Las decisiones y acciones tomadas podrían ser mejoradas al revisar dichos aspectos. Como tal, el estado y mantenimiento de las alarmas y sistemas de detección no fueron un factor causal ni contribuyente para los decesos como se evidenció por el hecho de que todos a bordo evacuaron de manera segura y por lo tanto sobrevivieron en la fase de evacuación sin problema alguno.

Brian Lee

L6: Inspección, monitoreo y control (IMyC)

Ámbito

Este factor causal considera que la función de la inspección, monitoreo y control es pertinente para esta investigación en relación con el soporte del lecho marino, la P.A.E. de perforación y los componentes funcionales o equipamiento de la plataforma de perforación y el KAB-101 que tienen una función factible en este incidente. Se introducen benchmarks como la base para evaluar una inspección típica, monitoreo y procedimientos de control / procesos para pozos marinos, de la plataforma de perforación, y operaciones asociadas, comparados con normas internacionales reconocidas o su equivalente. Los principales sistemas considerados para este incidente incluyen el soporte del fondo marino, la plataforma de perforación, las condiciones del pozo incluyendo los programas de inspección y monitoreo para válvulas de tormenta, y equipo salvavidas, incluyendo las mandarinas y los sistemas críticos de seguridad relacionados.

Existen varios sistemas de control para la inspección, monitoreo y control del equipo principal y estructuras relacionadas con el KAB-101 y la Usumacinta. Sin embargo, esta sección se enfoca únicamente en esos controles de los sistemas que son pertinentes para este incidente.

Benchmarks, datos clave, información, observaciones y/o hechos

Los métodos empleados para monitorear la infraestructura crítica involucran la detección de anomalías o factores de degradación que pueden afectar la integridad estructural, con una frecuencia que asegure la operación segura y continua de estos componentes críticos. Cuando se detectan anomalías estas son rastreadas y se establecen prioridades para programar las reparaciones y /o cambio de piezas si es necesario. El monitoreo de los sistemas se puede efectuar de diferentes maneras, pero en general, involucra una combinación de inspección visual, recolección de datos, pruebas y la interpretación e integración de los resultados llevados a cabo por personal experimentado y conocedor.

Los benchmarks, datos clave y las observaciones para la inspección, monitoreo y programas de control para el soporte del lecho marino, la plataforma de perforación, condiciones del pozo, válvulas de tormenta y los sistemas de seguridad se discuten en esta sección mientras que las tendencias e implicaciones para cada uno de ellos son provistos en la siguiente sección.

Inspección del lecho marino previo al asentamiento

Como se discutió en el factor causal del ubicación y plan de desarrollo, PEMEX no genera comúnmente un plan de desarrollo del sitio como parte del proceso de ubicación de la plataforma de perforación. PEMEX, más bien basa su proceso en normativas aplicables y otros protocolos y procedimientos de PEMEX (v.gr 176-183). El alcance potencial de esta documentación para el proceso equivalente de PEMEX, fue bastante significativo, pero debido a que la mayoría de las normativas importantes fueron

consideradas como propiedad de PEMEX, solo una porción de esta base de datos de referencia fue proporcionada. La información que apoya el proceso de desarrollo del sitio incluía documentos específicos de las organizaciones involucradas, al igual que a PEMEX a nivel corporativo (176-183).

El Código Federal de Regulaciones de los EE.UU, 30 CFR 250.417 requiere, entre otras cosas, que los operadores de la Unidad Móvil de Perforación Marina (MODU, por sus siglas en inglés) proporcionen información que muestre que las condiciones oceanográficas y las condiciones específicas del suelo del sitio son capaces de soportar la plataforma de perforación propuesta, junto con un Certificado de Inspección o Carta de Conformidad, actual, del Guarda Costa de los Estados Unidos (USCG). Además, la unidad de perforación debe estar disponible para su inspección por un tercero antes de comenzar las operaciones

La Dirección General de Recursos Minerales de EE.UU (el MMS[7]) emitó unos lineamientos que abarcan las operaciones de perforación, reacondicionamiento y terminación llevadas a cabo por las P.A.E. de perforación ("jack-ups rigs") durante la temporada de huracanes del 2007. Este lineamiento se enfoca básicamente en el tema de la cimentación/soporte durante el proceso de precarga y para determinar el colchón de aire apropiado para la ubicación específica de un pozo, basado en las condiciones previstas de los huracanes. El MMS usa la información proporcionada por el Instituto Norteamericano del Petróleo (API) RP 95J para preparar las P.A.E. de performación y sugiere que se proporcionen datos adecuados de los estudios del lecho marino y datos geotécnicos suficientes para determinar las características del suelo para la ubicación de la plataforma de perforación antes de reubicarse al sitio.

Inspecciones de la plataforma de perforación

Hay prácticas internacionales pertinentes para la inspección y certificación de las plataformas de perforación para su operación continua. El Código Federal de Regulaciones de los EE.UU 46 CFR 107.267 al 107.283 proporcionan los requerimientos de inspección para los MODUs. Estas regulaciones especifican que el propietario/operador de la plataforma de perforación debe presentar un plan para examinar el casco de la unidad mientras éste se encuentre elevado, al igual que el mat (la zapata), las barrenas iníciales y piernas mientras se encuentre a flote. Además, se deben llevar a cabo inspecciones anuales del equipo salvavidas, equipo contra incendios, grúas y equipamiento, que aseguren su buen funcionamiento. Si se identifican deficiencias o ha ocurrido un cambio importante desde la última inspección, se tendrá que realizar una inspección más detallada para asegurar que el MODU se encuentre en condiciones satisfactorias y esté apto para el servicio requerido.

[7]Departamento del Interior de los E.U., Dir. Gral.de Recursos Minerales de EE.UU (MMS por sus siglas en inglés), Región de la Plataforma Continental Externa del Golfo de México (GoM OCS Region por sus siglas en inglés), NTL No. 2007-G13, Aviso a los Arrendatarios y Operadores de Petróleo Federal y arrendatarios de Gas Leases en la Plataforma Continental Externa (OCS),Lineamientos Interinos para el Requerimiento del buen estado de los equipos de las plataformas de perforación autoelevables (Jack-up Drilling Rigs) para la temporada de Huracanes del 2007.

Brian Lee

El API RP 95J, aunque se enfoca en las plataformas de piernas independientes, también recomienda a los contratistas que inician una base de datos interna, a realizar inspecciones posteriores a las tormentas. La intención de esta base de datos es entender y tener registro de los parámetros de respuesta de los "jack-ups" a las tormentas, que aseguren que esté disponible toda la información necesaria para hacer una evaluación completa del daño y de sus causas. El API RP 95J menciona que es especialmente importante registrar el estado exacto en que se encontraba la P.A.E. de perforación durante el paso de la tormenta, al igual que los detalles de cualquier daño sufrido por la estructura primaria del "jack-up", incluyendo las partes de las piernas, las barrenas iniciales, el sistema de elevación y/o fijación, las cubiertas y mamparos alrededor de los pozos de las piernas, y las abrazaderas de la estructura de la unidad de engranajes.

En el procedimiento de Perforadora Central (PC)[98] que describe las operaciones críticas para mover la plataforma, el Intendente de Mantenimiento es responsable de verificar y supervisar las actividades del personal bajo su mando para que todo el equipo eléctrico y mecánico, sin excepción, estén funcionando adecuadamente y sin fallas durante el proceso de mover la plataforma.

Monitoreo y control de los pozos

Los estándares de NORSOK D-010[93] recomienda que varios componentes de los pozos deben ser inspeccionados y darles mantenimiento con regularidad basado en rutinas documentadas; chequeo visual de desgaste, daño y grietas, y/o ser funcionalmente probados.

Los protocolos y procedimientos de mantenimiento para el monitoreo y control de pozos es aparente bajo la forma de las típicas listas de control/verificación [86, 87], y como se ha mencionado en secciones anteriores, no está claro si estas listas reflejan a priori un entendimiento adecuado de la naturaleza agresiva del fluido producido o la resistencia requerida de los componentes en el pozo y los sistemas de flujo que se ocupan de esta naturaleza potencialmente muy agresiva del fluido producido.

Válvulas de tormenta (SSSVs)

NORSOK D-010[93] proporciona orientación en cuanto a las pruebas de los pozos basada en consideraciones de seguridad y riesgo para el medio ambiente, eficiencia operativa y costo de la efectividad. La norma NORSOK D-010[93] reconoce que los depósitos de sarro (como asfaltinas) e hidratos en el pozo pueden causar restricciones del flujo, o vuelven a las válvulas de tormenta inoperables y sugiere un programa de monitoreo de SSSVs que involucre pruebas de fugas:

- mensual, hasta que se hayan realizado 3 pruebas calificadas consecutivas, a partir de entonces –
- cada 3 meses, hasta que se hayan realizado 3 pruebas calificadas consecutivas, a partir de entonces –
- cada seis meses.

Bajo NORSOK D-010, la aceptación de las pruebas deben cumplir con los requerimientos de API RP 14B/ISO 10417[88]. API RP 14B[88] recomienda que las

SSSVs se deben probar por la operación del mecanismo de cierre para verificar el índice de fuga a través del mecanismo de cierre a un intervalo máximo de cada seis meses a menos que las regulaciones locales, condiciones y/o datos históricos documentados indiquen una frecuencia de pruebas diferente. Los índices de fuga que excedan los 400 cm^3/min de liquido o 0.43 m^3/min de gas de prueba, no pasan la prueba y debe tomarse una acción correctiva que cubra los requerimientos de esta Norma internacional.

API RP 14B [(88)] también recomienda una operación más frecuente de SSSV según dicta la experiencia de campo que puede servir para conservar todas las partes móviles libres y funcionando adecuadamente y ayudar en una detección temprana de las fallas. Este documento recomienda que se lleve a cabo la prueba de la presión del mecanismo de cierre y que el operador conserve documentación que proporcione evidencia objetiva de conformidad con los requerimientos de esta Norma, a un mínimo – manuales operativos, hojas de datos del producto; registros de mantenimiento; reportes de pruebas (antes y después de la instalación y sistema) y todos los registros de calidad específica del producto. Para los SSSVs que no hayan pasado las pruebas se debe realizar un reporte – en que se le proporciona al fabricante un reporte por escrito de la falla dentro de los 30 días posteriores al descubrimiento e identificación de la falla.

Equipo salvavidas

Hay varios sistemas y distribuciones disponibles en las instalaciones que en conjunto proporcionan a las instalaciones los procedimientos necesarios para una respuesta a emergencias. Las actividades de respuesta de emergencia dependen del uso de elementos tales como equipo e instalaciones diseñados para poder controlar todos los incidentes previsibles. Estos elementos van desde arreglos estructurales (protección contra el fuego, diseño de la instalación, etc.) hasta pequeñas piezas de equipo (equipo de sobre vivencia personal, instalaciones de comunicación, etc.).

Las instalaciones que tengan alguna función en la respuesta a una emergencia deben ser operacionales y usables por los participantes. Es más, la operación y uso debe ser demostrable. Varias regulaciones internacionales requieren que cuando el equipo es crítico en cuanto a seguridad, este debe estar sujeto a verificación, inspección y mantenimiento a manera de que:

- sea adecuado para el propósito que está destinado y que sea mantenido en estado de eficiencia;
- esté sujeto a una revisión sistemática realizada por una persona competente e independiente, que debe especificar la naturaleza y frecuencia de las revisiones y cuando sea apropiado tomar las medidas para que se realice una revisión antes de que el equipo sea puesto en uso o después de alguna modificación o reparación.[8]

[8] Inspeccionando y auditando la administración de la respuesta de emergencia, el Ejecutivo de Salud y Seguridad del Reino Unido (HSE por sus siglas en inglés) ,REPORTE DE TECNOLOGÍA COSTA AFUERA 2001/091

Brian Leis

Varias normas y regulaciones internacionales (MODU Código[9], Convención Internacional para Proteger Vidas Humanas en Alta Mar (SOLAS)(112), Dispositivo Salvavidas Internacional (LSA[10]) y USC 46 CFR 199.190) proporcionan los requerimientos de inspección para diversos equipos salvavidas contenidos en MODUs. La Tabla L4 proporciona un resumen de estos requerimientos.

Tabla L 4. Requerimientos internacionales para la disposición operativa, inspecciones y mantenimiento del equipo salvavidas

General	Documentos Relevantes
Disposición Operativa Antes de que la P.A.E. de perforación deje el puerto y todo el tiempo durante el viaje, deben haberse establecido procedimientos que aseguren que todos los dispositivos salvavidas están funcionando y listos para su uso inmediato.	SOLAS(112) 2 USCG 46CFR 199.190 (a) MODU Código 10.18.1
Mantenimiento Las instrucciones del fabricante para el mantenimiento a bordo de las mandarinas, deben estar a bordo de la embarcación. Lo siguiente debe ser proporcionado a cada embarcación: • Listas de verificación para usarse al realizar las inspecciones • Instrucciones de Mantenimiento y Reparación. • Un programa de mantenimiento periódico. • Un diagrama de puntos de lubricación con los lubricantes recomendados. • Una lista de las partes reemplazables. • Una lista de las fuentes de abastecimiento de refacciones. • Una bitácora para los registros de las inspecciones y mantenimiento.	USCG 46CFR 199.190 (b) MODU Código 10.18.2
Refacciones y Equipo Se deben proporcionar las refacciones y el equipo de reparación a cada dispositivo salvavidas y componente que este sujeto a un desgaste o consumo excesivo y que necesite ser reemplazado con regularidad.	SOLAS(112) 5 USCG 46CFR 199.190 (c) MODU Código 10.18.5
Inspecciones Semanales	
Inspección Visual Cada bote salvavidas, bote de rescate, y dispositivo de arriado debe ser visualmente inspeccionado para asegurar que esté listo para su uso. La inspección debe incluir, pero no está limitada a, el estado de los ganchos, su adherencia al bote salvavidas y que el engranaje de desenganche esté adecuadamente y completamente restaurado.	SOLAS(112) 6.1 USCG 46CFR 199.190 (d1) MODU Código 10.18.6

[9] La Norma para la Construcción y Equipamiento de Unidades Móviles de Perforación Petrolera en Mar Abierto, 2001 (Norma 2001 MODU)

[10] Normas de Dispositivos Salvavidas Internacional (LSA), 2003

General	Documentos Relevantes
Prueba de Motores Cada motor de bote salvavidas y de bote de rescate deben navegar avante y en reversa por no menos de 3 minutos a menos que la temperatura ambiente esté debajo de la temperatura mínima requerida para encender la máquina. Durante este período de tiempo, deberá demostrarse que la caja de velocidades y el tren de engranajes hagan los cambios satisfactoriamente. Si las características especiales de un motor fueran de borda adaptadas a un bote de rescate, no permite que funcione más que con la propela sumergida por un período de 3 minutos, deberá hacerse funcionar durante dicho período tal como se indica en el manual del fabricante.	SOLAS(112) 6.2 USCG 46CFR 199.190 (d2) MODU Código 10.18.6
Sistema General de Alarma El sistema general de alarma debe probarse.	SOLAS(112) 6.3 USCG 46CFR 199.190 (d3) MODU Código 10.18.6
Inspecciones Mensuales	
Operación del Dispositivo de Arriado Todos los botes salvavidas, excepto los botes de caída libre, deberán ser arriados/lanzados desde su lugar de estiba sin ninguna persona a bordo si las condiciones del tiempo y el mar lo permiten	SOLAS(112) 7.1
Dispositivos de Salvamento La Inspección de los dispositivos de salvamento, incluyendo el equipo del bote salvavidas, deberá realizarse mensualmente usando la lista de verificación requerida para asegurar que estén completos y en orden. El reporte de la inspección debe ser anotado en la bitácora del oficial de la embarcación.	SOLAS(112) 7.2 USCG 46CFR 199.190 (e1) MODU Código 10.18.7
EPIRB y SART Cada radio-transmisor ("radio-beacon") indicador de posición de emergencia (EPIRB, por sus siglas en inglés) y cada transmisor de búsqueda y rescate ("transponder" ó SART, por sus siglas en inglés), deben ser probados mensualmente. El EPIRB debe ser probado usando el circuito de prueba que trae integrado y el indicador de salida para determinar que está funcionando.	USCG 46CFR 199.190 (e2)
Inspecciones Anuales	
Nave de Supervivencia Cada nave de supervivencia, a excepción de las inflables, deben desmontarse, limpiarse y ser inspeccionadas y reparadas concienzudamente, según sea requerido, una vez al año.	USCG 46CFR 199.190 (f1)
Dispositivos de arriado/lanzamiento Cada pescante, cabestrante, aparejo y otros dispositivos de arriado deben ser inspeccionados concienzudamente y reparados según sea requerido, una vez al año.	USCG 46CFR 199.190 (f2)
Equipo de Supervivencia Cada pieza o equipo de supervivencia que tenga fecha de caducidad debe ser reemplazado durante la inspección anual si ya ha caducado.	USCG 46CFR 199.190 (f3)
Baterías – con caducidad Cada batería claramente marcada con fecha de caducidad y usada en alguna pieza del equipo de superviviencia, debe ser reemplazada durante la inspección anual si ya ha caducado.	USCG 46CFR 199.190 (f4)
Baterías sin caducidad A excepción del acumulador usado en el bote salvavidas o bote de rescate, cada batería sin fecha de caducidad que sea usada en alguna pieza del equipo de sobre vivencia, debe ser reemplazada durante la inspección anual.	USCG 46CFR 199.190 (f5)

Brian Lee

General	Documentos Relevantes
Servicio Periódico	
Dispositivos de arriado y engranaje de desenganche Se debe dar servicio a los dispositivos de arriado /lanzamiento en los intervalos recomendados en las instrucciones del fabricante o según haya quedado establecido en el programa planeado de mantenimiento de abordo.	USCG 46CFR 199.190 (i1)
Los dispositivos de arriado/lanzamiento deben ser minuciosamente examinados en intervalos que no excedan los 5 años y, al finalizar la revisión, debe ser sujeto a una prueba de dinámica del freno del cabestrante.	USCG 46CFR 199.190 (i2)
Se debe dar servicio al engranaje de desenganche de los botes salvavidas y botes de rescate en los intervalos recomendados por las instrucciones del fabricante, según haya quedado establecido en el programa planeado de mantenimiento de abordo.	USCG 46CFR 199.190 (i3)
El engranaje de desenganche de los botes salvavidas y de rescate debe ser sometido a un examen minucioso realizado por personal adecuadamente entrenado, que esté familiarizado con el sistema, en cada inspección para su certificación.	USCG 46CFR 199.190 (i4)
El engranaje de desenganche de los botes salvavidas y de rescate debe ser probado operativamente bajo una carga de 1.1 veces del total de la masa del bote salvavidas cuando esté cargado con el equivalente de las personas y del equipo, cada vez que se realice la revisión completa o al menos cada 5 años.	USCG 46CFR 199.190 (i5)
Mantenimiento de Aparejos Cada aparejo usado en un dispositivo de arriado/lanzamiento debe - • ser volteado por los extremos a intervalos de no más de 30 meses; y • Ser renovado cuando sea necesario debido al deterioro o a intervalos de no más de 5 años, lo que pase primero. Como alternativa, cada aparejo puede - • Ser inspeccionado anualmente; y • Ser renovado cuando sea necesario, debido al deterioro o a intervalos de no más de 4 años, lo que pase primero.	

Mandarinas

Como se muestra en la tabla anterior, hay varias referencias internacionales que proporcionan requerimientos para las inspecciones semanales, mensuales y anuales de las mandarinas y su equipo de arriado/lanzamiento. Listas de control/verificación están disponibles para facilitar estas inspecciones y organizaciones externas tales como la Germanischer Lloyd and Tormag llevan a cabo pruebas funcionales de las mandarinas regularmente.

Sistemas de detección de gas y de alarmas de seguridad de la plataforma de perforación

La norma MODU establece requerimientos para los sistemas de alarma estableciendo que estos deben encontrarse en las áreas de control de la maquinaria central y proveer de indicación visual y audible de cualquier falla que requiera atención.

Brian Lee

El 18-19 de Junio del 2007, PEP inspeccionó y probó[11] la funcionalidad del equipo en la Usumacinta. Se encontraron algunas fallas menores y anomalías relacionadas con SIPAC perforación (falla en el equipo de prueba para implementar el mantenimiento y calibración de detectores de gas H_2S y combustible y presentar certificado de las ultimas calibraciones de los detectores de gas portátiles e implementar mantenimiento y calibración) al igual que fallas menores en algunos sistemas electromecánicos. A PC se le dio hasta el 5 de Julio 2007 para corregir estas anomalías y determinó que sería satisfactorio el iniciar las operaciones.

Tendencias e implicaciones

Inspección del lecho marino previo a la ubicación

PEMEX tiene procedimientos(79) que requieren que se realicen estudios geotécnicos para determinar la resistencia del suelo para establecer la posible penetración de las piernas de la plataforma de perforación en el lecho del mar y también determinar el ángulo de inclinación del terreno. Requerimientos adicionales para la ubicación de la plataforma de perforación incluyen la cartografía del lecho marino para verificar que no hay obstrucciones que puedan dañar las piernas de la plataforma. Al ubicar al Usumacinta, PEMEX realizó los análisis requeridos, que están documentados en las referencias 29, 99, y 153.

Como se discutió en la Sección 4 y el Factor Causal de Ubicación y Desarrollo, en todos los años que lleva instalado el KAB-101 varios diferentes MODUs han estado en esta locación para realizar mantenimiento en los pozos existentes y perforar nuevos pozos para incrementar la producción. Por estas razones hay una preocupación racional por orificios cilíndricos, huellas y otros cambios del lecho del mar cercanos al KAB-101, que pueden alterar el soporte de la plataforma de perforación. Tales cambios ocurren en los campos submarinos de exploración y producción (EyP) alrededor del mundo, sin embargo los efectos potenciales tienden a ser subestimados en la literatura. Aunque, PEMEX tiene políticas y procedimientos para manejar estos riesgos que son coherentes con las prácticas internacionales, no fueron suficientes para reconocer los riesgos de este incidente.

PEMEX podría considerar políticas adicionales de monitoreo y control para rastrear cambios en el lecho marino debido a otras plataformas de perforación en la misma ubicación y fuerzas del medio ambiente que afectan las propiedades del lecho marino. Esta información puede ser utilizada para complementar las evaluaciones de riesgo, que en su oportunidad, pueden proveer lineamientos para acciones preventivas o mitigantes que puedan ser implementadas para reducir riesgos.

Inspecciones de la plataforma de perforación

El Sabine V ha sido clasificado desde 1982 como un JU MODU concordante con los requerimientos de Clasificación en vigor (v.gr 63) del Instituto Norteamericano de Transporte Marítimo, (ABS) hasta que fue comprado por PC en Enero de 1988. La PC

[11] Acta de Lista de Verification (Check-List), PEP Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos Subgerencia de Servicios por Contratos, Superintendencia de Servicios Integrales,

Brian Lee

continuó su clasificación ABS como un JU MODU, que permaneció así hasta que esta clasificación fue suspendida después de este incidente [63]. Concordante con los requerimientos relacionados al tema, a las plataformas de perforación se les aplica una evaluación anual y una mucho más exhaustiva cada cinco años. El proceso de "reclasificación" quinquenal había recientemente iniciado para la Usumacinta cuando ocurrió el incidente, pero aún no estaba completo en todas sus facetas[63]. Los detalles en la Referencia 63 indican que este proceso de reclasificación estaba dentro del tiempo fijado, con el proceso prácticamente terminado excepto con relación al mat [64-67]. Los documentos indican que la reclasificación ya se había realizado en varias partes del mat [64-67], aunque los aspectos de interés tales como la viabilidad de los tanques de flotación no había sido evaluada, ni el estado de la parte superior del mat había sido verificado. Dado que es esencial que estas plataformas de perforación sean reclasificadas, el propietario de la plataforma de perforación sigue siendo responsable de todos los aspectos de la funcionalidad e integridad de las plataformas de perforación, a pesar de este proceso.

Se determinó al hacer pruebas posteriores al incidente que los tanques de flotación no tuvieron que ver en este incidente. Sin embargo, debido a que el acceso al mat estuvo bloqueado durante meses, para cuando se tuvo acceso, más de treinta frentes fríos habían pasado y el área que rodea el mat estaba cubierta e invadida de materiales del fondo marino – que para entonces impidió determinar la condición física del mat. Por lo tanto, no podemos saber si la inspección del mat hubiera encontrado algo que hubiera contribuido a este incidente.

Monitoreo y control de pozos

De acuerdo con el Programa Operativo Trimestral[12], después de continuar la perforación y de la terminación del Pozo103, se programó a la Usumacinta para continuar en el sitio y realizar una reparación menor en el Pozo 121. Los registros del Activo Integral Litoral Tabasco (AILT) indican que el Pozo 101 no tenía problemas, en tanto que el Pozo 121 estaba programado para una reparación menor [71,72,74] para mejorar la estimulación planeada para este pozo[75]. Basado en los análisis de las características de producción y de tapones de presión en la tubería y cabezales de recubrimiento para el Pozo 121, el AILT determinó que el objetivo del reacondicionamiento de los pozos ("work-over") era lo que se consideraba una pequeña fuga que proporcionaba comunicación entre el espacio anular (EA) y la Tubería de Producción (TP) a través del empaque.[75,76]

Basado en la evidencia del AILT,[13] el comportamiento de la presión en el EA del Pozo 121 aumentó significativamente de 55 a 190 Kg/cm^2 durante la segunda mitad de marzo del 2007. Aproximadamente medio mes más tarde la presión en el espacio anular regresó a la presión promedio (~65 Kg/cm^2), pero una vez más aumentó a ~160 kg/cm^2 y continuó aumentando durante este periodo de tiempo a una presión máxima de 265 kg/cm^2 a fines de Junio. Desde Junio hasta el incidente en octubre, el Pozo 121 mantuvo una presión constante de 245 kg/cm^2 en el espacio anular (véase Figura L27).

[12] POT-_2007_RMSO_GPE.pdf

[13] Comportamiento KAB-101.ppt

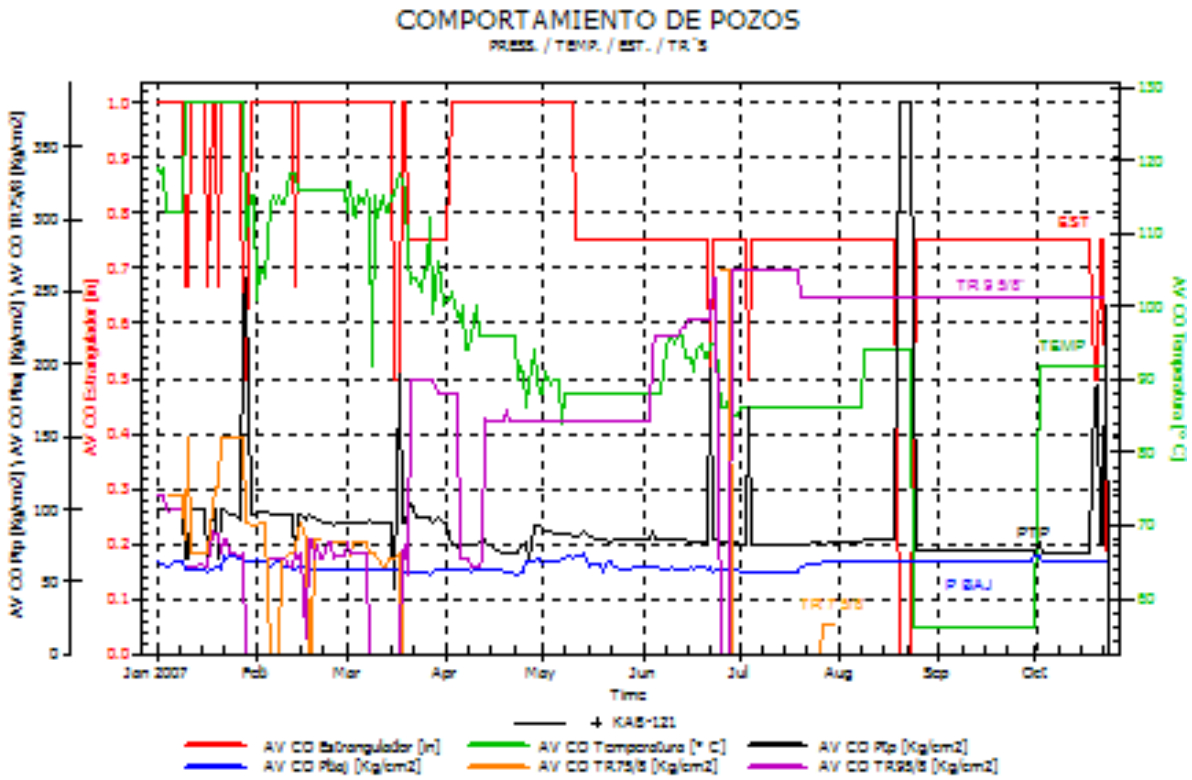


Figura L 28. Comportamiento del Pozo 121

De acuerdo con el AILT, estos datos establecieron que existía una anomalía en el espacio anular y por lo tanto programaron al Pozo121 para una "Reparación Menor" y desarrollaron el programa operativo mostrado en la Figura L28 para atender esta reparación menor[14].

[14] RepMenKAB-121.doc

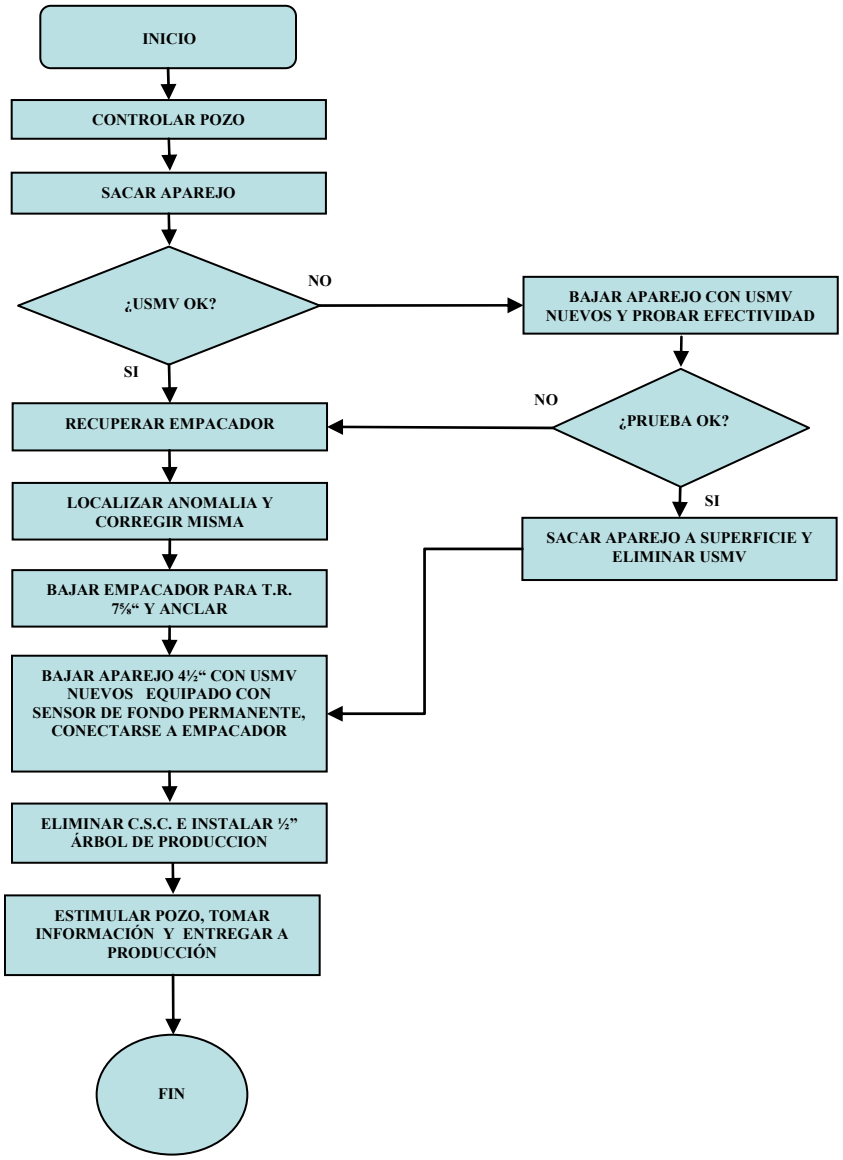


Figura L 29. Programa Operativo para la reparación menor del Pozo 121

Usando la información operativa y de producción del Pozo 121, el AILT aplicó el criterio de selección de riesgo (incluyendo el impacto en la producción, falla operacional de la válvula de tormenta (VT), parcialmente operacional, plataforma tripulada/no tripulada, numero de pozos, etc.,[15]) para priorizar la reparación menor del Pozo121 según muestra la Figura L29(111). Basado en este criterio, el Pozo 121 fue considerado de prioridad media y como tal fue programado para reparación menor para el último trimestre del 2007, según se muestra en la Figura L30.

[15] Entrevista con el Jefe de la Unidad Operativa de Perforación Litoral Tabasco (UOPLT) Jueves 27 de Marzo de 2008

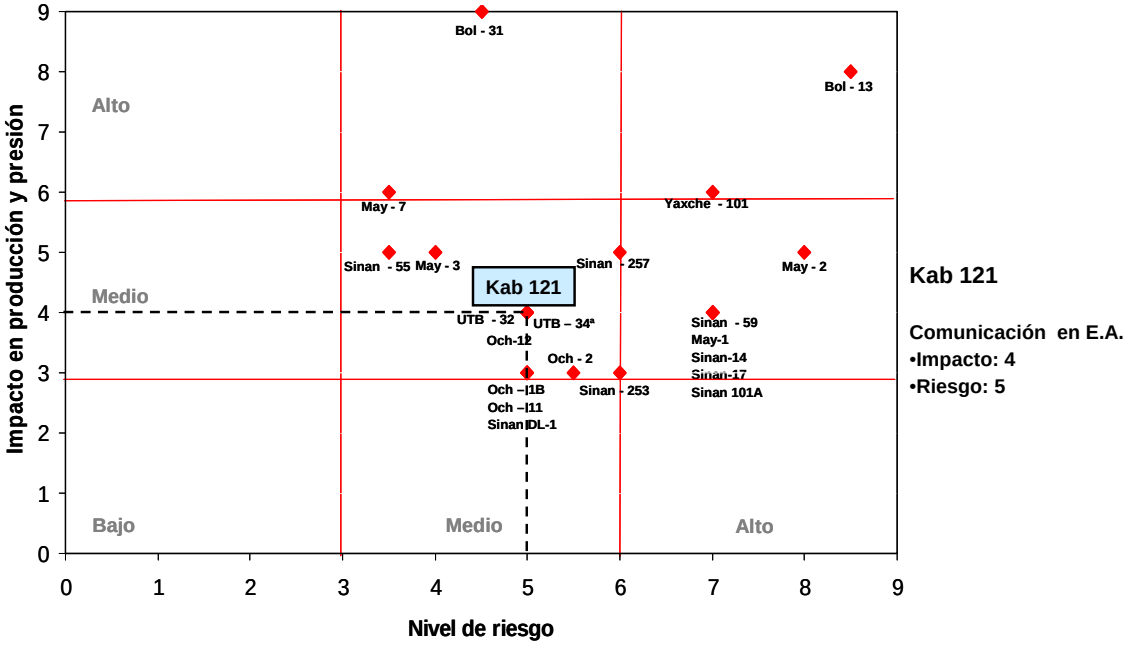
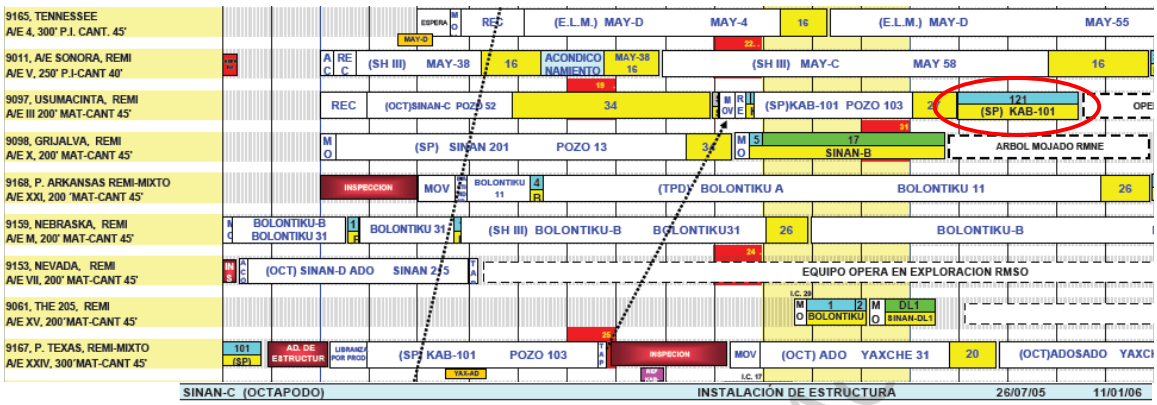


Figura L 30. Nivel de Riesgo como función de las condiciones de servicio



	SINAN-C (OCTAPODO)			INSTALACIÓN DE ESTRUCTURA	26/07/05	11/01/06
USUMACINTA, A/E III	SINAN-C	SINAN-12	MOV	INSTALACIÓN DEL EQUIPO	02/01/06	12/01/06
			INTER	INTERCONEXIONES	12/01/06	10/02/06
		SINAN-12	TERM	RECUPERACIÓN Y TERMINACIÓN	13/01/06	23/03/06
		SINAN-53	IEST	ALINEACION DE CONDUCTOR	24/03/06	07/04/06
		SINAN-53	TERM	RECUPERACIÓN Y TERMINACIÓN	08/04/06	11/05/06
		SINAN-53	TERM	TERMINACIÓN	12/05/06	17/07/06
		SINAN-12	TI	TI	21/07/06	26/07/06
		SINAN-52	MOV	ACOPIO DE MATERIALES	27/07/06	01/08/06
		SINAN-52	REC	RECUPERACIÓN	02/08/06	20/09/06
		SINAN-52	PERF	PERFORACIÓN	21/09/06	27/04/07
		SINAN-52	TERM	TERMINACIÓN	28/04/07	29/08/07
		SINAN-53	TI	TI (WFL/PLT)	30/08/07	03/09/07
USUMACINTA, A/E III	KAB-101 SEA PONY	KAB-103	MOV	INSTALACIÓN DE EQUIPO	04/09/07	13/09/07
		KAB-103	REC	RECUPERACIÓN	14/09/07	19/09/07
		KAB-121	EST	EST/AFORO	20/09/07	22/09/07
		KAB-101	EST	EST/AFORO	23/09/07	25/09/07
		KAB-103	PERF	PERFORACIÓN	26/09/07	01/01/08
		KAB-103	TERM	TERMINACIÓN	02/01/08	29/01/08
		KAB-121	RME	CANOM-EA/EST	31/01/08	12/04/08
				EQ. PASA RMNE (ARB. MOJADOS)	15/04/08	20/12/08

DE PLANEACION

Figura L 31. Reparación Menor programada para el Pozo 121

Válvulas de tormenta (SSSVs)

Personal de AILT[16] reportaron que habían tenido problemas con las válvulas de tormenta (SSSVs) debido a la alta presión y alta temperatura de los fluidos que se producían de los campos de producción. En esta misma entrevista, el personal de perforación reportó que había habido tantos problemas con las válvulas de tormenta que se había formado un comité para atenderlos. PEMEX ha implementado una inspección bastante agresiva, con pruebas, y un programa de mantenimiento para válvulas de tormenta programado según el riesgo que planteen para una operación (v.gr 93-97, 111).

PEMEX lleva a cabo inspecciones del sistema de control de superficie para válvulas de tormenta cada trimestre para asegurar que mantengan la presión en la válvula de tormenta y que cuando se elimina la presión, asegure que la válvula de tormenta se cierre automáticamente. Cuando la prueba de presión no es satisfactoria, PEMEX programa el cambio de la válvula de tormenta y generalmente lo define como una reparación mayor del pozo (111).

A través de este programa de prueba, PEMEX ha encontrado que aproximadamente el 60% de los pozos en operación tienen problemas con la válvula de tormenta, reduciendo la seguridad de las plataformas para lo cual PEMEX tiene un programa de corrección para el 2008(111). La Figura L31 muestra la vida útil de varias válvulas de tormenta usadas en el campo, según se descubrió durante este programa.

[16] Entrevista con el Ing. Mariano Estrada García Jefe de la Unidad Operativa de Perforación Litoral Tabasco (UOPLT), Ing. Ricardo Ramírez Lara Jefe de Diseño de la Unidad Operativa de Perforación Litoral Tabasco, Ing. Ulises Solís Torres – Superintendente de Operaciones de Terminación y Reparación de Pozos de la UOLT, 27 Marzo, 2008

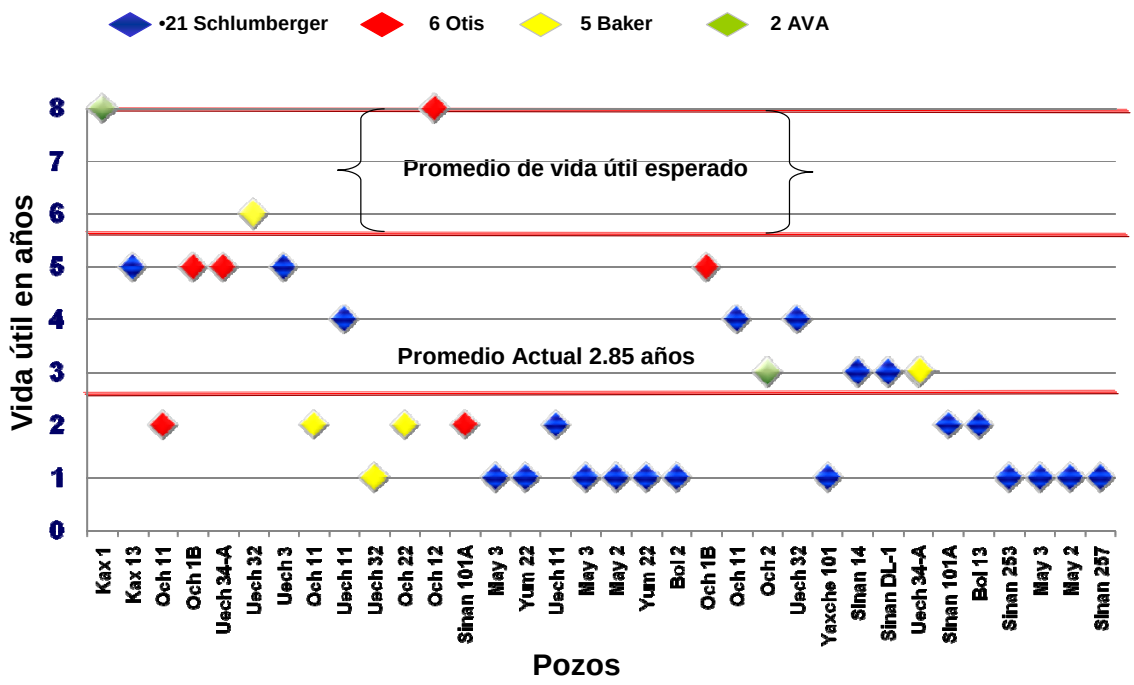


Figura L 32. Vida útil de las válvulas de tormenta evaluadas bajo el Control del AILT

Factores significativos para evaluar los elementos que conducen a la falla de los pozos en el AILT y para determinar la estrategia basada en el riesgo (reemplazo) incluido el volumen producido y presión del yacimiento. Figura L32 [111] muestra a todos los pozos bajo de la responsabilidad del AILT, basado en términos del nivel de riesgo y su relación con el impacto o con el pozo en producción (y presión). Está claro en la gráfica en esta Figura, que el Pozo 121 KAB queda dentro de los niveles bajos, lo que implica que plantea el potencial de amenaza más bajo de problemas dentro de todos los campos de producción y pozos administrados por el AILT

El programa de mantenimiento para las válvulas de tormenta es consistente con las normas comunes de la industria[v.gr 88,97], con registros que demuestran su terminación satisfactoria[v.gr 87,106-108]. Debido a que la línea de tiempo de falla de los componentes críticos es corta[106] –siendo de menos de dos años para la válvula de tormenta (SSSV) – el plan de administración se centra en el reemplazo de las válvulas de tormenta hasta que la causa de las fallas pueda ser determinada.

Como se discute en la Sección 2, un total de 21 de los 36 pozos administrados por el AILT han experimentado problemas recientemente como se muestra en la Figura L32 [106]. El AILT indica que estos problemas van desde el nivel de plataforma involucrando al árbol de producción, hasta lo más profundo dentro del pozo, involucrando las fuentes de comunicación entre el EA y la TP tales como los empaques. De los 21 pozos con problemas, nueve involucraron la válvula de tormenta (SSSV) con otros cuatro involucrando la válvula de tormenta (SSSV) y el AS.

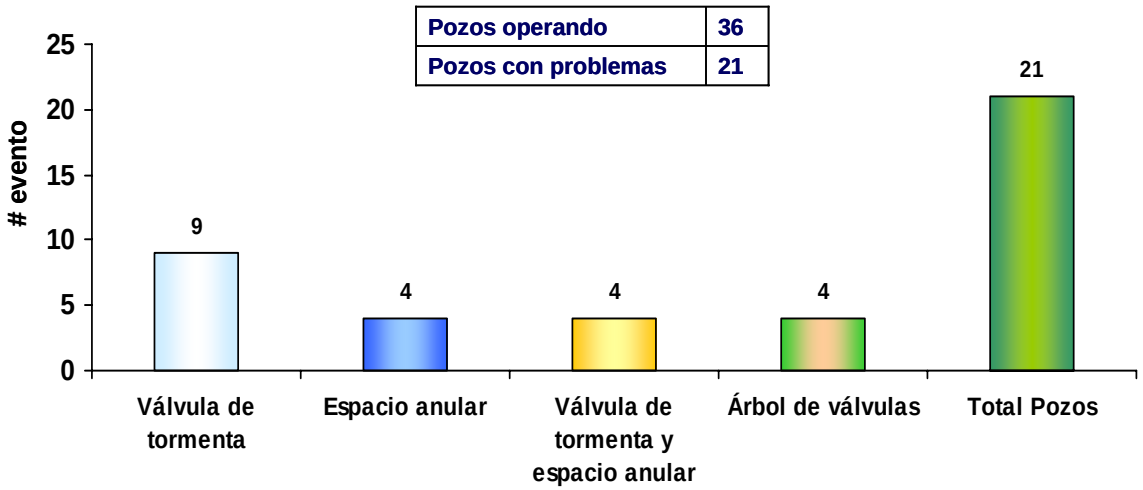


Figura L 33. Problemas con los pozos administrados por el AILT

En una entrevista con el personal del AILT[17], dicho personal reportó que el programa de mantenimiento de rutina que habían venido realizando en las válvulas de tormenta había producido buenos resultados; por lo cual el tiempo de mantenimiento para válvulas de tormenta había sido reducido a cada cuatro meses (previamente cada semestre). Una medida adicional que PEMEX está planeando implementar incluye inyectar solventes y ácidos para reducir la acumulación de parafinas y asfaltenos, etc. en las válvulas de tormenta, (programado para iniciar a mediados del 2008).

Equipo salvavidas

La lista de control/verificación de PC dentro del procedimiento de operaciones críticas para reubicar la plataforma(98) proporciona una lista extensa de actividades que necesitan ser realizadas en preparación para un traslado que incluye la inspección del sistema contra incendio, alarmas y equipo salvavidas.

Mandarinas

Los requerimientos para las mandarinas en la Usumacinta involucran una certificación inicial de los materiales de su construcción y aptitud para el servicio; sin embargo debido a la edad de estos botes, su portabilidad e intercambiabilidad y la observación de que por lo menos la Mandarina 1 no era parte del equipo original de la Usumacinta(114), no ha sido posible localizar dicha documentación. Sin embargo, las certificaciones anuales requeridas para estos botes fueron localizadas(115,116), involucrando la demostración de su seguro arriado/despliegue y aptitud para el servicio. La inspección de aptitud para el servicio de las mandarinas realizado en agosto de 2007 indicó que estaban en buen estado[18].

[17]Entrevista con el personal del Activo Integral Litoral Tabasco (AILT, por sus siglas en inglés) Martes 1 de Abril, 2008

[18] Tormag Bote 1.pdf y Tormag Bote 2.pdf (acondicionamiento anual para las inspecciones de servicio de las mandarinas)

Se realizo una evaluación independiente a la Mandarina 1 en agosto de 2007 por la Germanischer Lloyd [(174)] que operó el bote salvavidas sin problemas. Se llevó a cabo una inspección adicional de rutina de las mandarinas en septiembre y octubre de 2007 y se encontró que el transmisor de radar ("transponder") y EPIRB faltaba en ambas mandarinas – habiendo sido removidos debido a su mantenimiento, durante la inspección. No hemos encontrado documentación adicional durante este análisis que demuestre que los transmisores de radar ("transponder") fueron puestos nuevamente en servicio. Por lo tanto, aunque no concluyente, no existe evidencia irrefutable que corrobore que la inspección y el monitoreo tuvieron que ver en este incidente para las mandarinas.

Sistemas de detección de gas y de alarmas de seguridad en la P.A.E. de perforación

De acuerdo con el contrato No. 421006828 entre PEMEX y Perforadora Central[(166)] (Anexo E-1 No. 38 C y D, y Anexo S), Se requiere que PC provea de un sistema de detección de gas tanto para H_2S como para gas combustible (LEL); y un sistema de detección de humo y fuego en las principales áreas de trabajo de la plataforma de perforación (cuarto de máquinas, piso de perforación, debajo de la piso de rotaria, y temblorinas, los fosas y bombas de lodo). Para que PC cumpla con el contrato, los sistemas de alarma deben de tener indicadores tanto audibles como visibles que cubran las mismas áreas de trabajo descritas anteriormente además del área habitacional (de alojamiento del personal), incluyendo el comedor, pasillos y sala de esparcimiento. Estos detectores de gas están localizados en seis áreas diferentes de la plataforma de perforación, como se muestra en el plan de seguridad y contra incendios para la Usumacinta[19], habiendo en cada lugar un juego de dos detectores, uno para H_2S y otro para gas combustible (LEL).

A parte de los sistemas arriba mencionados, este contrato también requiere que la PC provea un juego básico de detectores multi-gas portátiles que cuantifiquen las concentraciones de H_2S y gas combustible. De acuerdo con las entrevistas realizadas con el personal de PEMEX y del personal de seguridad de PC [(132)], este juego básico de detectores consta de dos detectores multi-gas portátiles funcionando uno de ellos básicamente de reserva.

Basado en los documentos proporcionados por PEMEX y PC, la existencia del equipo de detección de gas y sistema de alarma fue verificada durante una inspección para la renovación del contrato de la Usumacinta el 18 de Junio del 2007. Esta inspección manifestó dos fallas menores (una para la prueba y calibración del sistema de detección de gas y la otra para la certificación de la prueba de calibración de los detectores multi-gas portátiles), que fueron posteriormente atendidas por PC. Aún cuando el Plan de Contra incendio para la Usumacinta indica que se requieren seis juegos de detectores de H_2S y gas combustible, únicamente se encontraron cuatro certificados de calibración de los detectores de gas combustible (LEL) y tres certificados para los detectores de H_2S (ver la Tabla L5). Además, la ubicación física de los detectores con certificados de

[19] Punto 92.1.- Plano de Seguridad y Contraincendio.pdf

[1]4 Euronavy informe de calibración. pdf

Brian Lee

calibración no son claramente identificables, por lo tanto no queda claro cuales áreas de trabajo pudieron haber sido dejadas sin protección.

Tabla L 5. Detectores fijos y portátiles de gas en la plataforma Usumacinta [20]

Modelo y N/S	Inst.	LEL	H_2S	Múltiple	Fecha de Inspección/Calibración	Frecuencia de Calibración
Drager – ERYD-192	F	X			29 / Junio / 07	6 meses
Drager – ERYD-182	F	X			29 / Junio / 07	6 meses
Drager – ERYD-187	F	X			29 / Junio / 07	6 meses
Drager – ERYD-176	F	X			29 / Junio / 07	6 meses
Drager – ERYE-0074	F		X		29 / Junio 07	6 meses
Drager – ERYE-0063	F		X		29 / Junio 07	6 meses
Drager – ERYE-0093	F		X		29 / Junio / 07	6 meses
GAMAX3-3H – L406-01847	P			X	27 / Sept. / 07	6 meses
MINIWARN – ARUA-1030	P			X	26 / Junio / 07	6 meses

Nota (*): Calibración hecha por Euronavy de México, S.A. de C.V.
Inst.: F = Detector Fijo, y P = Portátil

Durante una visita realizada al Usumacinta en Enero del 2008, se encontraron únicamente dos juegos de detectores de gas, el primero en el área del foso de lodo y el segundo en el área de temblorinas (ver Figura L33 y Figura L34). Los detectores de gas no estaban presentes durante la visita en las áreas de la torre de perforación y en el piso de perforación en tanto que otras áreas de trabajo estaban accesibles durante nuestra visita y por lo tanto no se pudo verificar la presencia de detectores de gas.

[20] Euronavy informe de calibracion.pdf

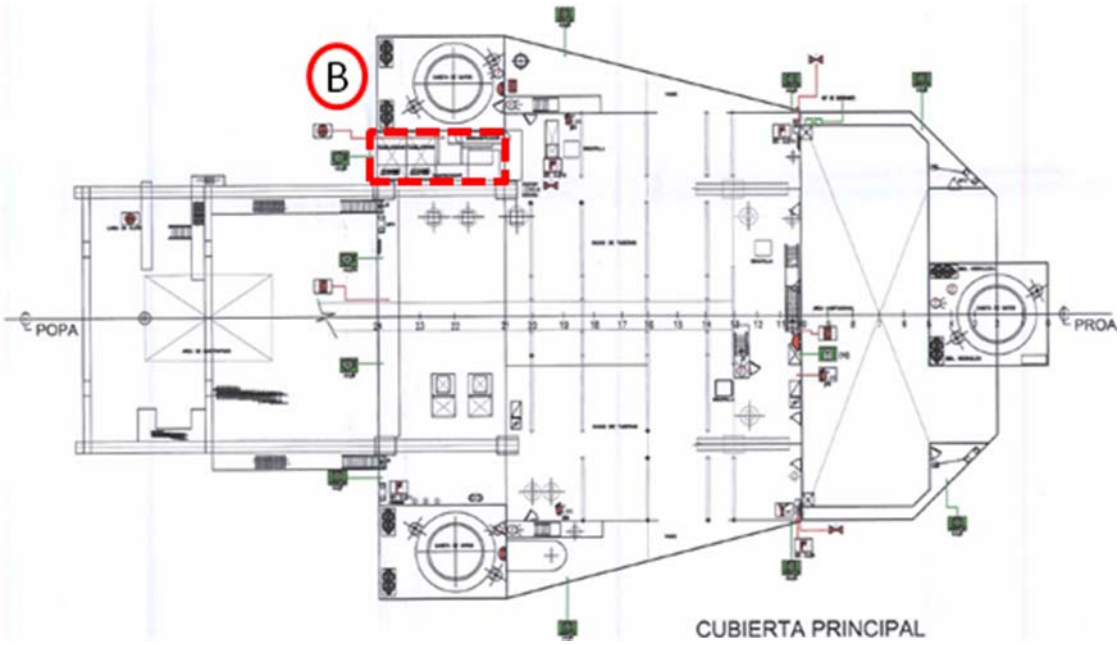


Figura L 34. Sistemas de alarmas y detectores de gas en el área de temblorinas en la Usumacinta

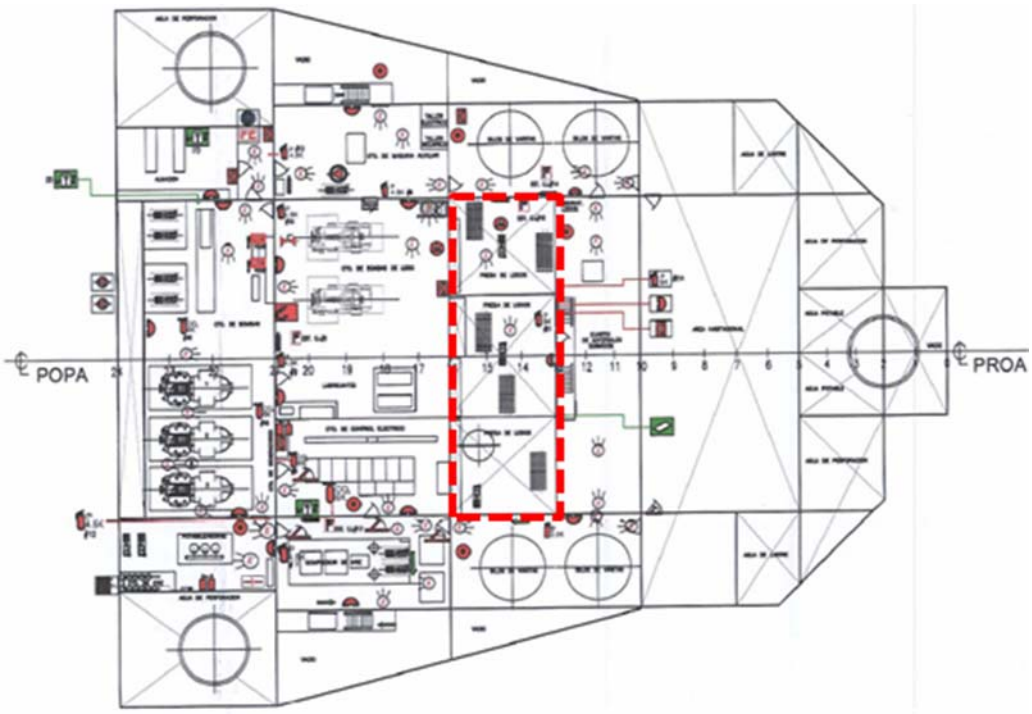


Figura L 35. Sistema de detector de gas en el área del foso de lodo de la plataforma Usumacinta

Conclusiones

PEMEX es consistente con las normas internacionales de inspección, monitoreo y control de equipo de Exploración y Producción (E&P) y sistemas de seguridad relacionados. Están consientes de los problemas que han tenido con respecto a la confiabilidad de las válvulas de tormenta (SSSVs), por lo tanto han implementado programas agresivos de monitoreo y reparación para controlar estos problemas. PEMEX debería continuar usando su experiencia de campo junto con su programa de monitoreo de válvulas de

tormenta (SSSV) para conservar la funcionalidad de estas y facilitar la temprana detección de un malfuncionamiento. Se recomienda que PEMEX continúe trabajando con los fabricantes de las válvulas de tormenta (SSSVs) para identificar y resolver problemas con respecto a su confiabilidad.

PEMEX y PC también han llevado a cabo las inspecciones requeridas de las mandarinas y tienen procedimientos para verificar la funcionalidad del equipo crítico de seguridad. Las inspecciones de septiembre y octubre de 2007 de ambas mandarinas encontraron que faltaban los transmisores de radar ("transponders") y EPIRBs habían sido llevados para darles mantenimiento, cuando se realizó la inspección. No hemos encontrado ninguna documentación adicional durante este análisis que demuestre que los dichos transmisores de radar ("transponders") habían sido vueltos a poner en servicio. Aunque como se discute en el factor causal de PARE esto pudo haber obstaculizado los esfuerzos de rescate y esto no era un asunto que tuviera que ver con la inspección o monitoreo. Por lo tanto, no existe evidencia irrefutable que sustente que la inspección y monitoreo tuvieron que ver con este incidente de las mandarinas.

Sin embargo existe la oportunidad de que PEMEX aprenda de este incidente e implemente medidas adicionales por prevenir y mitigar los riesgos durante las operaciones de perforación. Una idea es el iniciar una base de datos interna para realizar inspecciones pre y post tormenta (rondas; monitoreo del movimiento de la plataforma de perforación). El propósito de la base de datos sería entender y rastrear los parámetros de respuesta de la plataforma de perforación a la tormenta, para asegurar que toda la información esté disponible para evaluar el daño causado por la tormenta y su causa de raíz, para un uso futuro, en la operación y ubicación de los equipos de perforación.

Asuntos adicionales que PEMEX puede tomar en consideración incluyen políticas de monitoreo y control que rastreen los cambios del fondo marino debidos a otros equipos de perforación en el mismo lugar y fuerzas ambientales que afectan las propiedades del fondo marino. Además debe tomar provisiones para monitorear el movimiento excesivo de la plataforma de perforación que trabaja en áreas del Golfo de México, que históricamente tiene suelos débiles y/o documentación de cambios previos del soporte del lecho marino. Finalmente, PEMEX debería considerar sistemas de monitoreo que rastreen los fluidos cambiantes del pozo y asegure que se diseñe equipo que resista la naturaleza agresiva de los fluidos producidos. Esta información puede ser usada para complementar las evaluaciones de riesgo que a su vez puede proporcionar lineamientos para acciones preventivas y/o mitigantes que puedan ser implementadas para reducir los riesgos irrazonables.

Aunque hay oportunidades para mejorar las políticas y procedimientos de inspección, monitoreo y control no se considera como factor causal o contribuyente a este incidente.

Brian Lee

L7: Amenazas y Vulnerabilidades – Modos y Mecanismos (AyV/MyM)

Ambito

Las amenazas y vulnerabilidades y sus modalidades y mecanismos subyacentes se relacionan con los riesgos inherentes involucrados con una operación en particular y como tal se relaciona con todos los otros factores causales discutidos con anterioridad. Al igual que con cualquier sistema de ingeniería las amenazas a la utilidad continua en términos de función e integridad de sistema son específicos del uso del sistema y su ubicación. En el caso de los sistemas que operan en el mar las amenazas y vulnerabilidades son principalmente en términos del medio ambiente operativo y función del sistema. Para el presente sistema, las amenazas y vulnerabilidades asociadas con la fuerza, funcionalidad del servicio, estabilidad y aspectos funcionales de la Usumacinta, el KAB-101 y las mandarinas, todos juegan un papel en este incidente.

Benchmarks, datos clave, información, observaciones y/o hechos

Como se discutió en los otros factores causales hay varios benchmarks para evaluar las amenazas y vulnerabilidades de las instalaciones marítimas relacionadas con la fuerza, capacidad de servicio, estabilidad y aspectos funcionales de estas instalaciones. Estos benchmarks proporcionan métodos para reducir el riesgo de una amenaza en particular, realizándose a través de controles de ingeniería y administrativos. Algunos ejemplos de estos benchmarks incluyen el "API RP 2A MODU práctica recomendada para planeación, diseño, construcción de plataformas fijas marinas[21]," que dan una guía para reducir las amenazas relacionadas con los aspectos funcionales y de capacidad de servicio de las operaciones marinas al igual que varios libros de texto que proporcionan benchmarks relacionados con la fuerza y estabilidad bajo la forma de la teoría elástica y plástica del diseño estructura [22,23,24,25]. También hay numerosos procedimientos de PEMEX y de Perforadora Central (PC) que proporcionan guías sobre el diseño, ubicación, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones marinas para prevenir o mitigar amenazas.

Los datos clave, información, observaciones y/o hechos de las amenazas y vulnerabilidades – el factor causal de modalidades y mecanismos son discutidos ampliamente bajo las otras categorías de factor causales, al igual que en el Anexo F. Se proporciona una sinopsis de la información importante en esta sección con los detalles necesarios recabados bajo los otros factores causales y el Anexo F.

---

[21] API, "API RP 2A MODU Práctica Recomendada para la Planeación, Diseño, Construcción de Plataformas Costa Afuera,"

[22] Timoshenko, S. and Woinowsky-Krieger, S., Teoría de Placas y Carcasas, Segunda Edición, McGraw-Hill, New York, 1959.

[23] Timoshenko, S. and Goodier, J., Teoría de Elasticidad, Tercera Edición, McGraw-Hill, New York, 1970.

[24] Smith, J., and Sidebottom, O., Comportamiento Inelastico de Miembros de Manejo de Carga, John Wiley & Sons, Inc., New York, 1965.

[25] Timoshenko, S. and Gere, J., Teoría de la Estabilidad Elástica, Segunda Edición, McGraw-Hill, New York, 1981.

Tendencias e implicaciones

Para poder entender mejor la causa de este incidente, los sucesos han sido divididos en tres fases diferentes 1) fuga inicial; 2) la continuación de la fuga, y 3) la evacuación, rescate y recuperación. Las tendencias e implicaciones relacionadas con cada uno de estos sucesos se discuten en detalle a continuación, con la secuencia de corto plazo de los sucesos y amenazas relacionadas y vulnerabilidades mostradas en la Figura L35. Los sucesos precursores relacionados con reubicar la plataforma de perforación y posicionamiento de la plataforma de perforación también son discutidos brevemente: sin embargo, ninguna de las amenazas anticipadas ocurrieron en este incidente y por lo tanto no son causales de este incidente.

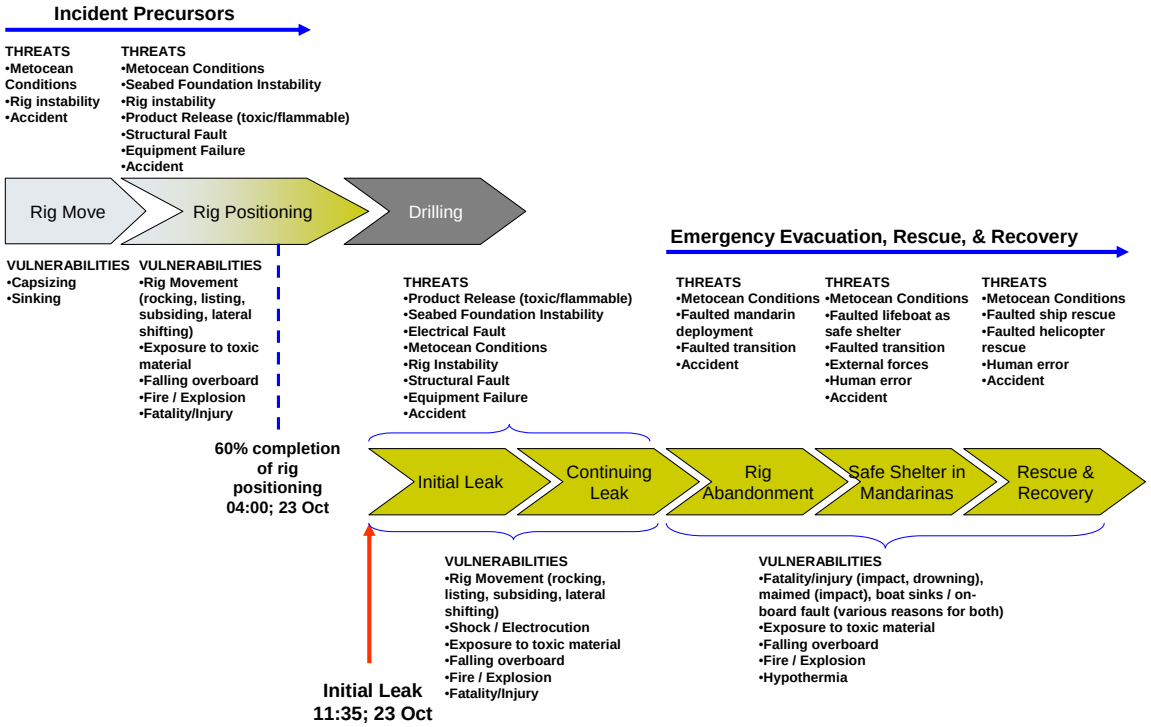


Figura L 36. Amenazas y vulnerabilidades potenciales durante el incidente empezando con el traslado/reubicación de la Usumacinta del SINAN-C al KAB-101, a la evacuación, rescate y recuperación del personal.

Empezando con la línea del tiempo del incidente hay amenazas inherentes y vulnerabilidades relacionadas con el traslado/reubicación de la Usumacinta del SINAN-C al KAB-101, el posicionamiento de la Usumacinta para iniciar la perforación, y finalmente durante las operaciones de perforación. Sin embargo, porque existieron amenazas específicas (las condiciones extremas del clima que se desarrollaron durante el Frente Frío 4 del 23 de octubre de 2007 es solamente un ejemplo), las actividades de perforación nunca se llevaron a cabo y en cambio ocurrieron una serie de sucesos inesperados. Las amenazas y vulnerabilidades potenciales y modalidades y mecanismos subyacentes relacionados con este incidente incluyen la construcción, la operación y mantenimiento de KAB-101, incluyendo cambios en el fondo marino debidos al posicionamiento de otras plataformas de perforación, durante el mantenimiento del pozo

y condiciones ambientales de largo plazo que afectan las condiciones del fondo marino. Es evidente que se percataron de varias amenazas durante el incidente de la Usumacinta – KAB-101 del 23 de octubre de 2007.

Amenazas durante el traslado/reubicación de plataformas de perforación

Existen mejores prácticas internacionales y procedimientos de PEMEX y PC para minimizar las amenazas relacionadas con el traslado y posicionamiento de la plataforma de perforación [(26)]. Los detalles del traslado de la plataforma de perforación son descritos en el diario de operaciones del SIOP. El 11 de octubre de 2007 la Usumacinta inició su traslado del SINAN-C al KAB-101. Como se describió en el SIOPs no hubo nada inusual sobre el traslado de la plataforma de perforación[27].

Amenazas durante el posicionamiento de la plataforma de perforación

La Usumacinta llegó al KAB-101 el 20 de octubre de 2007 e inició el trabajo para posicionar la plataforma de perforación para terminar el Pozo KAB-103. Como se discutió en la sección del reporte sobre "Plan de Desarrollo, incluyendo la Ubicación y Permisos", un plan de desarrollo no se genera comúnmente como parte del proceso usual de PEMEX; PEMEX más bien se basó en otras normas y documentos para la ubicación de la Usumacinta. Se realizó un estudio del fondo marino[28] y se entregó el 1 de Septiembre del 2007 antes de la colocación de la Usumacinta que identificó rastros de una P.A.E. de perforación del lado Sur-Suroeste del KAB-101 e identificó la ubicación del ducto de 10-pulgadas (258) del lado NE del KAB-101 no se identificaron otros obstáculos en este reporte. Al posicionar la plataforma de perforación de acuerdo con las coordenadas proporcionadas por PEMEX, hubo cierta dificultad para lograr esta posición[29]. Finalmente, el personal de PC verificó (e informó a PEMEX) que la distancia entre la plataforma de perforación y el KAB-101 era correcta y finalizó el posicionamiento.

Una de las primeras acciones tomadas el 21 de octubre de 2007 una vez que la Usumacinta estaba en su lugar fue elevar el casco para lograr un colchón de aire de 17.40 m y una distancia horizontal entre el casco y KAB-101 de 9.45 m. En seguida, se extendió el cantiléver con el "skid" centrado sobre el Pozo KAB-103. En entrevistas realizadas con el personal, la preparación de la Usumacinta se había completado en aproximadamente un 60% cuando llegó el Frente Frío 4 temprano en la mañana del 23 de octubre de 2007. A parte de las complicaciones para lograr la posición deseada de la plataforma de perforación, no se notaron otros problemas durante esta fase del trabajo.

---

[26] Procedimiento para Mover P.A.E. a Estructura con Pozos en Producción, Gerencia de Estrategias de Ingeniería y Diseño, Versión: Segunda, Enero 2005, Clave: 223-21100-OP-211-0268, Procedimiento para el Posicionamiento de Embarcaciones en el Área de Plataformas Marinas de la Sonda de Campeche, Golfo de México, Subgcia. De Construcción y Mantenimiento, Versión: Primera, Abril 2002, Clave: 200-28320-OP-117-0001, Procedimiento para Trasladar la Plataforma de Una Posición a Otra, PGM-2-09-S07B.

[27] anon/Perforadora Central, "Reportes de SIOP mes de Octubre", fechado diariamente del 1 al 23de Octubre (2 en lista de referencia)

[28] Oceanografia, S.A. de C.V. Mapeo del Lecho Marino en la Localización de KAB-101.

Brian Lee

Amenazas durante la Fuga Inicial

Durante la mañana del 23 de octubre, varios sobrevivientes entrevistados reportaron que pudieron sentir un movimiento importante de la Usumacinta debido a las condiciones de la tormenta. Aproximadamente a las 11:30 a.m. del 23 de octubre de 2007 se reportó una fuga del Pozo 121. Durante las primeras horas de la mañana del 23 de octubre la Usumacinta había rotado, desplazado y hundido lo suficiente para impactar y dañar el árbol de producción en el Pozo 121. Las principales amenazas de que se percataron durante la fuga inicial y que condujeron al desplazamiento de la plataforma de perforación incluyen el apoyo y estabilidad del soporte del lecho marino,, condiciones metaoceánicas y el estado de semi-aligerado (que se discute con más detalle a continuación) de la plataforma de perforación. Otras amenazas relacionadas con la fuga de producto y el malfuncionamiento del equipo (sistemas de alarma) se observaron durante la fuga inicial, sin embargo no fueron factores causales de la fuga inicial.

Amenaza de los aspectos metaoceánicos – Vientos, oleaje y corrientes

Es evidente que las amenazas relacionadas con los aspectos metaoceánicos creados durante el Frente Frío 4 contribuyeron al movimiento de la Usumacinta. Aspectos importantes de las amenazas metaoceánicas incluyen la severidad de la tormenta y estados del mar y cargas relacionadas.

Severidad de la tormenta: Existen evidencias abundantes que el desarrollo del Frente Frío 4 había sido rastreado por varias fuentes, incluyendo la Oficina del Clima de los EE.UU, CONAGUA y la Oficina Meteorológica de PEMEX. En el transcurso de un año habrá muchos frentes fríos en el Golfo de México y el punto de vista de la industria con respecto al Golfo ha sido de tratar estos como sucesos de bajo riesgo. Este punto de vista está basado en la experiencia y percepción que los huracanes plantean un mayor riesgo que otras tormentas en el Golfo de México. El riesgo asociado con los huracanes se toma mucho en consideración aunque un modelado preciso del desarrollo, fuerza y patrones de los huracanes siguen siendo un reto. Además, los patrones cambiantes del clima han surtido efecto en amenazas reconocidas tales como huracanes al igual que en sucesos antes menospreciados como los frentes fríos. Esto es particularmente importante ya que se está dando mayor atención al Golfo de México y a su importancia económica regional.

Hay una creciente actividad de exploración y producción por todo el Golfo al cambiar el foco de la explotación de las reservas cercanas a la playa a oportunidades mar adentro más profundas. El pronóstico exacto del clima es de mayor importancia para la industria marina para poder calcular mejor los riesgos a esas operaciones que son vitalmente importantes para la infraestructura energética de la región. No obstante, los patrones de cambios de clima están retando a la industria marina para lidiar efectivamente con estos conceptos tradicionales de riesgo. Incluso, respecto al mejor entendimiento del riesgo asociado con huracanes, las actitudes de la industria están cambiando en la forma en que se preparan para estos sucesos. Como evidencia de ello, el MMS (Mineral Management Services) los SAM (Servicios de Administración Mineral de los EE.UUs) han adoptado recientemente nuevas recomendaciones del API, para el diseño de plataformas existentes y futuras, que entraron en vigor el 15 de Mayo del 2008. Los diseños de plataforma deben apegarse al nuevo criterio de tormentas de 100 años, que incluye un aumento en los requerimientos de colchón de aire. Un número de contratistas de perforación ya han

incrementado el refuerzo de amarras de 8 puntos, a 12 o 16 puntos. A los operarios de las estructuras que no cumplan con los lineamientos más recientes del SAM se les requiere que presenten planes de mitigación antes del 1° de Junio del 2008. Estos planes pudieran incluir desde remover el equipo de alto riesgo de la plataforma hasta elevar la estructura para alcanzar los nuevos requerimientos de colchón de aire[146].

Aunque anteriormente era subestimado el fenómeno climatológico en el Golfo, ahora está siendo estudiado con el objeto de adquirir una mayor comprensión de las amenazas potenciales. La seguridad en las operaciones es una preocupación compartida y aunque los paros prolongados de producción son costosos, son preferibles a la pérdida de vidas o daños a la infraestructura. Los sistemas mejorados de observación oceánica que actualmente están en estudio, se espera que reduzcan la falta de certeza para pronosticar y también para mojorar el valor de la información oceánica/meterorológica en toda la región del Golfo [147].

El desafortunado incidente involucrando a la Usumacinta el 23 de octubre de 2007, resalta en forma dramática la amenaza representada por los sucesos climáticos que anteriormente eran subestimados. Es de poco consuelo el dato de que alteraciones como el Frente Frío 4 ocurren una vez cada cincuenta años para tormentas no tropicales. Si se incluyen las tormentas tropicales, el área donde estaba ubicado la Usumacinta experimentará condiciones climáticas similares, aproximadamente una vez al año. También, con los patrones climáticos posiblemente cambiantes en el Golfo, las experiencias previas con sucesos climáticos/meteorológicos son de poco valor.

Las entrevistas hechas a tripulantes de otras plataformas de perforación que habían experimentado la misma tormenta dijeron que ellos esperaban algo menos severo. Aunque ellos sinceramente habían esperado algo menos severo, mucho antes que la tormenta impactara a la Usumacinta, ya había disponibles pronósticos de un suceso climático severo [140].

Pronósticos antiguos ("Hindcast")[50,51] fueron usados para entender las condiciones marinas durante la tormenta de octubre de 2007 en la Sonda de Campeche. Estos pronósticos muestran una importante altura de las olas que van de los 6.71 a los 7.60 metros con una altura máxima de las olas que va de 10.97 a 12.42 metros y vientos máximos sostenidos que van de 41.73 a 46.00 nudos con ráfagas máximas de viento que van de 62.59 a 69.00 nudos (ver Tabla L6). El Apéndice N proporciona una serie de gráficas de Oceanweather, Inc. que visualizan el viento máximo y el estado del mar estimado en todo el Golfo durante el suceso de octubre.

Brian Lee

Tabla L 6. Estimados de condiciones máximas en la Usumacinta al 23 de octubre de 2007

	Wilkens Weather	Oceanweather, Inc.
Altura Significante Máxima de las Olas (m)	6.71	7.6
Altura Máxima de las Olas (m)	10.97	12.42
Vientos Máximos Sostenidos (nudos)	46.00	41.73
Ráfagas Máximas de Viento (nudos)	69.00	62.59
Corriente Máxima (m/s)		0.49

La medida más útil del tamaño de la tormenta es una comparación de los valores estadísticos de las tormentas de hace 1, 50 y 100 años. La Tabla L7 presenta las condiciones de todo el año, de hace 1, 50 y 100 años, incluyendo todos los tipos de tormentas y aisló las tormentas de hace 50 y 100 años para el mes de octubre. Ambos pronósticos antiguos (hindcast), caen muy cerca del rango de un evento de tormenta anual, para todo el año, para todos los tipos de tormentas (v.gr huracanes y frentes fríos).

Tabla L 7. Los cálculos de Wilkens Weather para las condiciones de tormenta de hace 1, 50, y 100 años, incluyendo sucesos climáticos tropicales y no tropicales; ubicado en la Usumacinta

	Condiciones de las tormentas de todo el año			Condiciones de las tormentas en octubre	
	1 Año	50 años	100 Años	50 Años	100 años
Ráfagas Máximas (nudos)	63.0	111.0	123.0	74.0	84.0
Altura significativa de las Olas (m)	7.0	9.8	10.4	7.0	8.5
Altura Máxima de las Olas (m)	11.9	16.8	18.0	11.9	14.5
Corriente Máxima impulsada por el viento (nudos)	0.9	1.8	2.1	1.0	1.2

Aunque esta comparación directa da un sentido de magnitud, es importante notar que los valores iniciales dados en la Figura L36 incluye todos los sucesos de tormentas tropicales (v.gr huracanes) y no tropicales (v.gr frente frío). El suceso de octubre del 2007 fue un frente frío no tropical. Para proporcionar una comparación más directa de los sucesos no tropicales, Oceanweather, Inc. proporcionó un resumen de pronósticos antiguos (hindcast) de las condiciones durante todas las tormentas no tropicales de 1958-2000. El suceso de octubre del 2007 produjo las segundas olas no tropicales más altas y los vientos no tropicales más altos registrados como se muestran en la Figura L36, y también muestra una tendencia en aumento hacia clima más severo.

Brian Lee

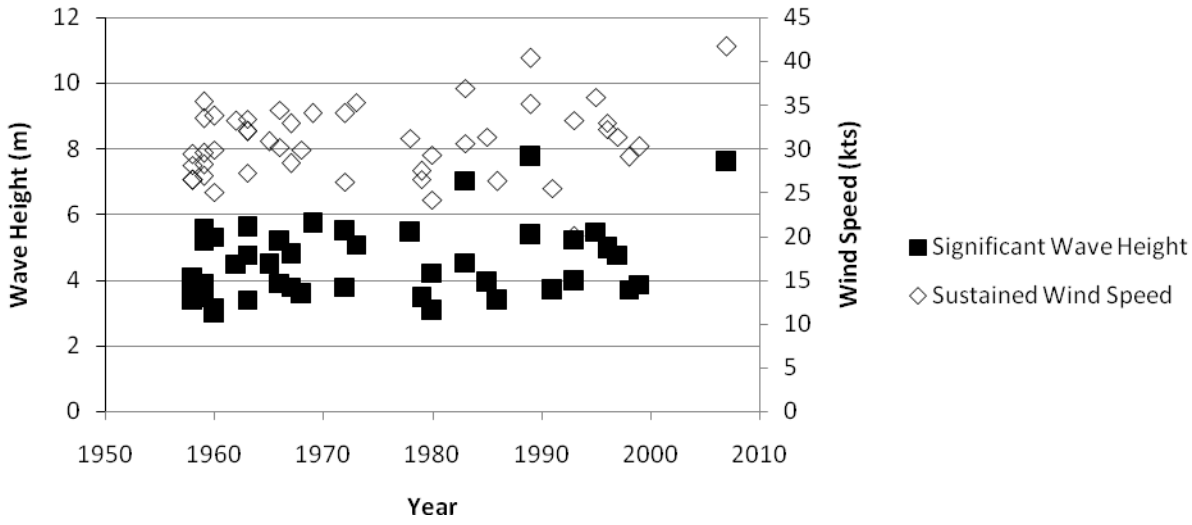


Figura L 37. Viento máximo y condiciones significativas del oleaje en la ubicación de la Usumacinta durante todos los sucesos no tropicales desde 1958-2000 (El suceso de Oct. 2007 está graficado para comparación)

Basta notar que vientos y olas significativas fueron reportados durante el periodo previo, al igual que posterior, al incidente, como se evidencia en los datos reportados por PEMEX [36,38] (ver Figura L37), que claramente indican que los aspectos metaoceánicos fueron un factor contribuyente para este incidente.

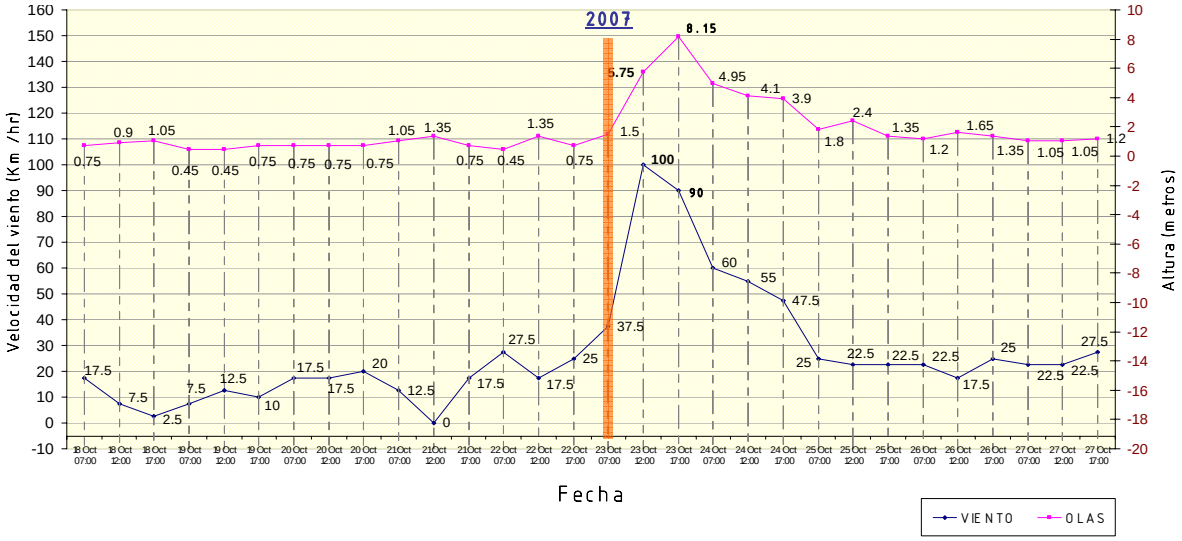


Figura L 38. Historial del viento y oleaje, previo y durante el incidente

Estados del mar y cargas relacionadas: Aunque las condiciones meteorológicas fueron severas el 23 de octubre de 2007, había otras plataformas de perforación operando en el área que no experimentaron el movimiento extremo que experimentó la Usumacinta. La Figura L38 muestra la ubicación de la Usumacinta, Grijalva, Pride Colorado, Pride Carolina, Pride Tennessee y Sonora como estaban operando el 23 octubre de 2007. De las plataformas de perforación que experimentaron el Frente Frío 4, la Usumacinta era la

única plataforma que acababa de llegar a su ubicación y por lo tanto no había recibido aún ninguna de sus cargas variables (estado embarcación cercana a ligera). Todos los otros equipos de perforación operando en el área llevaban ahí algún tiempo y ya habían agregado sus cargas variables.

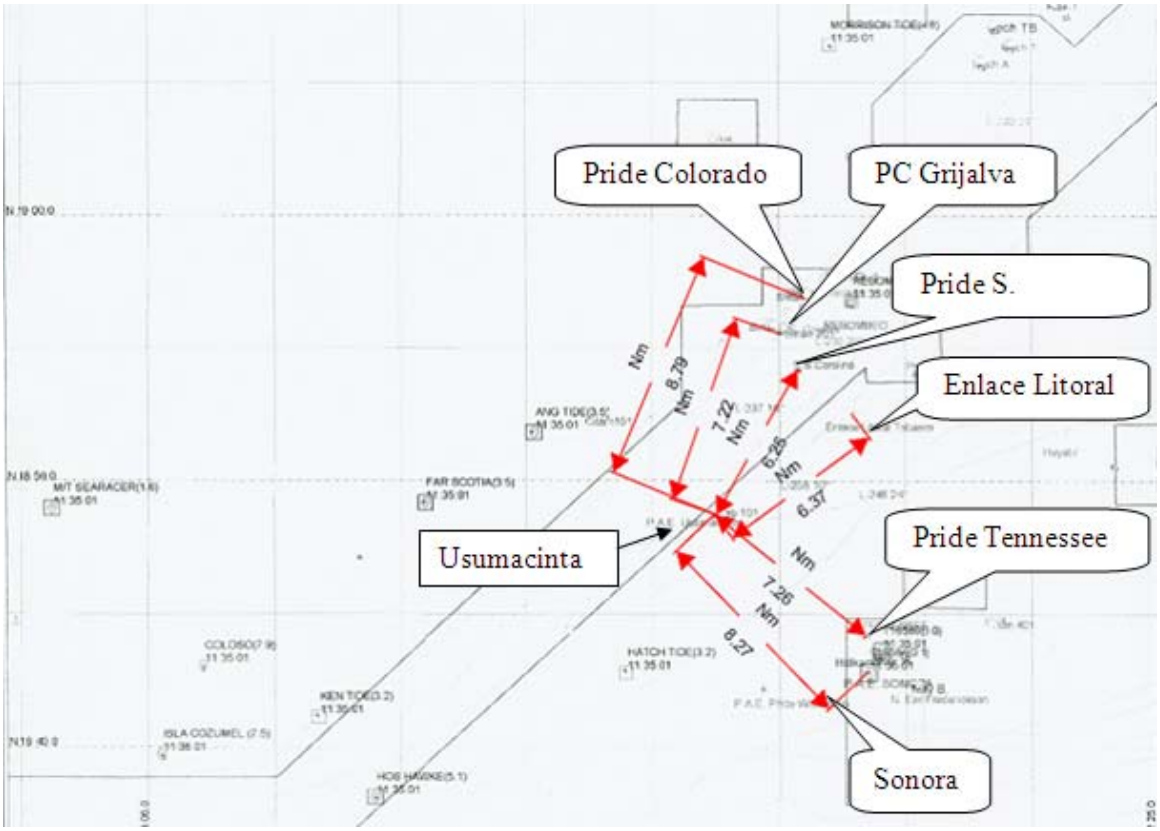


Figura L 39. Ubicación de otras plataformas de perforación durante el Frente Frío 4 en relación con la Usumacinta

Las limitaciones relacionadas con las condiciones operativas de la Usumacinta son presentadas y discutidas en el Manual de Operación [54]. En este documento las cargas máximas de los ganchos en la plataforma de perforación están especificados como una función de la carga ambiental y otras condiciones, con las fuerzas relativas del viento y de las olas determinadas usando el procedimiento de cálculo aprobado por el ABS (American Bureau of Shipping). El diseño de la Usumacinta tomaba en consideración tres condiciones: : desplazamiento ó reubicación (retraer el cantiléver y subir el mat / desprenderse ó alejarse / tránsito ó remolcado / acomodarse); posicionamiento ó asentamiento en la ubicación (incluyendo asentar el mat y extensión del cantiléver); y abastecimiento (carga) en la ubicación y operación. Sin embargo, no quedó claro si los análisis del soporte y estabilidad reflejan las condiciones de estado embarcación cercana a ligera de la plataforma que pueden existir en transición en cualquiera de ambos extremos de una reubicación, pero particularmente entre la extensión del cantiléver y recibimientos (abastecimiento) de carga variable.

Subsecuentemente se realizaron cálculos [145] para mostrar que las condiciones metaoceánicas en la Usumacinta durante la tormenta de octubre fueron significativas,

éstas no excedieron las condiciones del diseño[30]. La Usumacinta está diseñado para sobrevivir en diferentes profundidades de agua y condiciones de oleaje con una profundidad máxima de agua de 200 pies (dependiendo de la temporada), velocidad máxima del viento de 100 nudos y olas de 62 a 64 pies de altura (dependiendo de la profundidad del agua); ninguna de estas condiciones se alcanzó durante del Frente Frío 4.

Los cálculos muestran que inclusive un suelo blando (no muy sólido) debería de tener la fuerza para soportar a la Usumacinta con casi ningún asentamiento y sin deslizamientos. La fuerza de corte requerida para prevenir el deslizamiento bajo las condiciones de la tormenta vistas durante el Frente Frío 4 se calcula que es de aproximadamente 68 psf (libras por pie cuadrado)(145). Este es un requerimiento muy bajo de fuerza de corte y es comparable con lo que normalmente se encontraría en las áreas más débiles de la parte septentrional del Golfo de México (típicamente no por debajo de 50 psf). Uno esperaría que la Usumacinta tuviera la suficiente fuerza con una penetración a 5 pies para soportar las cargas de la tormenta aún incluyendo las cargas de las olas en el mat[31].Por lo tanto, otras condiciones como los can-holes y la condición del estado embarcación cercana a ligera de la Usumacinta en combinación con las cargas de la tormenta causaron el deslizamiento, asentamiento y escora de la Usumacinta. Estos cálculos se discuten con mayor detalle en el Anexo N.

Amenazas por las condiciones de soporte del lecho marino alrededor del KAB-101

Aunque las condiciones climáticas eran severas el 23 de octubre de 2007, no eran muy diferentes como para decir que esta era la única amenaza que condujo al movimiento de la Usumacinta. Otras plataformas de perforación operando en el área pudieron soportar la tormenta sin ningún incidente de importancia. Por lo que surge la pregunta, ¿por qué fueron tan severos los efectos del Frente Frío 4 para la Usumacinta? La explicación más consistente es que fue una combinación del clima severo y otras amenazas tales como la falla de soporte del lecho marino y el estado embarcación cercana a ligera de la Usumacinta.

En los años que lleva instalado el KAB-101 muchos MODUs diferentes han estado en esta ubicaión para dar mantenimiento a los pozos existentes y perforar nuevos pozos para una mayor producción. Inicialmente, la pierna independiente de plataforma del Sonat 87 estaba en la ubicación para perforar un pozo de prueba. Los barrenos iniciales ("spud can") del Sonat 87(69,70) tienen aproximadamente 50 pies de ancho y pueden crear orificios importantes también conocidos como can-holes en el lecho marino cuando se quita del sitio. Estos can-holes pueden crear debilidades en el soporte del lecho y bajo las

[30]El área de la Mat es de 21,750 pies 2, la fuerza de la ola es de 605 kips, fuerza del viento es de 109 kips, fuerza de la ola en la Mat asumiendo 5 pies de clavada y 5 pies de salida sobre el fondo del mar es de 770 kips y la fuerza lateral total incluyendo cargas en la mat es de 1,484 kips. Esta información conduce a requerir una fuerza de corte para prevenir deslizamiento, INCLUYENDO las cargas de ola del mat, de 68.2 psf.

[31] Las cargas horizontales de las olas en el mat pueden ser bastante grandes debidas a la diferencia en la presión que actúa en los lados del mat, cerca del lecho marino y con el paso de una ola. También está la fuerza de arrastre, pero esta tiende a ser menor que el componente de inercia de la fuerza. Además, hay un momento de volcadura que se aplica al lecho marino debido al paso de la ola, y la presencia del mat tiene poco efecto en esto en la mayoría de los casos.

Brian Lee

condiciones adecuadas pueden conducir a un asentamiento sucesivo de las plataformas de perforación.

La colocación subsecuente de las plataformas de perforación con mat Pride Nebraska y Pride Texas para llevar a cabo el mantenimiento de los pozos, cambiaron también las condiciones del soporte cercanas al KAB-101. El Pride Nebraska tiene un mat idéntico a la de la Usumacinta, mientras que el Pride Texas tiene un mat significativamente más grande, como se muestra en la Figura L39. Los probables cambios de soporte del lecho marino causados por las plataformas de perforación de mat incluye algo de asentamiento para desarrollar una capacidad de soporte adecuada al igual que consolidación del suelo (liberación del agua), distorsión, deformación elástica, deslizamiento paulatino, o deformación viscosa a largo plazo[4].

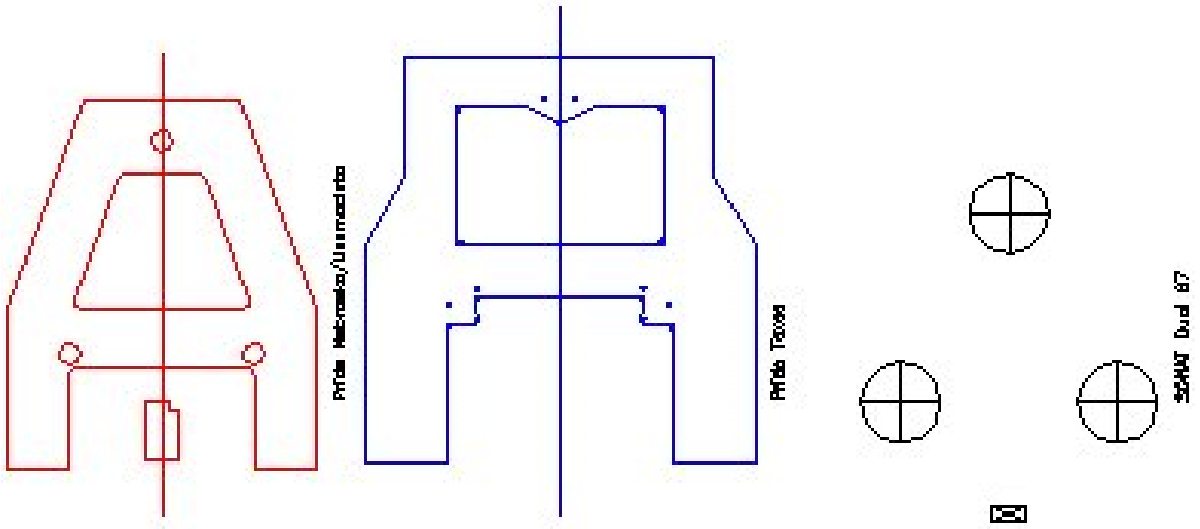


Figura L 40. Tamaños relativos de los MODUs anteriormente ubicados en el KAB-101

Como se discute en la Sección 2, hay una preocupación lógica por amenazas tales como can-holes, huellas, y otros cambios que pueden alterar el soporte de la plataforma de perforación. Tales cambios ocurren en todos los campos marinos E&P en todo el mundo, sin embargo sus efectos potenciales tienden a ser subestimados en los documentos. Por lo tanto, las políticas y procedimientos de PEMEX necesitan administrar estos riesgos para asegurar la seguridad de la tripulación y del medio ambiente.

Orificios cilíndricos ("Can-holes"): Se perforó un pozo de prueba en el campo de producción KAB en 1994 usando la plataforma de perforación de piernas independientes Sonat 87, que se mostró en la Sección 2 para crear orificios cilíndricos de más de 50 pies de profundidad[32], con un diámetro similar. Aunque estos can-holes eventualmente se

[32] Análisis de fotografías tomadas mientras el Sonat 87 trabajaba en el KAB-101 indican que piernas penetraron el lecho marino aproximadamente 53 pies, lo cual se determine por el diseño del largo de las piernas, la cantidad de pierna sobre la superficie del mar (SWL por sus siglas en inglés), la profundidad nominal del agua, y la altura de los paneles de enrejado repetidos que son usados para construir las piernas de la plataforma de perforación.

llenan de sedimento, los documentos indican que estos sitios son localmente más débiles que el fondo del mar virgen [(6)], principalmente debido a que el suelo no está consolidado localmente. Por lo tanto, los can-holes pueden debilitar el soporte del lecho marino y bajo las circunstancias adecuadas pueden derivar en el hundimiento de las plataformas de perforación.

Según reportó Geoscience Earth & Marine Services, Inc., ® (GEMS)[33], las huellas de la actividad del "jack-up" en lugares arcillosos puede ser de más de 10 m de ancho y de profundidad, y rodeado de arcilla altamente perturbada (Stewart, 2001). El entendimiento del área batimétrica posterior a la colocación de la plataforma de perforación (o suceso deslizante/rotativo) sería útil para determinar si existían depresiones del fondo marino en las huellas. Depresiones grandes causadas por las huellas pudieron haber sido rellenados por montículos de lodo del borde pasivo (del deslizamiento de las plataforma de perforación), si está presente durante la rotación/deslizamiento, dando como resultado un lecho marino aparentemente plano.

Basado en la ubicación final de la Usumacinta después del incidente (ver Figura 4.5), es evidente que la plataforma de perforación rotó y se deslizó dentro de los can-holes preexistentes y se hundió varios metros: esta implicación conduce a asumir que hubo un asentamiento de dos etapas. Primeramente hay un asentamiento inicial asociado con el colapso del can-hole debajo de la plataforma de perforación. Se calculó que esto produjo un asentamiento asociado de 3 a 4 metros – que depende de las presunciones hechas de la fuerza del can-hole y el diámetro efectivo de can-holes después del "jetting". El asentamiento (e inclinación) de la plataforma de perforación, puede ocurrir cuando se excede la capacidad de soporte del suelo. Esto no tiene que ser dramático o inmediato, ya que el suelo no es un material quebradizo.

Una vez que ocurre el asentamiento inicial, la plataforma de perforación es anclado para evitar una mayor rotación o traslado de superficie. Ya que los can-holes son similares en tamaño y están simétricamente ubicados bajo el mat, dicho colapso posiblemente dejará a la plataforma de perforación más o menos vertical. Dicho asentamiento es responsable de una fracción importante de la acción vertical previa a las 11:30 del 23 de octubre de 2007. El colapso de los can-holes pudo haber sido lo suficientemente abrupto como para ser percibido- como lo reportaron algunos (v.gr el superintendente de PEMEX).

Huellas del mat: Como se discutió en la Sección 2, desde finales de 2004 hasta el 2007 el Pride Nebraska reabrió y terminó el Pozo 101, el Pride Texas estaba posicionado en KAB-101 para estimular al Pozo 101, perforar y terminar el Pozo 121, y empezar a perforar el Pozo103, que la Usumacinta tenía que terminar por contrato cuando ocurrió el incidente.

Para entender mejor los cambios en el soporte rodeando al KAB-101 debidos a las plataformas de mat anteriores, SEI Inc. realizó un estudio geofísico del área que incluyó un multirayo de alta resolución y un estudio de campo de un área de medio kilómetro cuadrado alrededor de la plataforma con un sonar de escaneo lateral, al igual que un

[33] ESCRITO del escenario de la falla de la cimentación del "Mat Rig", Apéndice del Reporte: Reporte de Datos Geotécnicos PEMEX/Batelle Vibrocores Bahía de Campeche, Costa Afuera México, Apéndice 01, GEMS Inc. Reporte No. 0308-1465, May 30, 2008

estudio de campo del área inmediata alrededor de la plataforma con un sonar de escaneo por sector. Estos estudios de campo se terminaron en el periodo del 1 al 5 de febrero del 2008 y se encuentran más detalladas en el anexo N.

En general, SEI encontró que el lugar de la plataforma se caracteriza por una batimetría de muy bajo relieve, variando en profundidad de 24 a 26 metros. Hay un importante cambio en la batimetría en el área inmediata del sitio de la plataforma; un depresión del orden de 1 metro por debajo de la batimetría exterior que la rodea. Los datos del multirayo de alta definición, sonar de escaneo lateral y del sonar de escaneo por sector, verifican que la ubicación y pendiente actual del soporte del mat de la P.A.E., se han movido tanto lateralmente como verticalmente de la ubicación instalada originalmente en octubre, 2007. Los datos del sonar de escaneo lateral, sugieren que hay áreas de alta y baja reflectividad indicando un cambio en el carácter del sedimento superficial[148].

Los datos batimétricos fueron tomados a lo largo de 27 líneas transversales paralelas (ver Figura L40) con una orientación oeste a este abarcando la totalidad de la huella de la Usumacinta. El análisis visual de las líneas transversales no proporciona una expresión de la superficie de huellas anteriores de las plataformas de perforación. Huellas de plataformas de perforación anteriores pudieran estar presentes bajo la actual posición del mat o haber sido cubiertas por el movimiento de la Usumacinta y no ser visibles en los datos del estudio de la superficie[148]. Los datos contenidos en el reporte Mathews Daniel [29] de octubre de 2007 notaron el rastro creado por un MODU que trabajaba anteriormente en esta ubicación [28].

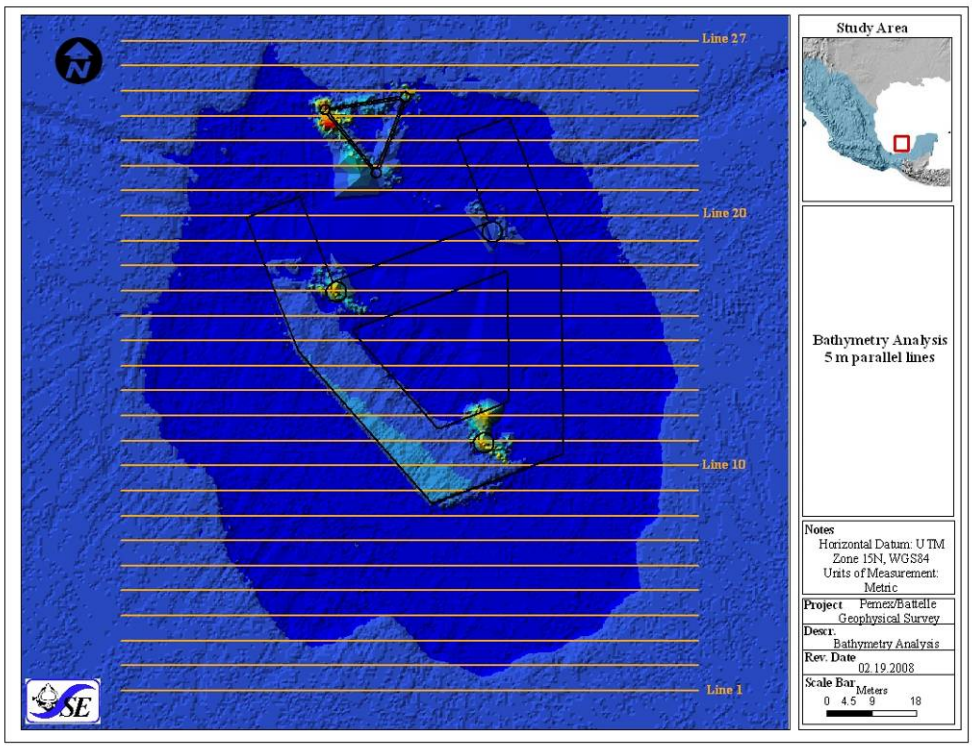


Figura L 41. Batimetría en la proximidad de la estructura de la plataforma mostrando las ubicaciones de las líneas de perfil extraídas

La zona de depresión mostrada en la Figura L40, abarca un área dos o tres veces mayor que el área del mat de la plataforma de perforación y como un metro más profundo del lecho marino natural. De acuerdo con GEMS, se cree que la causa de esta depresión proviene de la instalación original de la plataforma de perforación en este lugar al igual que de otras plataformas de perforación de mat que trabajaron en el área durante los últimos años. Puede ser difícil determinar cuál plataforma de perforación creó cuál depresión, aunque estudios batimétricos subsecuentes pueden ayudar a determinar los efectos de la estabilidad de los bordes de depresión. El concepto de "flujo transversal del sedimento" puede ser considerado no uniforme en relación con el lecho marino natural sin perturbaciones, alrededor de la periferia de la depresión, contra el suelo dentro de la depresión que se considera como perturbado. De igual manera, los cortes del suelo o rastros creados por los movimientos del mat de la colocación de una plataforma de perforación (durante la reubicación/posicionamiento de la plataforma de perforación), puede ser difícil de comparar con los movimientos del mat.

De acuerdo con GEMS, estas inspecciones del lecho marino (estudio geofísico de batimetría y análisis transversales) muestran un fondo marino relativamente plano en el área inmediata alrededor del soporte del mat. Hay varias razones de que este puede ser el caso.

Si el soporte del mat tenía poca o ninguna penetración, los montículos de tierra o rastros o aspectos tipo trinchera como resultado del deslizamiento, pueden ser insignificante.

Si durante el suceso de rotación y deslizamiento, ocurre un movimiento oscilatorio o cíclico (v.gr movimiento en el plano vertical al igual que en el horizontal), los suelos del fondo marino pueden ser efectivamente lavados o bombeados hacia afuera, particularmente si entra agua de mar bajo el borde del mat.

Si los suelos marinos cercanos son substancialmente remoldados debido a actividades anteriores de colocación del mat de otras plataformas, se puede esperar que el suelo tenga una mayor tendencia a fluir que a "amontonarse". El movimiento cíclico de un mat deslizante, bajo condiciones de tormenta, tendería a degradar aún más la fuerza del suelo de un montículo "arrumbado". El movimiento cíclico del mat bajo condiciones de tormenta puede ser más intenso que los movimientos del mat en una colocación de una plataforma de perforación (durante la reubicación/posicionamiento de la plataforma de perforación) por lo tanto, la respuesta del suelo puede ser considerado diferente en los dos casos.

Resistencia del suelo a las cargas de tormentas: Cuando se somete el soporte del mat (y de la plataforma de perforación) a una carga horizontal, este se moverá horizontalmente si no hay suficiente restricción lateral del suelo. Por lo tanto, el desempeño del soporte de una P.A.E. de perforación con mat, depende de la magnitud de las cargas de tormenta impuestas a la estructura y la resistencia disponible proporcionada por el suelo (lecho marino) que soporta el mat. El suelo debe ser lo suficientemente fuerte para proporcionar un factor adecuado de seguridad contra volcaduras y deslizamiento horizontal. Típicamente se requiere un factor de seguridad de 1.5 o más para ambas modalidades de falla del soporte.

De acuerdo con ABS Consulting, las P.A.E. Bethlehem, como la Usumacinta, operan con una presión de soporte promedio del fondo de alrededor de 500 psf (libras por pie

Brian Lee

cuadrado) en la situación de perforación totalmente cargada que requiere una fuerza del suelo de un poco menos de 100 psf para que lo soporte. Esto es comparable con una fuerza máxima de resistencia en el suelo bajo condiciones de huracán, excluyendo las fuerzas de las olas en el mat[149]. Por lo tanto, uno puede notar que si se exceden las condiciones del diseño, y los suelos son débiles, existe la posibilidad de que el MODU se deslice hacia los lados. La máxima tensión del suelo bajo tormenta, debida al momento de volcadura, basado en calculo de un suelo totalmente elástico, es aproximadamente del mismo tamaño que la presión de soporte estática del fondo. Nuevamente en suelos blandos (muy débiles) se puede esperar que una P.A.E. Bethlehem se incline ligeramente en una tormenta severa, amenos que casi no haya un incremento en la fuerza del suelo con profundidad, o que se excedió significativamente el diseño de tormenta, uno no esperaría que el mat se asiente más de unos cuantos pies a menos que hayan existido otras condiciones bajo el soporte de la plataforma de perforación (v.gr can-holes) [149].

Generalmente las P.A.E. de mat habían tenido una historia operativa relativamente exitosa en el Golfo de México y en todo el mundo; sin embargo no son las idóneas para las condiciones en las que comúnmente son operados (v.gr en un lecho marino muy suave) ya que en la mayoría de los casos (incluyendo en todas las unidades Bethlehem) no pueden ser precargadas. Por lo tanto el suelo debajo del mat no puede ser cargado a los niveles deseados durante el paso de una tormenta. Claramente este no es el problema en suelos fuertes, pero si puede serlo en suelos muy blandos. Por lo tanto, a excepción de en suelos blandos, tienden a desempeñarse bastante bien y aunque algunas unidades se han deslizado y asentado en el lecho marino, esto no es muy común[149]. Esta información se presenta con mayor detalle en el Anexo N.

Para caracterizar más ampliamente las condiciones del suelo cerca del KAB-101, SEI, Inc. realizó análisis geotécnicos[150] de estos sedimentos. En Febrero de 2008 se tomaron once muestras de núcleos en ubicaciones cercanas al mat para realizar estos análisis. El programa de análisis geotécnico fue diseñado para determinar la fuerza pertinente, clasificación y propiedades físicas de los suelos del lecho marino recuperados para poder cuantificar aún más las condiciones del suelo en la región circundante al mat y finalmente su fuerza para soportar a la Usumacinta. La Figura L41 muestra la ubicación donde fueron tomadas las muestras de núcleos en tanto que el Apéndice N proporciona mayores detalles en los análisis específicos del suelo.

Brian Lee

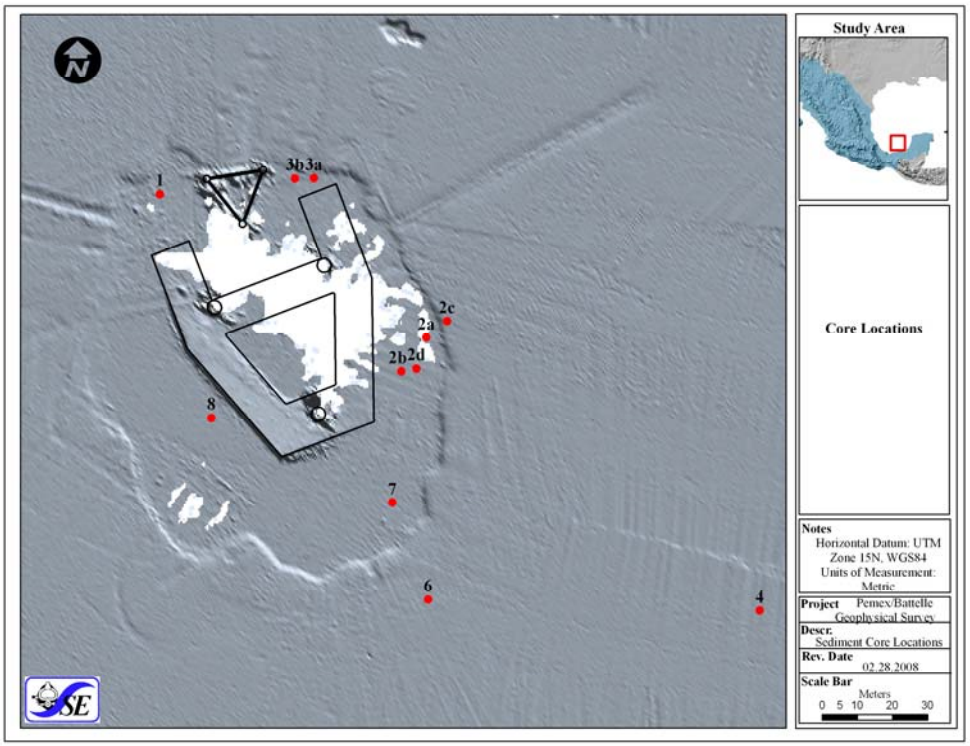


Figura L 42. Ubicaciones de las muestras de núcleos del suelo

Los resultados de los análisis de suelo generalmente indican arcillas muy cenagosas que típicamente se consolidan por debajo de alrededor de 5 pies de profundidad. Las arcillas tienen un gran número de bolsas de cieno (sedimentos) e inclusiones y algunos núcleos revelan pequeñas capas de cieno arenoso. La gráfica de plasticidad indica que las muestras son predominantemente arcillas de plasticidad de media a baja (CL).

Las muestras (UC6, UC7, y UC8) tomadas a una mayor distancia de la P.A.E. de perforación con mat, revelan una corteza de aproximadamente unos 5 pies de profundidad que tiene una fuerza de resistencia máxima sin drenar del orden de aproximadamente 180 psf (libras por pie cuadrado). La fuerza aumenta de aproximadamente 80 psf a una profundidad de 5 pies a alrededor de 120 psf a 12 pies de profundidad. El resto de las muestras también indicaron una corteza de mayor fuerza en los 5 pies de arriba, pero la fuerza es variable y posiblemente perturbada debido a la colocación de la plataforma de perforación y el desplazamiento de arcilla más suave de debajo del mat.

La resistencia del suelo al deslizamiento horizontal es generalmente una función de la unidad de fricción submarina en la base total del mat y cualquier resistencia pasiva de suelo adicional, desarrollada en los bordes contra socavamiento (“skirts”) y la porción vertical del mat que ha penetrado el lecho marino. Con una penetración del mat de 5 pies por debajo del lecho marino, la resistencia pasiva del suelo juega una parte importante en el factor global de la seguridad contra el deslizamiento horizontal[(150)].

La influencia de previas colocaciones de mats sería la de expulsar (exprimir) hacia afuera el suelo muy débil que comúnmente se encuentra en el lecho marino. Las unidades

perforadoras anteriores habrían perturbado el suelo y parcialmente remoldado el suelo adyacente al mat. Aunque los suelos de los 5 pies hacia arriba estaban ligeramente sobre consolidados, desarrollaran una unidad reducida de fricción submarina debajo de la base del mat y será menor que la fuerza de resistencia del suelo. Basado en el grado de perturbación durante la colocación del mat la unidad de fricción submarina debajo de la base del mat disponible para resistir el deslizamiento horizontal puede ser del orden de 30 a 35 psf. Por lo tanto, la resistencia total del suelo en el área de la base del mat (~25,000 pies cuadrados) seria de aproximadamente 750 a 875 kips(150).

Se encontró que la resistencia del suelo a las cargas de tormenta era insuficiente para resistir el deslizamiento horizontal de la Usumacinta. Basados en experiencias anteriores, las cargas horizontales en la típica plataforma de perforación con mat son del orden de aproximadamente 900 kips, por lo que los suelos no proporcionaran un factor de seguridad de 1.5 contra el deslizamiento horizontal sin desarrollar un gran componente de resistencia pasiva del suelo en los bordes contra socavamiento (skirts) y a lo largo de los lados del mat(150). No se cree que el mar haya experimentado una penetración profunda del mat (menos de un pie) debido a las fuerzas del suelo encontradas en los 5 pies superiores, por lo tanto, el componente de resistencia pasiva del suelo en este lugar pudo no haber sido suficiente para desarrollar el factor de seguridad requerido lo que dio como resultado un deslizamiento horizontal(150).

Susceptibilidad a la licuefacción del suelo: En la Sonda de Campeche, concentraciones suspendidas de sólidos descargan en la cuenca del río Usumacinta. El Río Usumacinta de Guatemala y México desagua una de las áreas más grandes del bosque tropical contiguo de la región. El Río Usumacinta se bifurca y descarga en la Sonda de Campeche a través de canales más pequeños. Dos de estos dos canales están a no más de 20 millas del KAB-101 y el tercero se vacía en la Laguna de Términos.

Las cargas de sedimento provenientes del río hacia la bahía no han podido ser bien identificadas, por lo que se tuvieron que examinar imágenes satelitales(151) para investigar los patrones generales de carga de sedimento proveniente del río. Las Imagines obtenidas del LANDSAT (Figura L42) muestra la ubicación aproximada de la plataforma sobrepuesta a una imagen del satélite, de Noviembre de 1980. En la Figura, una larga columna que se extiende mar adentro, se puede ver del canal oeste y una columna persistente cercana a la costa puede ser vista extendiéndose fuera de la Laguna de Términos. La estructura de la plataforma KAB-101 está ubicada en esta columna de turbiedad. Imágenes satelitales adicionales resaltando las columnas de sedimento que afectan la región, se muestran en el Apéndice N.

Estas imágenes sugieren que la influencia del sedimento del río puede ser una fuente importante de sólidos suspendidos que se depositarían en el sedimento del lecho a lo largo del año. Las largas columnas también sugieren que el material es de grano fino y que permanece suspendido una gran distancia, mar adentro. También se observaron sedimentos de cieno fino en los estudios geotécnicos marinos. Las observaciones de sedimentos finos de cieno en los estudios geotécnicos marinos también muestran el transporte de sedimento fino proveniente de la cuenca del río. Las imágenes y los datos sugieren que sedimentos de baja densidad recientemente depositados, son de esperarse en toda esta región.

Brian Lee

Figura L 43. Imagen LANDSAT 17/11/1980

Las evidencias de las muestras del núcleo muestran sedimentos de fuerza muy baja y de baja densidad en la superficie y en gran parte del sitio. Esto es indicativo de una región que recibe muchos depósitos, de un reacomodo activo de los sedimentos de la superficie o bien una combinación de ambos. Sin embargo, diferencias de composición en las capas cercanas a la superficie, no reflejan la sedimentación de constituyentes orgánicos o no arcillosos/arena, que apoyaría el papel de la carga de sedimentación proveniente de los ríos.[34]

Según reportó GEMS, el potencial de licuefacción de los suelos dentro de las huellas de la barrena inicial ("spud can"), o la diferencia en la fuerza del suelo, es difícil de calcular si no se cuenta con la información del tipo de suelo que hay en las huellas. Es posible que el contenido de arena y cieno dentro de las huellas pueda ser mayor que en los suelos circundantes, los datos provenientes del vibrador del núcleo (vibrocore) en sitios lo más cercanos a las huellas (sitios UC2 y UC3) consistían principalmente de cieno de una profundidad de 3 metros. Las operaciones del lanzamiento en chorro ("jetting") pueden tender a redistribuir las proporciones de arena/cieno, posiblemente dando como resultado

---

(28) Informe Mathews Daniel 2007; Informe de posicionamiento y referencia de Oceanografía Geofísica (nota las ubicaciones de los 10 ductos, coordenadas de la KAB-101, profundidad del agua, rastrea previas MODU en la zona

(29) 2/28 Craig Jones email.

un mayor contenido de arena/cieno que es más susceptible a la licuefacción que los suelos arcillosos.

GEMS también indica que el concepto de licuefacción de los suelos de la huella que conducen a un asentamiento localizado y a un asentamiento diferencial (inclinación), aunque es factible, es considerada como la causa menos probable de la fase final de la falla de la cimentación debido a factores tales como a.) área total del mat comparado con las áreas de las huellas previstas, b.) suelos dentro de la huella, si son diferentes a los suelos circundantes (principalmente arcillosos) pueden ser esencialmente confinados lateralmente por los suelos arcillosos, y c.) la penetración del mat dentro de un estrato granular, en una profundidad de 3m, puede estar más propenso a la licuefacción, especialmente si todo el borde del mat descansa sobre el mismo estrato.

Como se discutió con anterioridad, se presume que la Usumacinta tuvo un asentamiento en dos etapas; la primera etapa fue el resultado del colapso del can-hole lo que permitiría que la plataforma de perforación se hundiera de 3 a 4 metros y la segunda etapa fue resultado de la licuefacción una vez que la plataforma de perforación haya penetrado dentro del estrato granular a profundidades de ~3 metros.

Amenazas de las cargas de la plataforma de perforación (aparte de las metaoceánicas)

Los aspectos del diseño de la Usumacinta y su estado de peso ligero durante el incidente hacen que la plataforma de perforación sea susceptible a los efectos de las cargas de la tormenta que dan pie a asuntos relacionados al soporte del lecho marino. Esta sección analiza los asuntos descubiertos durante los análisis relacionados con las cargas de la Usumacinta, durante el incidente.

Estado de embarcación cercana a ligera: Los registros indican que la Usumacinta estaba en posición para tener acceso a los pozos según fuera requerido en KAB-101 el 21 de octubre y para la mañana del 23 de octubre estaba listo casi en un 60% para empezar a perforar. Para el 21 de octubre la plataforma de perforación había sido elevado para obtener un colchón de aire[35] de 17.4 m con una distancia libre del centro del KAB-101 al casco de popa de 9.45 m. Aunque ya se habían recibido algunos materiales, ninguna tubería de perforación había sido traída a bordo, ni tampoco agua de perforación, u otras provisiones pesadas que hubieran incrementado de manera importante la carga variable[36]. Esta situación es conocida como 'estado embarcación cercana a ligera' que es típico de una plataforma de perforación que está pasando por un traslado/reubicación. El estado embarcación cercana a ligera puede hacer que la plataforma de perforación pueda ser susceptible a cargas ambientales que dan pie a asuntos relacionados con el soporte del lecho marino.

[35] Este colchón de aire corresponde a 57 pies, que excede el espacio necesario para un servicio seguro en el GdM de los lineamientos internacionales, y también excede los requerimientos de la aseguradora basados en tormentas periódicas de retorno a largo plazo.

[36] Esta afirmación permanece sin un apoyo concluyente, ya que las bitácoras que documentarían todos estos aspectos nunca han sido puestas a disposición, ni fue posible medir o cuantificar de otra manera estos aspectos de manera independiente porque el acceso a la cubierta y al casco de la Usumacinta fue limitado por la PGR/MP hasta bastante después que la PC había empezado a hacerle la reparación mayor a la plataforma de perforación.

Brian Lee

Las limitaciones relacionadas con las condiciones operativas y el colchón de aire para la Usumacinta se presentan y son discutidas en el Manual de Operación[54], sin embargo no quedó claro si los análisis de soporte y estabilidad reflejaron las condiciones semi-livianas que pudieran existir en transición, en cualquiera de los extremos de una reubicación, pero particularmente entre la extensión del cantiléver y el recibir la carga variable (abastecimiento).

Centro de gravedad de la plataforma de perforación: Como se discutió con detalle en el Anexo N, bajo condiciones normales, el estatus de la plataforma de perforación (v.gr combustible, aceite, agua, cemento, etc.) se actualizaría diariamente. Es necesario que el personal en la plataforma de perforación conozca el estatus de la unidad para poder asegurar que la unidad sea operada dentro de los límites establecidos por el Manual de Operación[54]. Si esta información estuviera disponible, sería la mejor manera y la más precisa para determinar la condición de la plataforma de perforación; sin embargo, esta información no estaba disponible cuando se escribió este reporte.

Sin tener acceso a las bitácoras de la plataforma de perforación con los datos actuales de las cargas de la plataforma de perforación y balance durante el incidente, este factor potencial contribuyente permanecerá sin calificar.

Amenazas durante la continuación de la fuga

Entre las 15:10 y las 15:25 horas del 23 de octubre, el Superintendente de PEMEX informó a Unidad Operativa Litoral Tabasco (UOLT) que la fuga del pozo había empeorado y estaba ahora fuera de control. En ese momento Control Marino informó al Superintendente que el Morrison Tide estaría listo para evacuar al personal en 5 minutos. Sin embargo, a las 15:35 el Superintendente nuevamente reporta a la UOLT que la fuga está sin control y que está iniciando la evacuación de todo el personal a las mandarinas de la plataforma de perforación.

Las principales amenazas que se cumplieron durante la continuación de la fuga incluyen el escape del producto y mal funcionamiento del equipo (la válvula de tormenta del Pozo 121). El mal funcionamiento de la válvula de tormenta del Pozo 121 fue la principal amenaza que se manifestó durante la fase de continuación de la fuga de este incidente. La fuga sin control del producto contribuyó a la decisión de abandonar la plataforma, pero no escaló a una consecuencia de mayor importancia (fuego) hasta bastante después que la tripulación de la Usumacinta había sido evacuada.

Las amenazas adicionales incluían el potencial de electrocución y el potencial de ser barrido fuera de la cubierta debido a las condiciones extremas del clima. Ninguna de estas amenazas parece haber ocurrido durante la fase de continuación de la fuga.

La continuación de la fuga del Pozo 121 ocurrió aproximadamente una hora después del aparentemente exitoso esfuerzo de cerrar la primera fuga y cerrar los Pozos 101 y 121. Existe unanimidad en cuanto a que la fuente de la segunda ó continuación de la fuga, provenía del Pozo 121. Esto fue confirmado por las observaciones de aquellos a bordo de la Usumacinta que habían cerrado ambos pozos al nivel de la válvula de tormenta, por aquellos que llegaron primero al Usumacinta dos días después del incidente, y por la evidencia fotográfica tomada el 24 de octubre. El modelo de ABS Consulting, también confirma que la única secuencia posible de contacto con los pozos era que el cantiléver

contactara/golpeara al Pozo 121 primero y posteriormente contactara/golpeara al Pozo 101 (Ver Anexo N).

Las posibles fuentes para la fuga han sido atribuidas a la falla del interior del pozo involucrando la comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción. Una trayectoria de la fuga según consideran algunos, involucraba a través de la "bola colgadora". Esto puede ser eliminado de las consideraciones (descartado) debido al hecho de que la fuga era una fuga vertical pronunciada cuyo volumen únicamente se pudo haber originado a través de la tubería de producción (TP). Una segunda trayectoria de la fuga, considerada por otros, involucraba una falla en la tubería de producción arriba de la válvula de tormenta (SSSV). Aunque esto es posible, los datos del AILT no apuntan hacia un historial de dichos problemas. Más aún la TP está hecho de acero resistente a la corrosión, seleccionado para evitar dichos problemas (ver Anexo L). Esto junto con el hecho de que el pozo apenas llevaba poco más de un año produciendo, da por descartada esta trayectoria de la fuga .Más aún, una tercera trayectoria de fuga ha sido considerada por otros, que involucraba una fuente de fuga entre el yacimiento y el espacio anular. Ya que el espacio anular no produce flujo vertical a excepción de lo antes dicho, sino que más bien fluiría lateralmente a través de la falla de las válvulas en los cabezales de revestimientos, esta trayectoria de fuga también se da por descartada. Finalmente estas trayectorias son inconsistentes con lo que se sabía sobre la integridad de los interiores del pozo, provenientes de pruebas recientes. Por lo tanto, nos queda la falla de la válvula de tormenta (SSSV) como la explicación más creíble/factible para la continuación de la fuga.

Se requerirá un examen directo de la válvula de tormenta (SSSV) para responder o confirmar esta conclusión. Es posible que algunos meses después de la entrega de este reporte, PEMEX haya podido recuperar y analizar la válvula de tormenta (SSSV), con la esperanza de establecer una causa definitiva o un malfuncionamiento. Entre los factores que podrían ser considerados como causas de su malfuncionamiento son:

- Defecto de fabricación: esta causa es poco probable ya que la parte en cuestión ha sido verificada par ser una parte calificada, sujeta a un riguroso programa de aseguramiento de calidad durante su fabricación por Schlumberger, y sujeta a una prueba documentada de cierre abrupto ("slam test") que excedan las condiciones previstas para su uso[97]. Mientras que determinamos durante el análisis, la posibilidad de que el control de partes de PEMEX y función de almacenamiento tenía vacíos importantes en este caso, creemos que la parte fue instalada como es requerido por el personal de Schlumberger.

- Falla mecánica: esta causa parece ser poco probable. Además de la prueba de cierre abrupto anteriormente mencionada, pruebas recientes de la válvula de tormenta indicaron que estaba apta para el servicio, y la válvula había estado operando aparentemente como se esperaba, durante varias operaciones de cierre durante el posicionamiento de la plataforma de perforación. Ni tampoco es probable que la válvula hubiera podido fallar debido al cierre abrupto o golpe de ariete producidas por el corte de la línea de control hidráulico, ya que la válvula está fabricada para soportar las fuerzas generadas durante un cierre rápido

Brian Lee

- Atascamiento: El atascamiento del interior de la válvula causaría que la válvula se sellara temporalmente, pero no totalmente cerrada. Específicamente una acumulación de sólidos tales como los asfáltenos[193], junto con partículas de rocas adheridas al yacimiento, podrían crear un sello temporal que se erosiona bajo la presión y temperatura del producto y dejando deshechos por lo que la charnela no puede cerrar totalmente una vez que los sólidos (v.gr asfáltenos) se han erosionado. Esta hipótesis de la falla parece factible, basado en los hechos disponibles. El Pozo 121 es la fuente de ambas fugas, la original y la continuación de fuga. De acuerdo con esta hipótesis, la fuga se detuvo temporalmente. Dichos problemas con el sellado en la válvula de tormenta (SSSV) y malfuncionamiento relacionado es consistente con la experiencia de PEMEX' con las válvulas de tormenta (SSSVs)[106-111]. Dichos problemas son cada vez más reconocidos para las válvulas de tormenta (SSSVs) en todo el mundo[94-96]. Finalmente esta hipótesis es consistente con la observación de que el pozo continuaba produciendo pero apenas a un diez por ciento de su volumen total, debido a que la charnela no pudo cerrar completamente.

Se discuten a detalle la operación y función de la válvula de tormenta (SSSV) bajo el factor causal de "Operación y Funcionamiento" de este Anexo incluyendo asuntos de confiabilidad histórica en la industria de E&P que han sido documentados e investigados.

Una pregunta importante a responder es porqué la fuga a través de la válvula de tormenta (SSSV) no fue evidente durante las pruebas de rutina programadas o cuando se cerraron los pozos para posicionar la plataforma de perforación. Hay varias hipótesis posibles que podrían ser la causa de los falsos positivos (falsa prueba positiva) aparentes que se reportaron durante el cierre de la válvula de seguridad en el proceso de ubicación de la Usumacinta en el KAB-101 unos cuantos días antes [94-96]. Estas hipótesis también proporcionan una explicación para el aparente cierre de la válvula en el Pozo 121 realizado por la tripulación de PEMEX únicamente una hora antes de que aparentemente se reabriera causando la continuación de la fuga del Pozo 121 que ocasionó que la tripulación abandonara la Usumacinta.

Como se indicó anteriormente, los reportes de la industria atribuyen más del 46% de las fallas de la válvula de tormenta (SSSV) a fugas en una posición cerrada y falla al cerrar. Los pozos pueden producir sólidos tales como asfáltenos que junto con otros contaminantes pueden atascar la operación de un pozo. Es posible que en el caso del Pozo 121, haya ocurrido una lectura positiva falsa del cierre del pozo, que podría ser atribuible al acumulamiento alrededor del área de la válvula de tormenta (SSSV) que evitaría que la charnela sellara adecuadamente. En un reporte proporcionado por Schlumberger, la válvula de tormenta funcionó mal a escasos trece días posteriores a su instalación. Es posible que dicho atascamiento dentro del contexto de la hipótesis mencionada anteriormente, pudiera haber producido un falso positivo cuando la tripulación de PEMEX cerró la válvula. También es posible que la alta presión del yacimiento pudiera causar componentes deformables dejando a los sólidos duros atrapados y comprimidos entre los puntos de cierre de la válvula dando esto como resultado la continuación de la fuga. El reporte de la Usumacinta a las 15:10 horas indicaba que la válvula no había cerrado al 100% por un malfuncionamiento, provocando

Brian Lee

la continuación de la fuga cuyo volumen representaba únicamente un 10% de la capacidad del pozo.

En este momento, la hipótesis anterior representa una explicación factible. La viabilidad de este ACR solo puede ser asegurada a través de la información obtenida de la válvula de tormenta (SSSV) una vez que se haya recuperado del Pozo 121 para confirmar la causa de la continuación de la fuga. Recomendamos que se analice una muestra representativa de las válvulas que han sido reemplazadas para un mejor entendimiento del potencial de los problemas sistémicos con las válvulas para poder desarrollar un mejor acercamiento para resolver el problema.

Por lo tanto en relación con los sucesos del 23 octubre de 2007, la evidencia indica que la segunda continuación de la fuga del Pozo 121 se debió a un malfuncionamiento de la válvula de tormenta (SSSV).

Amenazas durante la evacuación, rescate y recuperación

A las 15:42 Control Marino solicitó al Morrison Tide que intentara rescatar al personal de la Usumacinta de las mandarinas porque estaban siendo preparadas para ser bajadas (arriadas) al mar. A través de entrevistas posteriores al incidente y estando en comunicación con los timoneles de las mandarinas, parece que todo el personal de la Usumacinta evacuó exitosamente la plataforma de perforación. Sin embargo, se supo a través de los entrevistados que la Mandarina 1 comenzó a hacer agua poco tiempo después de que llegó al mar. Además, hay indicios de que algunas personas puedan no haber estado usando sus cinturones de seguridad o que los cinturones de seguridad se rompieron con la marejada y que los equipos de respiración autónoma fueron llevados a la Mandarina 2 en contra del procedimiento. Para complicar las cosas, los entrevistados indicaron que las escotillas estaban abiertas para obtener aire y para ver hacia donde iban, lo que finalmente pudo haber contribuido a que el bote se volcara y zozobrara. También hay indicios de que aproximadamente una hora y media después, la Mandarina 2 se topó con una ola grande y se volcó y zozobró. Una vez que el personal estaba en el agua los entrevistados mencionaron problemas con el ajuste adecuado de los chalecos salvavidas y que las fuerzas extremas del viento y de las olas, prácticamente desbarataron los chalecos salvavidas (pérdida de luces y silbatos) y causó lesiones al personal.

El Morrison Tide, Far Scotia, Isla del Toro, Sagitario, y Ang Tide fueron despachados durante el día para ayudar con el rescate del personal evacuado de la Usumacinta. Las primeras embarcaciones en llegar al lugar fueron el Morrison Tide y el Far Scotia. El Morrison Tide intentó rescatar gente del agua, sin embargo estos esfuerzos se vieron complicados debido a las marejadas. Hay indicios de que el Morrison Tide inclusive impactó a la Mandarina 1 durante las operaciones de rescate.

A las 08:00 del 23 de octubre de 2007, las operaciones de los helicópteros fueron suspendidas debidas al mal tiempo. Los vuelos de los helicópteros se reiniciaron hasta las 18:14 del mismo día apoyando con los esfuerzos de rescate. Las principales tendencias e implicaciones de todas las amenazas del PARE se discuten con mayor detalle bajo la sección de este factor causal.

Brian Lee

Conclusiones

No se han identificado nuevas amenazas y vulnerabilidades aparte de aquellas ya discutidas en los otros factores causales presentados en esta sección del reporte. En entrevistas posteriores al incidente, los entrevistados indicaron que todo el personal había sido exitosamente evacuado de la Usumacinta. Por esta razón se presume que amenazas y vulnerabilidades al personal, específicas al fuego, explosión, y/o exposición a gas tóxico, no ocurrieron.

Amenazas durante la reubicación de la plataforma de perforación

Las amenazas potenciales relacionadas con el movimiento de la plataforma de perforación en términos de fuerza, estabilidad, capacidad de servicio o funcionalidad no ocurrieron y por lo tanto no son causales o contribuyentes de este incidente.

Amenazas durante el posicionamiento de la plataforma de perforación

Amenazas que pudieron haber ocurrido durante el posicionamiento de la plataforma de perforación incluyen fuerzas ambientales extremas, inestabilidad del soporte del lecho marino, falla estructural, liberación del producto y amenazas operativas relacionadas con fallas del equipo, fallas eléctricas y fallas de comunicación. Sin embargo, todos los datos revisados no indicaron que ninguna de estas amenazas se haya presentado y por lo tanto el posicionamiento de la plataforma de perforación ha sido eliminado como un factor contribuyente o causal de este incidente.

Amenazas durante la fuga inicial

Amenaza de los aspectos metaoceánicos - vientos, oleaje, y corrientes

Las amenazas de las condiciones metaoceánicas fueron un factor causal del incidente, pero solo en combinación con la falla del soporto bajo el mat de la Usumacinta y las condiciones del estado embarcación cercana a ligera de la plataforma. Aunque la Usumacinta está diseñado para operar en profundidades de agua de hasta 200 pies, vientos máximos de 100 nudos, y olas de 64 pies de altura (a una profundidad del agua de 100 pies), las cargas generadas en el Frente Frío 4 combinado con la condición de estado semi liviano y fallas del soporte del lecho marino causaron que la plataforma de perforación se moviera de su posición original. El buen estado para el servicio de la Usumacinta es aparente a pesar de estas limitaciones mencionadas, al igual que varios diseños similares alrededor de la Usumacinta sobrevivieron sin "falla" y así ha sido normalmente, sin problemas [v.gr 2-10, 21-23]. Aunque experimentaron problemas y dos plataformas mostraron evidencias de una leve escora, ninguna "falló" al grado de que no pudiera volver a operar inmediatamente una vez que hubiera pasado el Frente Frío 4 [137].

Como se discutió anteriormente, existen practicas definidas a nivel mundial para huracanes, porque se sabe que las tormentas de esta intensidad causan daños importantes a las instalaciones marinas de E&P, incluyendo la reucibación de la plataforma de perforación[v.gr 37,45]. Los códigos importantes y lineamientos regulatorios para clima severo son específicos de los huracanes. Por ejemplo, las actualizaciones de los códigos disponibles en el 2007, indican específicamente que no son aplicables a tormentas tales

como frentes fríos. Lo mismo sucedió con respecto a la información escrita (literatura). En contraste, tienden a no existir prácticas bien definidas para tormentas menos severas principalmente porque los vientos y el estado del mar relacionado con las tormentas son mucho menos intensos. Por lo cual, las decisiones tomadas concernientes al personal y a la plataforma de perforación en respuesta a las predicciones climatológicas – aparte de aquellas con intensidad de huracán, están basadas en la experiencia del Superintendente de la plataforma de perforación.

Aunque el Frente Frío 4 representa una tormenta que no se presenta en 50 años; una tormenta de esta magnitud ocurre cada año en el sitio del incidente de la Usumacinta. Por lo tanto se deberían implementar procedimientos, planes de contingencia y criterios de decisión para controlar las operaciones de perforación en este tipo de tormenta.

Amenazas de las condiciones del soporte del lecho marino alrededor del KAB-101

El control de las condiciones del cambiante lecho marino relacionado con las amenazas de soporte provenientes de los can-holes, es un factor causal en este incidente. Como se comentó en la Sección 2, aunque no es muy común que los cambios del lecho marino con respecto a los can-holes, ocasionados por el Sonat 87, no hayan sido atendidos antes de situar al Usumacinta. Los can-holes producidos por el Sonat 87 parecen tener el suficiente tamaño y profundidad para causar el asentamiento de la Usumacinta bajo ciertas condiciones. Se deben tomar medidas en el futuro para documentar y manejar las cambiantes condiciones del lecho marino y tomar las precauciones apropiadas cuando los riesgos así lo estimen necesario. Los riesgos pueden ser particularmente agudos en áreas en que el lecho marino haya sido perturbado por la presencia de otras plataformas de perforación, ya sean del tipo de mat o de pierna independiente que por su presencia pueden causar can-holes.

Las huellas del mat no son un factor causal o contribuyente de este incidente. Los análisis no indican que haya habido impresiones importantes en el lecho marino de las plataformas de perforación con mat anteriores operando en KAB-101. Los estudio en campo del lecho marino muestran un área generalmente plana sobre la cual se colocó la Usumacinta. Parece que el Pride Nebraska, que tiene un mat del mismo tamaño que la Usumacinta, inicialmente consolidó los suelos del KAB-101. Después, el Pride Texas con una huella del mat más grande, consolidó un área más grande del suelo cerca del KAB-101 sobre el cual se asentaría posteriormente la Usumacinta.

Hay una serie de factores del suelo que pudieron haber contribuido a la inclinación, deslizamiento y rotación de la plataforma de perforación de su posición original en el lecho marino. La colocación de la plataforma de perforación con mat anterior y la mayor fuerza del lecho marino dieron como resultado una penetración muy mínima del mat (un pié o menos) para la Usumacinta. El reacomodo del suelo debajo de la base del mat durante la colocación inicial del mat redujo la fricción de los bordes contra socavación (skirt) de la unidad a valores del orden de 30 a 35 psf (libras por pie cuadrado). La carga cíclica subsecuente debajo del borde del mat redujo aún más el área del mat en contacto con el suelo, dando como resultado el deslizamiento y rotación del mat [(150)].

Además, se encontró que los suelos alrededor del mat de la Usumacinta eran susceptibles a la licuefacción. Dentro de este contexto vale la pena tomar en consideración que la

Brian Lee

Usumacinta tenía poco de haber llegado al KAB-101, donde habían existido unidades perforadoras anteriores incluyendo la existencia de can-holes como se menciona anteriormente, y un soporte del lecho marino que es inherentemente débil basada en los suelos encontrados en la locación del KAB-101 que bajo las condiciones adecuadas podría fallar vía licuefacción.

Amenazas de las cargas de las plataformas de perforadoras (aparte de las metaoceánicas)

Se investigaron en el curso de este análisis los aspectos del diseño del peso ligero de la Usumacinta en la transición inmediatamente después de una reubicación antes de que se agregue un peso importante o se tome tiempo para balancear de manera óptima la carga variable. Esta circunstancia puede hacer que la plataforma de perforación sea susceptible a los efectos de las cargas de tormenta y susceptible a incidentes de soporte. Sin embargo, debido a demoras y a asuntos relacionados, no ha sido posible determinar de manera concluyente que los pesos y balance de la plataforma de perforación, ya sea previo a la extensión del cantiléver, o en el intervalo posterior, que impiden evaluar su posible influencia en este incidente

Queda pendiente la resolución de los pesos y balance de la plataforma de perforación, puede que PEMEX quiera considerar investigar procesos alternos y /o procedimientos para ajustar las cargas de una plataforma de perforación con mat inmediatamente después de posicionarlo en el sitio de la perforación. Puede ser posible trazar líneas paralelas entre el historial de operación de las P.A.E. de piernas independientes y los procedimientos de carga de las plataformas de perforación con mat. De manera histórica las P.A.E. de pierna independiente eran elevados a su altura de perforación antes de que cargas importantes fueran agregadas y esto provocó varios incidentes relacionados con 'perforaciones a través' del soporte que provee el lecho marino por una o más piernas independientes. Se entiende que conforme se fue ganando experiencia en este proceso ha sido modificado y ahora tienden a precargar y elevarse en incrementos más pequeños para mitigar los riesgos de la 'perforaciones a través'. Se necesitan llevar a cabo más investigaciones en las necesidades de carga de las plataformas de perforación con mat para verificar la viabilidad de esta recomendación.

Amenazas durante la continuación de la fuga

La causa más probable de la continuación de la fuga fue que la válvula de tormenta (SSSV) no cerró completamente debido a la acumulación de sólidos/asfáltenos y que la erosión subsiguiente de este falso sello causó el malfuncionamiento de la válvula. Aunque otras explicaciones son posibles, este escenario parece el más consistente con todos los hechos, la inspección directa de la válvula de tormenta (SSSV) será necesaria para confirmar o rebatir esta explicación. Otras dos observaciones son apropiadas como base para considerar las causas de raíz. La primera es que los procedimientos para probar las válvulas de tormenta (SSSVs) deben ser rediseñadas para reflejar el potencial de un sello temporal falso atribuible a los sólidos y asfáltenos. En la actualidad, el procedimiento aprobado de prueba puede no ser adecuado para remover el sello temporal y generar conclusiones precisas. Segundo, ha surgido bastante discusión con respecto a esta modalidad de falla en particular, en la literatura, como para haber alertado a PEMEX

Brian Lee

sobre la posibilidad de que el campo de producción de KAB era propenso a estos tipos de problemas. Por lo tanto, las debilidades en el control de cambio se pudieron haber visto reflejadas en la falla de esta válvula de tormenta (SSSV).

Amenazas durante la evacuación, rescate y recuperación

Los esfuerzos de evacuación, rescate y recuperación han sido divididos en tres fases 1) abandono de la plataforma de perforación, 2) refugio seguro en las mandarinas, y 3) rescate y recuperación. Las amenazas que se cumplieron durante el abandono, refugio seguro, y en las fases de rescate y recuperación incluyen una transición errónea de las mandarinas, condiciones metaoceánicas y transición errónea para rescatar los botes salvavidas. Estas amenazas finalmente resultaron en fatalidades o lesiones debidas a la exposición (ahogamiento, hipotermia) o impactos con objetos. Hay varios modos potenciales y mecanismos durante la evacuación que pudieron haber conducido al cumplimiento de las amenazas identificadas, con modalidades particulares que incluyen las fuerzas externas y un entrenamiento y operación inadecuados. Las conclusiones de la evacuación, rescate y fase de recuperación de este incidente se muestran con gran detalle en Sección 4 al igual que en el análisis de factor causal PARE en este Anexo.

Brian Lewis

L8: Administración del Cambio (AC)

Ámbito

En términos generales, la administración del cambio tiene hasta cinco distintos elementos que en general pueden abarcar lo siguiente:

- El movimiento de una postura reactiva o proactiva respecto a evaluar y manejar lentamente eventos cambiantes que alteran (usualmente degradan) la utilidad, funcionamiento, capacidad de servicio o valor de un activo, el cual frecuentemente se une con un cambio de un esquema preceptivo a uno basado en valor y se enfoca en el evento de la línea de tiempo de mayor largo plazo,
- La toma de decisiones en tiempo real que resuelva (o resuelva de manera inepta) una secuencia de eventos que cambian rápidamente debido a incentivos externos (aquellos más allá del control directo) e incentivos locales (aquellos que responden a las decisiones tomadas), sujetos al criterio o medidas usadas para evaluar o valorar aquellas circunstancias o conocimiento gradual con miras a evitar, limitar, manejar amenazas y/o consecuencias indeseables, siendo el foco la línea de tiempo de eventos ya que esto típicamente implica cambios rápidos,
- Movimiento con conocimiento , desarrollo tecnológico y herramientas de entrenamiento que se van ampliando en áreas de práctica que abarcan desde áreas profesionales hasta grupos de servicios dentro de la compañía así como también de sus contratistas o proveedores, estableciendo vínculos entre la variación significativa en la competencia o habilidades entre los participantes que se enfocan en la gente, el factor humano, aspectos de los recursos y condiciones contractuales; y la organización y administración necesaria para afectar o tratar el cambio,
- Desarrollo de conocimiento, tecnología, productos y demás para tratar incentivos de valor selectos, sujetos a resultados con cambio monitoreado por métricas de valor, lo cual se enfoca en un negocio sustentable y planes de sucesión, y
- El desarrollo de mecanismo(s) de control que implanten requerimientos, estándares, protocolos, procesos, procedimientos, etc. Para optimizar el valor o productividad sujeta a incentivos externos y de mercado que van cambiando, lo cual maximiza el valor a largo plazo.

Dichos puntos se consideran para cada uno de los elementos relevantes de este incidente.

Los puntos uno y dos bajo este marco de la administración del cambio tienen un impacto técnico, por ejemplo a través del desempeño estructural e integridad de la plataforma autoelevable de perforación, o de las funciones de sus sistemas. Mientras que el punto tres, cuatro y cinco tienden a impactar en los aspectos organizacionales y directivos, los cuales son lógicamente tratados directamente bajo ese factor causal. Por esta razón, y a la luz de las amenazas y peligros discutidos con anterioridad en la Tabla F1 (anexo F), aquí la consideración de la administración del cambio se enfoca en los efectos factibles variantes en el tiempo dentro de la línea de tiempo de largo plazo que disminuye la base y

el soporte o incrementa el impacto de la exposición y cargas ambientales. Los impactos organizacionales y directivos se tratan como parte de ese factor causal.

Benchmarks, datos clave, información, observaciones y/o hechos

La administración del cambio bajo el contexto de los puntos uno y dos mencionados arriba, involucran eventos en la línea de tiempo de largo plazo y en la línea de tiempo de eventos, donde dichas decisiones dan pie a errores de juicio – ya sea por comisión u omisión – lo cual puede reflejar aptitudes y criterios técnicos pobres o violación de las directivas de la empresa.

Administrar el cambio en este aspecto puede ser valorado contra referencias que incluyen cambios hechos de manera planeada o controlada para lidiar con procesos que dependen del tiempo y que eventualmente resultan en problemas, riesgos, amenazas, peligros, etc. y que deben ser identificados y tratados. La identificación debería ser facilitada por la comprensión de dichas posibilidades conforme el plan de desarrollo del sitio evoluciona.

Se identificaron muchos problemas específicos y relacionados con la línea de tiempo, asociados con el punto uno y dos mencionados arriba, como candidatos que requieren la aplicación de una administración del cambio durante este proyecto, incluyendo lo siguiente:

- La severidad de la tormenta debido al cambio climático o cambios técnicos en las métricas relacionadas (el periodo de regreso, intensidad de la ola, etc.) Por mencionar un ejemplo y sus implicaciones para el movimiento de la plataforma autoelevable de perforaciónen el lecho marino (desplazamiento lateral, rotación, vertical, compensación/inclinación),
- Las implicaciones de flotabilidad neutral y carga variable ligera contra otras unidades móviles de perforación costa afuera moviéndose (desplazamiento lateral, asentamiento, cabeceo/ balanceo) y sus implicaciones para establecer el peso,
- Cambios en el comportamiento del soporte del suelo marino/resistencia (soporte/estabilidad) debido por ejemplo a la alta de coincidencia en las huellas de los mats y a los orificios cilíndricos de perforación (can-holes) y su amplia influencia, que pueden aumentar el impacto del movimiento del suelo marino (desplazamiento lateral, rotación, vertical, compensación/ inclinación),
- El número de pozos en una sea pony que podría incrementar su susceptibilidad a una colisión debido al movimiento de la plataforma autoelevable de perforación sobre el lecho marino (desplazamiento lateral, rotación, vertical, compensación /inclinación),
- Posibles efectos debidos a cambios en el lecho marino en visitas previas de otras plataformas autoelevables de perforación, particularmente por las unidades perforadoras de piernas independientes il, y
- Posibles problemas de envejecimiento en relación con el material compuesto utilizado en las mandarinas.

Los Benchmarks contra los cuales poder valorar el papel de los aspectos mencionados se identifican a continuación en vista de que existe la necesidad de una administración del

Brian Lee

cambio efectiva sobre todo en términos de comentarios en códigos y regulaciones, en la literatura relevante a estos temas y en las acciones de otras compañías involucradas s en la exploración y producción costa afuera, así como también por los operadores de las plataformas autoelevables de perforación que apoyan estos esfuerzos.

Algunos aspectos clave en relación con los códigos [v.gr 27, 47,48] y regulaciones son evidentes en el alcance de recientes actualizaciones (alrededor del 2007) de estos documentos que se enfocan en criterios de cambio en el diseño, procedimientos y protocolos operativos para actuar ante climas severos (específicamente huracanes). Estas actualizaciones en los códigos que se pusieron a disposición en 2007, específicamente declaran que no aplican en tormentas como los frentes fríos. Sin embargo, apuntan hacia razones climáticas subyacentes que pudieran implicar la necesidad de tratar la aparente severidad creciente de otro tipo de tormentas como es el caso de los frentes fríos. Se puede encontrar orientación regulatoria relacionada que se ha desarrollado en gran medida como respuesta al impacto económico en unidades móviles autoelevables de perforación costa afuera debido a recientes huracanes en el Golfo de México [v.gr 45,46].

Una última referencia de importancia para el presente contexto apareció en 2004 [v.gr 37] y también se enfoca en huracanes.

Dependiendo de cómo se evalúen las secciones de la referencia 37, se podría concluir que el status quo es aceptable. Es decir, consideremos la siguiente cita textual: “Al momento del Huracán Lili había aproximadamente 142 plataformas autoelevables de perforación (“jackups”) y 39 semi-sumergibles en el Golfo de México. De las cuales, sólo seis o siete plataformas autoelevables de perforación y dos semi-sumergibles fueron impactadas significativamente por el Huracán Lili y de éstas sólo tres con sucesos importantes.” Un cuadro relacionado señala que tres asentamientos “notables” ocurrieron con unidades móviles autoelevables de perforación. Por otra parte, un reporte un poco claro comenta sobre lo que pudo ser considerado urgente en relación con las amenazas, tomando como referencia los temas mencionados arriba con respecto a la administración del cambio, que también es especifico para huracanes. Esta referencia denota que las unidades móviles autoelevables de perforación costa afuera pudieron ser movidas por la actividad de las olas y posiblemente dañando las estructuras adjuntas, lo cual bajo contexto aplica a unidades autoelevables y a otras unidades móviles autoelevables de perforación costa afuera (v.gr, las semi-sumergibles). También se indica preocupación específicamente en relación a las unidades con “mats” cuando operan “cerca de sus límites físicos de profundidad en el agua con base en la altura de sus piernas”, lo cual no aplica para el presente incidente ya que la Usumacinta estaba en aguas poco profundas. Sin embargo, para las operaciones en aguas más profundas se comenta que para diseños de “mat” que flotan neutralmente (“neutrally buoyant mat designs”), como es el caso de la Usumacinta, sus “limites se ven más afectados por los suelos presentes en el sitio que por cualquier otro factor individual” y “son susceptibles a moverse en un huracán e impactar la plataforma o pozos sobre los que están trabajando”.

Se identificó poca literatura específica que esté relacionada directamente a la administración del cambio de dichos eventos, aunque existe bastante literatura que presenta tecnología que puede ser usada para valorar las implicaciones de dichos temas en el futuro.

Brian Leis

Se pueden encontrar detalles y comentarios en el anexo D. A falta de una orientación clara de códigos y regulaciones o de la literatura que trate sobre los impactos de las tormentas como lo son los frentes fríos, se podría anticipar poco cambio en las acciones de otras compañías involucradas en la exploración y producción marina, y por parte de los operadores de las unidades que apoyan en estos esfuerzos. Las preguntas durante algunas segundas entrevistas enfocadas en las lecciones aprendidas, también fallaron al indicar que no se consideraba un área de preocupación antes del incidente.

Otro cambio relacionando con el sitio que es posible, involucra los efectos de visitas previas de plataformas autoelevables de perforación que pueden inducir cambios en el lecho marino a través de los agujeros cilíndricos de penetración (mejor conocidos como "can-holes" por su término común en inglés) dejados por las plataformas de piernas independientes, imponiendo así la amenaza potencial más grande. Aunque se reporta que las unidades perforadoras con "mat" pueden "puentear" estos agujeros cilíndricos de performación [v.gr 37], también se reporta que la fuerza del soporte del lecho marino se reduce localmente [v.gr 5]. Por consiguiente, los cambios en el lecho marino resultantes de los "can-holes" pueden significar un asunto de administración del cambio. Sin embargo; también es claro que esto no era una preocupación de la industria al momento en que el sitio de la KAB-101 fue desarrollado, lo cual debe moderar cómo es vista la administración del cambio en este contexto. La evaluación de este posible problema identificó que la primera unidad perforadora en la cercanía de la KAB-101 era una plataforma de perforación de piernas independiente con tres piernas conocida en ese entonces como Sonat 87, de tal manera que los "can-holes" implican una amenaza factible. Análisis relacionados indican que la visita de dicha plataforma sí creó "can-holes" significativos de más de 50 pies de profundidad. Un análisis más a fondo reveló que la posición final de la Usumacinta quedó sobre estos "can-holes" y que se asentó en el fondo en ese sitio. Más aún y dependiendo de otros factores que se consideran en un contexto más amplio dentro del cuerpo del presente informe, se podría identificar a la administración del cambio como causal o contributiva bajo este contexto. Independientemente de ese resultado, este asunto para este incidente en efecto implica una cuestión sistémica a mayor largo plazo que se debería tratar.

En este contexto, todos los aspectos identificados arriba como aquellos que requieren de administración del cambio, reflejan situaciones que se han dado a conocer a partir de que el plan de desarrollo del sitio para el campo KAB o la KAB-101 se completó. Aparte de este hecho, aún se podría acertar que los puntos tres, cuatro y cinco, centrados en la administración del cambio de la administración y organización interna proactiva pudieran haber identificado amenazas implícitas en dichos cambios. Sin embargo, aunque sea una afirmación lógica, la respuesta de la industria y la literatura no indica que estos aspectos sean percibidos ampliamente como amenazas bajo un contexto costa afuera / o de las unidades móviles de perforación, ni que otros hayan reaccionado a esto aún. La única situación identificada como una amenaza clara son los huracanes, y bajo ese contexto existe apoyo literario al status quo.

Por lo tanto, las situaciones enlistadas arriba en relación a la línea de tiempo, no pueden ser vistas como causales respecto a este incidente, pero aun así deben ser tratadas en el futuro para evitar la recurrencia de incidentes similares.

Brian Lee

Asimismo, se debe tratar el hecho de que exista la idea de que sólo los huracanes son una amenaza meteorológica en el sur del Golfo de México. Se puede encontrar más información de apoyo para ambos temas en el anexo B.

Existe un tema más de la administración del cambio en un contexto técnico que se relaciona con la posible degradación de los materiales componentes del casco superior de las mandarinas. Los análisis de estos materiales sí mostraron signos de deterioro, lo que indicó que la administración del cambio podría ser una situación causal o contribuyente. Sin embargo, en vista de que otros aspectos comprometieron la viabilidad de estos botes salvavidas antes de que dichos asuntos estructurales se convirtieran en un asunto a considerar, este asunto no fue causal ni contribuyente a este incidente. Sin embargo implica una preocupación sistémica de largo plazo.

El objetivo de una administración del cambio proactiva es usar efectivamente o adaptar nuevos métodos y sistemas en una organización en movimiento, que puede incluir creatividad dentro de ésta pero que usualmente adopta desarrollos externos. El objetivo de la administración del cambio reactiva es usar efectivamente el mantenimiento y otras actividades internas, prácticas, etc. para identificar los asuntos no adoptados o conocidos al momento en que se estaba originando el plan de desarrollo del sitio.

Algunos cambios por manejar recaen totalmente dentro de la organización y como tal son controlados por la organización; por lo tanto en última instancia los aspectos de los puntos uno y dos que son “internos”, pertenecen a la esfera de la función de organización y administración y entonces deben ser valorados periféricamente bajo el factor causal de organización y administración. Mientras que el cambio a ser manejado se desarrolla desde adentro; ocasionalmente la necesidad de cambio y la habilidad para manejarlo se motiva por circunstancias o eventos que se originan fuera de la organización. Estos aspectos “externos” ocurren dentro de lo que comúnmente se denomina “el entorno o ambiente de trabajo” desde una perspectiva organizacional y administrativa.

Las consideraciones externas dan pie a la necesidad de una segunda referencia contra la cual poder valorar la administración del cambio, la respuesta y el enfoque organizacional y administrativo a cambios externos que sufre la organización sobre los cuales tiene poco o nulo control. Las consideraciones externas incluyen los grupos de interés de primera parte, donde la primera parte se establece por medio de algunos papeles directos o el asunto en cuestión asociado con un incidente, como por ejemplo los proveedores bajo contrato asociados con el incidente. Las consideraciones externas también pueden incluir aquellos sin implicación directa en el incidente como por ejemplo la legislación u otro interés gubernamental, la prensa, particularmente si hay un asunto social o político escondido para un punto de venta mediático, tensiones sociopolíticas, la acción de la competencia, corrientes económicas cambiantes o incentivos económicos subyacentes, etc.

El enfoque del análisis de causa raíz de Battelle se ocupa de la administración del cambio de dichas consideraciones externas bajo los factores causales de “restricciones externas” y “aspectos singulares o especiales”. La administración del cambio que incluye al factor causal por restricciones externas considera la influencia externa que representan la primera de los grupos de interés relacionados al incidente, mientras que el factor causal por aspectos singulares o especiales considera aquella parte de las partes relacionadas que

Brian Lee

sus intereses son más remotos al incidente, pero no obstante ejercen una influencia evidente en su ocurrencia. En algunos ambientes sociopolíticos, los intereses de ciertas consideraciones externas pueden ocasionar una respuesta impulsiva que puede afectar el proceso y enfoque del análisis de causa raíz y que también incluye a aquellos sin implicación directa en el incidente, como lo es la legislación u otros intereses gubernamentales, una agitación sociopolítica, las acciones de la competencia, corrientes económicas cambiantes, etc. Por lo tanto, estos aspectos de la administración del cambio son tratados subsecuentemente bajo el factor causal apropiado.

Tendencias e implicaciones

Los aspectos de la administración del cambio fueron categorizados con respecto a las decisiones y eventos en la línea de tiempo de largo plazo, así como en la línea de tiempo de sucesos para lo cual la administración del cambio puede ser valorada contra referencias que identifican y valoran los procesos que con el tiempo se pueden desarrollar como problemas, riesgos, amenazas, peligros, etc. que deben ser identificados y resueltos antes de que lleguen a ser críticos. En muchas compañías de exploración y producción, un plan de administración del cambio se desarrolla como parte del plan de desarrollo del sitio, el cual identifica en su desarrollo aspectos del sitio y su respectivo diseño, construcción, operación, mantenimiento, etc. que puedan cambiar o degradarse con el tiempo. Una valoración de amenazas y vulnerabilidades hecha como parte de dicho plan también es para identificar riesgos (causas, posibilidades y resultados, consecuencias) y cambios relacionados que tendrían que ser manejados. Mientras que la administración del cambio fue de una consideración en el desarrollo del campo de la plataforma KAB, no parece haberse centrado en muchos temas tratados en el presente, tales como los “can-holes”, que a lo largo del análisis de causa raíz se evidenciaron como causales. Se identificaron muchos temas específicos de la línea de tiempo que en gran medida incluían deterioro y servicio, severidad cambiante del clima, movimiento de la unidad perforadora (desplazamiento lateral, rotación, vertical, compensación/ inclinación), cambios del lecho marino en la resistencia o comportamiento del soporte del suelo marino, la presencia de “can-holes”, el deterioro de los materiales del casco superior de las mandarinas y el número de los pozos en la plataforma KAB-101.

Se identificaron referencias contra las cuales se puedan valorar estos aspectos en términos de 1) códigos y regulaciones, 2) literatura pertinente a estos temas, y 3) las acciones de otras empresas en actividades paralelas. Se determinó que todos los aspectos identificados como aquellos que requieren administración del cambio, reflejan situaciones que se originaron a raíz de terminar el plan de desarrollo del sitio. Se descartó la afirmación de que los elementos organizacionales y administrativos de la administración del cambio de la organización y administración proactiva interna habrían podido identificar dichas amenazas ya que la respuesta de la industria y la literatura no indican que éstos hayan sido ampliamente percibidos como amenazas ni que otros hayan reaccionado así. El huracán fue la única situación que se identificó como una amenaza clara, y en ese contexto hay literatura de apoyo de que el status quo en México es viable. Sin embargo, existen indicaciones que apuntan hacia cambios climáticos que motivan la evaluación sistémica de este asunto.

Por consiguiente, los temas discutidos aquí no pueden ser vistos como causales para este incidente sin la continuación de su valoración bajo un contexto más amplio, aunque sí se puede concluir que éstos deberían ser valorados para evitar un incidente debido a sus efectos. Asimismo, el punto de vista de que los huracanes son la única amenaza climática en el sur del Golfo de México debe ser tratado como las tendencias del clima valoradas en el anexo F cuyo informe sugiere cambios que necesitan ser tratados de manera más amplia.

Todos los demás aspectos incluyen, ya sea a la administración del cambio reactiva o proactiva, bajo un contexto de cuestiones internas contra cuestiones externas. Las cuestiones internas para PEMEX pertenecen al ámbito de sus funciones organizacionales y administrativas y por lo tanto son tratadas bajo ese factor causal. Las cuestiones externas para PEMEX que son la primera parte de este incidente, se manejan bajo el factor de "las restricciones externas" más adelante en este anexo; mientras que la administración del cambio que involucran aquellas partes relacionadas cuyos intereses son más remotos en relación al incidente, también son tratadas más adelante en este anexo bajo el factor causal de "aspectos individuales o especiales".

Conclusiones

Se clasificaron los aspectos de la administración del cambio en relación a decisiones y eventos en la línea de tiempo de largo plazo y la línea de tiempo de eventos donde se trataron bajo este factor causal, mientras que las cuestiones internas que son del ámbito de la función organizacional y administrativa, son tratados bajo ese otro factor causal, tratando a su vez las consideraciones externas de la primera parte de los grupos de interés bajo el factor causal de "las restricciones externas" y la administración del cambio que incluye aquellas partes relacionadas cuyos intereses son más remotos al incidente, son tratadas bajo el factor causal de "aspectos individuales o especiales".

Se desarrollaron referencias con las cuales valorar la viabilidad de la administración del cambio en relación a 1) códigos y regulaciones, 2) literatura pertinente a estos temas y 3) las acciones de otras compañías en actividades paralelas. Al juzgarlas contra dichas referencias se encontró que los asuntos identificados como aquellos que requieren administración del cambio no pueden ser vistos como causales para este incidente sin la evaluación de factores que van más allá del alcance de esta subsección.

Independientemente de ese resultado, estas amenazas que surgen a partir de cambios en el tiempo, servicio, función y demás, deben ser tratadas en el futuro para evitar la recurrencia de un incidente similar. Asimismo, se debe revisar el punto de que solamente los huracanes son la única amenaza climatológica seria en el sur del Golfo de México.

Todos los demás aspectos de la administración del cambio forman parte del ámbito del factor causal organizacional y administrativo, el factor causal de las "restricciones externas", o del factor causal de los "aspectos individuales o especiales". Se deberían consultar estos factores causales para conocer el resultado de dichos análisis

Brian Lee

L9: Planeación, Administración y Respuesta a Emergencias (PARE)

Ámbito

La planeación, administración y respuesta a emergencias (emergency planning, management and response – EPMR en ingles) se refiere a los programas y procedimientos necesarios para rápidamente detectar, administrar, mitigar una amenaza, y evacuar de manera segura y rescatar al personal conforme sea necesario después de un incidente.

La presente sección considera el papel de PARE en la planeación, capacitación/entrenamiento, respuesta y mitigación del incidente e incluye las actividades tanto en la plataforma de perforación como en la plataforma KAB-101, así como a todo el personal a bordo de estas instalaciones. La evaluación incluye los programas y procedimientos que estaban implantados para responder al incidente y las actividades de respuesta a emergencias que realmente se llevaron a cabo, para así poder valorar la efectividad y adecuación de los eventos de la respuesta a emergencias.

Benchmarks, datos clave, información, observaciones y/o hechos

Existen varios recursos relacionados a la respuesta a emergencias mar adentro, desde prácticas recomendadas hasta regulaciones internacionales y norteamericanas, algunas de las cuales se enlistan a continuación:

- El código para la construcción y equipamiento de Unidades Móviles de Perforación mar adentro 2001 (2001 MODU Code)
- Convención Internacional para Proteger Vidas Humanas en Alta Mar (1974 SOLAS Convention)
- Dispositivos Internacionales para Salvar Vidas (LSA Code, 2003)
- Guarda Costa de EE.UU: 46 CFR Parte 90 – 139(v.gr 169)
- Equipo de Respuesta Nacional de EE.UU. (NRT). Cinco entidades firmaron el "Documento de Orientación Único" para la planeación de contingencias integrado: La Agencia de Protección Ambiental (EPA), La Guarda Costa (USCG), La Administración de la Seguridad y Salud Laboral (OSHA), el Departamento de la Seguridad de Ductos de la Secretaría de Transporte (DOT) y la Dirección General de Recursos Minerales de EE.UU. (MMS) en el Departamento del Interior
- Prácticas recomendadas 95J, Operaciones de "Jackups" para temporadas de huracanes en el Golfo de México – Recomendaciones Interinas, Primera Edición, junio 2006 del Instituto Norteamericano del Petróleo (API)
- Det Norske Veritas (DNV), "Estándares marinos y prácticas recomendadas"
- Z013, estándar NORSOK, "Análisis de riesgo y preparación en emergencias," Rev. 2, 2001,09-01

Brian Lee

El equipo ha obtenido y revisado varios procedimientos relacionados a la planeación de emergencias y respuesta de PEMEX y Perforadora Central (PC), los cuales están enlistados en la tabla L8.

Tabla L 8. Lista de procedimientos de la respuesta a emergencias

Título (Español / Inglés)	Procedimiento ID	Fecha
PEMEX Exploración y Producción (PEP)		
• Plan de Emergencia de la Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos, División Marina, Vigente al Momento de la Firma del Contrato 421006828	205-21400-OP-316-0000	Diciembre 2004
• Plan General de Respuesta a Emergencias en Equipos de Perforación y Mantenimiento de Pozos División Marina	PRE-UPMP-DM-001-07	Julio 2007
• Plan de Respuesta a Contingencias para Pozos Descontrolados en la UPMP	223-21800-OP-216-0001	Octubre 2005
• Plan de Respuesta a Emergencias de la Región Marina Suroeste	PE-NO-OP-008-2007	Junio 2007
• Plan de Respuesta a Emergencias Plataforma Enlace y Satélites del Activo Integral Litoral de Tabasco RMSO	268-11100-OP-000-000	Julio 2007
• Plan de Respuesta a Emergencias por Huracanes en la Sonda de Campeche	250/270-22000-103-03	Julio 2007
- Anexo “A” Procedimiento para Activar el Plan		Julio 2007
- ANEXO “B” Subgrupo de Evacuación		Junio 2007
- ANEXO “C” Subgrupo de Operación de Instalaciones		Julio 2007
- ANEXO “D” Subgrupo de Atención a Evacuados		Julio 2007
- ANEXO “E” Subgrupo de Comunicaciones		Julio 2007
- ANEXO “F” Subgrupo de Protección a Instalaciones Terrestres		Junio 2007
- ANEXO “G” Grupo Técnico de Análisis		Junio 2007
- ANEXO “I” Subgrupo de Tecnología de Información		Mayo 2007
- ANEXO “J” Perforación		Junio 2007
- ANEXO “K” Subgrupo de Suministro de Víveres y Materiales a Plataformas		Julio 2007
- ANEXO “L” Subgrupo de Servicio Médico		Julio 2007
- ANEXO “M” Subgrupo de Coordinación de Co.		Abril 2007
Perforación & Mantenimiento de los pozos de PEP – Manual de procedimientos operativos		
• Comunicación durante las Emergencias en UPMP-DM	1.0	Diciembre 1999
• Plan de Abandono de Plataformas	2.0	Noviembre 1999
• Procedimiento Hombre al Agua para Plataformas de Perforación y Mantenimiento de Pozos, División Marina	3.0	Enero 2004
• Entrenamiento para Emergencias (Simulacros)	4.0	Enero 1998
• Equipo de Emergencia en Plataformas	5.0	Enero 1998
• Plan de Contingencias para Fuego o Explosión	6.0	Noviembre 1999
• Plan de Contingencia para Hidrógeno Sulfhídrico (H_2S)	7.0	Noviembre 1999
• Plan de Contingencia para el Derrame de Hidrocarburos	8.0	Noviembre 1999
• Plan de Accidentes por Colisión de Embarcaciones en el Equipo	9.0	Noviembre 1999
• Plan de Accidentes de Helicóptero en el Equipo	10.0	Noviembre 1999
• Procedimiento: Trabajo en Espacios Confinados	11.0	Marzo 2000

Título (Español / Inglés)	Procedimiento ID	Fecha
Perforadora Central		
• Manual Central de Gestión de Seguridad		Marzo 2006
o Procedimiento de Preparación Para Emergencias	PGM-1-01-S08B	Diciembre 2001
o Plan de Emergencia para Abandono de Plataforma	PGM-2-02-S08B	Marzo 2006
o Plan de Emergencia para Hombre al Agua	PGM-2-03-S08B	Marzo 2006
o Plan de Emergencia para Lucha Contra Incendio	PGM-2-04-S08B	Diciembre 2001
o Plan de Emergencia para Derrame de Hidrocarburos	PGM-2-05-S08B	Diciembre 2001
o Plan de Emergencia por Presencia de Gas Combustible	PGM-2-06-S08B	Diciembre 2001
o Plan de Emergencia para Primeros Auxilios	PGM-2-07-S08B	Diciembre 2001
o Procedimiento para Apoyar, Desde Tierra, a las Plataformas en Casos de Emergencia	PGM-2-08-S08B	Diciembre 2001

Tendencias e implicaciones

El equipo condujo un total de 43 entrevistas de los 56 sobrevivientes así como también varias del personal de rescate y de respuesta a emergencias. Todos los sobrevivientes disponibles de PEMEX han sido entrevistados, así como también aquellos de PC. Sin embargo, solo se ha entrevistado a una persona por parte del personal de servicio de SERCOMSA. Se han revisado las políticas y procedimientos de emergencia obtenidos de PEMEX y de PC, para evaluar la adecuación de dichos procedimientos y la extensión con la que se implantaron. La secuencia general de eventos en términos de respuesta a emergencias se ilustra en la Figura L43. Cada uno de los elementos básicos del plan de respuesta a emergencias se revisó en cuanto a su implantación durante el evento de emergencia.

Planes de respuesta a emergencias y procedimientos

Debe haber un plan de respuesta a emergencias basado en las mejores prácticas de la industria, que se mantenga actualizado y disponible para todo el personal responsable de la operación segura y mantenimiento de la plataforma de perforación y plataforma fija. El manual debería además proporcionar la información general necesaria sobre la instalación, contener lineamientos sobre y procedimientos para las operaciones que son vitales para la seguridad del personal y de la instalación. Deberá describir las políticas, procedimientos y enlistar los sistemas de seguridad y equipo requerido para la respuesta a emergencias.

El plan deberá estar basado en los riesgos identificados en el plan de desarrollo del sitio y por lo tanto incluir procedimientos para responder a escenarios específicos del sitio. El PARE deberá establecer la estructura de mando del incidente con responsabilidades y roles claramente especificados, frecuencia y contenido de la capacitación y simulacros, sistemas de comunicación (internos y externos), sistemas de detección de incendio y gas y sistemas de alarmas, planes de evacuación, así como también operaciones de recuperación y rescate.

Brian Lee

El manual operativo para operaciones de emergencias deberá incluir en su caso[37], por lo menos lo siguiente:

- Descripción de los sistemas contra incendios y equipo de extinción;
- Descripción de los dispositivos de supervivencia, equipo de protección personal y medios de escape;
- Descripción del sistema de respado de energía y condiciones limitantes de su operación;
- Una lista de planos y dibujos esquemáticos clave que puedan ser de ayuda durante una situaciones de emergencia;
- Procedimientos para quitar el lastre ("deballasting") o evitar la inundación ("counterflooding") y cierre de todas las entradas que pudieran contribuir a la inundación progresiva en caso de daño;

[37] Unidad Móvil de Perforación mar adentro (MODU) 2001.

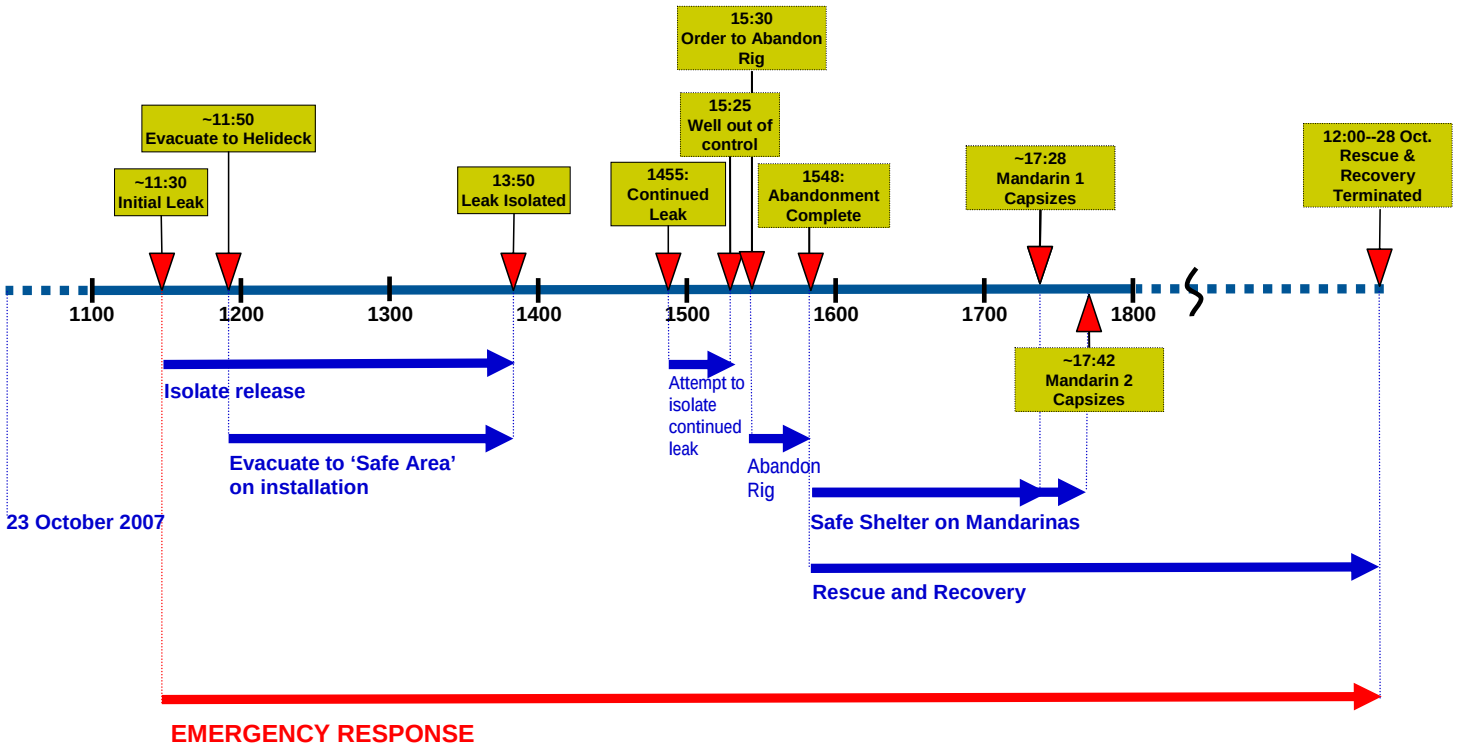


Figura L 44. Visión general de la secuencia de eventos de la respuesta a emergencias

- Lineamientos para la persona a cargo para determinar la causa de escora o movimiento de orientación/inclinación inesperada y valorar los efectos potenciales de medidas correctivas en la capacidad de supervivencia de la unidad, es decir la estabilidad, fortaleza, flotación, etc.;
- Los sistemas de detección y alarma deberían estar implantados para alertar al personal sobre eventos potenciales tales como fuga de gas, incendio y niveles altos de agua de sentina;
- Procedimientos en caso de una liberación incontrolable de hidrocarburos o gas sulfhídrico o sulfuro de hidrógeno, incluyendo el paro de emergencia;
- Lineamiento para la restauración de sistemas mecánicos, eléctricos y de ventilación después del corte de energía o paro de emergencia.

Tanto PEMEX como PC cuentan con planes de respuesta como se muestra en la Tabla L8. En base a la revisión de estos procedimientos, parece ser que hay varios planes de respuesta a emergencias que coinciden parcialmente.

PEMEX requiere que los planes de respuesta a emergencias incluyan escenarios de emergencias basados en la valoración de riesgo de la instalación lo cual es consistente con las prácticas de la industria. Sin embargo, los planes de respuesta a emergencias y procedimientos relacionados que hemos revisado resultaron ser genéricos, es decir no son específicos para la plataforma KAB-101.

El plan de respuesta a emergencias actual trata sobre la amenaza de huracanes pero no de frentes fríos. Este enfoque tiende a basarse en la experiencia y la percepción de que los huracanes representan un riesgo mucho mayor que otras tormentas en el Golfo de México. Sin embargo, basándonos en los eventos de este incidente, resulta evidente que los procedimientos de emergencia deberían dirigirse a eventos meteorológicos importantes que no sólo sean huracanes, así como a los efectos combinados de fugas y clima severo y pérdida de control de pozos y clima severo. Los procedimientos, planes de contingencias y criterios para toma de decisiones deberían estar implantados para llevar a cabo operaciones de perforación bajo este tipo de tormentas.

El tener un mejor entendimiento de los riesgos potenciales asociados con vientos en línea recta comúnmente asociados con frentes fríos, contrario a los vientos de huracanes, habría permitido que el superintendente a cargo tuviera una base para quizás tomar medidas preventivas para mitigar la amenaza que se aproximaba.

Estructura de mando

Una vez que se había declarado una emergencia, no hubo consenso sobre quién debió quedar a cargo. Por contrato[165], PC debió de haber estado a cargo una vez que se dio la orden de evacuación, pero según las entrevistas muchos pensaron que el personal de PEMEX estaba a cargo. Como se observó anteriormente, la plataforma Usumacinta es propiedad de PC y arrendada por PEMEX bajo un contrato "REMI" (renta con mantenimiento incluido). La plataforma KAB-101 es propiedad de PEMEX.

En base al contrato entre PC y PEMEX, PC debe cumplir con las obligaciones de seguridad, protección ambiental y salud laboral a las que todos los proveedores están sujetos mientras trabajen en las instalaciones de PEP. Además, PC debe cumplir con las regulaciones de la

Brian Lee

Dirección General de Recursos Minerales de EE.UU (MMS por sus siglas en inglés). PC es responsable por la pérdida del pozo, daños del campo petrolero o descontrol del pozo si cualquiera de estos eventos deriva del incumplimiento de las regulaciones y normas establecidas por las autoridades competentes. Sin embargo, está claro que PEMEX es responsable por la seguridad de su personal que estaba en la plataforma de perforación sin función concreta durante la separación, navegación y posicionamiento. El contrato no hace referencia al rescate y búsqueda.

La debilidad en la estructura de mando, particularmente durante el rescate y esfuerzos de recuperación parece haber contribuido a la severidad del incidente. También parece que hubo una falta de procedimientos y políticas claras sobre cómo las dos organizaciones principales (PEMEX y PC) iban a trabajar en conjunto de manera eficaz o sobre transición o transferencia de responsabilidades durante las situaciones de crisis (v.gr cómo movilizarse para responder a las amenazas a la plataforma de perforación).

Sistema de detección de gas y alarma

Las regulaciones actuales requieren que las plataformas móviles de perforación mar adentro tengan un sistema de alarma y detección de gases automático y fijo para monitorear todas las aéreas adjuntas de la plataforma en donde se pueda esperar que ocurra una acumulación de gases inflamables. Dichos sistemas deben ser capaces de indicar desde el centro de control general por audio y medios visuales sobre la presencia y ubicación de una acumulación. La Usumacinta contaba con un sistema de detección de gas y alarma fijo para gas sulfhídrico o sulfuro de hidrógeno (H_2S) y gas natural (CH_4 - Metano) que consistía tanto de alarmas visuales como audibles.

De acuerdo al contrato No. 421006828 entre PEMEX y PC [(165)] (Anexo E-1 No. 38 C y D, y Anexo S), PC tiene que proporcionar un sistema de detección de gas tanto para sulfuro de hidrógeno (H_2S) como para gas combustible (LEL); así como un sistema de detección de humo y fuego en las principales áreas de riesgo de la plataforma (cuarto de máquinas, piso de perforación, área de contrapozo, temblorinas, pozos y bombas de lodos de perforación), con un sistema de alarma visible y audible que cubra las aéreas antes mencionadas sin olvidar el área habitacional, incluyendo comedores, pasillos y centros de entretenimiento (cuarto de TV), para hacer valido el contrato. Dichos detectores de gas están localizados en seis diferentes áreas de la plataforma, como se muestra en el plano de seguridad y anti incendios para la Usumacinta. Cada lugar tiene uno o dos juegos de detectores, uno para H_2S y otro para gas combustible (LEL).

Además de los sistemas mencionados, este contrato también requiere que PC proporcione un juego básico de detectores multi-gas portátiles para cuantificar las concentraciones de H_2S dentro de un rango de 0 a 99 ppm y un rango de 0 a 99% de CH_4. De acuerdo a las entrevistas con el personal de seguridad de PEMEX y PC, este juego básico consiste de dos detectores multi-gas portátiles en donde uno es básicamente un equipo redundante o de respaldo, en caso que sea requerido. Sin embargo el sistema no funcionó al momento del incidente.

El sistema de detección de gas y alarma de la empresa Vallen es un sistema independiente redundante del sistema de la plataforma. Sin embargo, personal de Vallen había sido desembarcado de la plataforma de perforación para regresar cuando la perforación estuviera en el punto en que sus servicios eran requeridos. Todos los sistemas de seguridad bajo la responsabilidad de Vallen estaban desconectados y permanecieron desconectados en el momento

Brian Lee

del incidente. Además, se debieron de haber proporcionado al menos dos aparatos portátiles de monitoreo de gas, cada uno con la capacidad de medir con precisión una concentración de gas inflamable. Desafortunadamente, dichos detectores portátiles estaban guardados bajo llave y no disponibles.

Área segura (punto de reunión en caso de emergencia)

Los procedimientos de PEMEX y PC[128.167] implantados, claramente establecen la manera para reportarse en el helipuerto en caso de fuga de gas. Si la fuga esta fuera de control, el personal debe llevar a cabo el plan de emergencia para abandonar la plataforma.

Después de la primera fuga, el personal había sido entrenado e instruido para reunirse en el área segura designada, que es el helipuerto. Sin embargo, el helipuerto no era un refugio viable ya que estaba en dirección del viento de la fuga. La plataforma estaba posicionada con orientación al sur en vez de estar hacia el norte porque la ubicación de la plataforma KAB-101 y el ducto de producción de 10-pulgadas hacia Enlace no permitió que se posicionara/orientara de otra forma. Ya que la Usumacinta había sido posicionada/orientada con el helipuerto al sur del KAB-101 (acimut de 209°), el área segura estaba en dirección del viento de la fuga, dados los vientos predominantes de ese momento.

Muchas P.A.E. de perforación han sido diseñadas con áreas habitacionales que sirven como alternativa de refugio en caso de que alguno no sea viable debido a la fuga de gas y/o incendio, etc. El área habitacional está diseñada para tener presión positiva con una fuente independiente de aire fresco y ser resistentes al fuego y explosiones. La Usumacinta y otras plataformas de perforación que visitamos no cuentan con este tipo de áreas habitacionales.

Tanques de respiración / Sistema de aire respirable

El equipo de respiración autónomo provisto por Vallen incluía tanques individuales de respiración (Scott Packs) y las cascadas "ó manifols" respectivas que son un sistema fijo de tubería donde la gente puede conectar sus sistemas de respiración autónomos para así obtener más de 30 minutos de aire respirable.

Con la presencia de petróleo y gas, y potencialmente sulfuro de hidrógeno en el área segura, por procedimiento todo el personal se puso sus tanques individuales de respiración[167]. De acuerdo al testimonio de los sobrevivientes, eventualmente todos pudieron colocarse un equipo de respiración autónomo, aunque algunas personas tuvieron problemas al inicio para sacar estos tanques de los estantes. Algunos tanques no estaban totalmente cargados y algunos sobrevivientes especularon que se debió al hecho de que hubo un simulacro días antes o porque no sabían cómo abrir la válvula que permite el flujo del aire a la máscara. Las cascadas, que son equipos fijos (mangueras y cilindros de aire) que se usan para conectarse con los tanques individuales de respiración, no estaban completamente llenos ya que se había apagado el sistema eléctrico después de la fuga inicial para reducir posibles fuentes de incendio y no se podrían recargar. Se debe notar que sólo fue cuestión de casualidad el hecho de que haya habido algunos tanques disponibles porque el procedimiento normal requiere que Vallen desembarque todo su equipo incluyendo los equipos de respiración autónomo en el momento de un traslado.

Brian Lee

Chalecos salvavidas

Las entrevistas indicaron que había chalecos salvavidas para cada persona a bordo de la plataforma de perforación; había varios modelos con accesorios (luz, silbato, soga). Sin embargo, se reportaron problemas con el ajuste de los chalecos, lo que ocasionó que se les salieran por la cabeza o les quedaran muy ajustados. Esto pudo no haber sido una falla de los chalecos salvavidas sino más bien por no saber ponérselos correctamente. (Como parte del presente ACR, se inspeccionaron los chalecos salvavidas en las otras plataformas y nos dimos cuenta que sí cumplían con el criterio esperado).

También hubo reportes sobre el hecho de que se perdían los accesorios del chaleco salvavidas por la fuerza de las olas. Muchas de las luces en los chalecos salvavidas se reportaron como que no funcionaron antes del incidente o que se rompieron durante la tormenta lo que complicó los esfuerzos de rescate. Otra situación que se presentó fue el hecho que algunos en su apuro por abandonar la Usumacinta trajeron consigo sus chalecos de trabajo en lugar de un chaleco salvavidas apropiado para sobrevivir en el mar.

Por lo tanto, la falla reportada de los chalecos salvavidas en proporcionar un dispositivo adecuado de flotación así como el reporte de falta o no funcionamiento del equipo de seguridad, pudieron contribuir a los decesos.

Mandarinas

El diseño y construcción de las mandarinas (bote salvavidas) es regulado por la Convención Internacional para Proteger Vidas Humanas en Alta Mar (SOLAS por sus siglas en inglés)[112], y por regulaciones nacionales que pueden incorporar los requerimientos de SOLAS.

Como se describió en la Sección 2, cada mandarina era totalmente cerrada y propulsada por motor, construida con un casco inferior y una carcasa superior, ambas de polímero reforzado de fibra de vidrio (FRP por sus siglas en inglés). El casco inferior es una estructura similar a la de un bote, que parece estar diseñada para cumplir con esos requisitos mientras que la carcasa superior sirve para cerrar el bote y así proporcionar protección y facilitar el auto enderezamiento.

El bote salvavidas que se coloca en el lado derecho de la P.A.E. Usumacinta (lado estribor) se le denomina Mandarina 1 para efectos del presente análisis, mientras que aquel bote salvavidas colocado en el lado izquierdo de la P.A.E. Usumacinta (lado babor) se le denomina Mandarina 2. La Mandarina 1 es un diseño de Whitaker [117] (ahora Survival Systems) mientras que la Mandarina 2 es un diseño de embarcación (Schat-Harding) [118]. La Mandarina 1 tenía una capacidad reportada de 50 personas mientras que la Mandarina 2 una capacidad de 44 personas, dando un total de 94 personas. Esto es adecuado para la tripulación normal completa de personal de la Usumacinta, que una revisión reciente[119] indicó que cuenta con dormitorios para 84 personas.

Las entrevistas no indicaron problema alguno asociado con la reunión del personal en el área segura o lanzamiento/arriado de las mandarinas; sin embargo hubo confusión sobre cuál de las mandarinas se les había asignado. Una vez que estaban a bordo de las mandarinas y al nivel del mar, hubo incertidumbre sobre quién estaba en cuál bote salvavidas y si todos habían sido contados, pero todos habían abandonado exitosamente la plataforma y estaban a salvo en las mandarinas.

Brian Lee

De acuerdo a lo que se reportó en los testimonies de los sobrevivientes, dentro de 5 a 15 minutos a partir de abandonar la Usumacinta, comenzó a meterse el agua por el fondo de la Mandarina 1. Algunas razones potenciales incluían un tapón de drenaje faltante, una escotilla o escotillas no completamente cerradas, alguien abriendo escotillas, falla de conexiones de agua de mar, fuga por las aperturas del equipo, falla de los sellos o degradación de los materiales. Se examinaron todas estas posibilidades en el presente ACR, resultando en que la razón más probable fue el ingreso del agua debido a la apertura de las escotillas.

De acuerdo a las entrevistas, los ocupantes estaban sentados con sus cinturones de seguridad puestos. Sin embargo, conforme el nivel del agua subía decidieron evacuar la Mandarina 1 aproximadamente a las 16:13 horas. En cuanto el personal abandonó el bote salvavidas, el timonel apagó el motor para dejar el bote a la deriva. Durante este tiempo, no hay registro alguno de comunicación entre la Mandarina 1 y Morrision Tide, o entre las dos mandarinas.

Al intentar rescatar al personal de la Mandarina 1, la embarcación Morrison Tide intentó colocarse al costado de la mandarina. Pero debido al intenso oleaje, fueron inicialmente separados. En este momento, todo el personal de la mandarina estaba afuera esperando ser recatados. Debido a las olas tan fuertes mucha gente no resistió y fueron arrojados al agua. Algunas de las personas regresaron a la mandarina, pero la mayoría no pudo regresar y se quedaron en el agua, a la deriva, reuniéndose/juntándose y formando grupos. La gente que regresó a la mandarina, se subió de nuevo y usando cubetas comenzaron a sacar el agua por las escotillas (los sobrevivientes mencionaron que ellos abrieron y cerraron las escotillas para evitar que entrara más agua).

Aproximadamente a las 17:28 horas, el Morrison Tide reportó a Control Marino que la Mandarina 1 se había volcado y que toda la gente estaba tirada en el agua. De acuerdo a los reportes de los sobrevivientes y personal del Morrison Tide, en un punto la Mandarina 1 fue impactada por el Morrison Tide. La mandarina llego a la costa el 24 de octubre, volcada y sin sobreviviente alguno o cuerpos dentro o cerca de ella.

La Mandarina 2, que fue arriada por el lado izquierdo (babor) de la plataforma, se dirigió hacia el este del Morrison Tide. Conforme lo reportado en muchas entrevistas de los sobrevivientes, tenían problemas de visibilidad al navegar en la mandarina porque el bote estaba cubierto de petróleo debido a su ubicación con dirección de la fuga del pozo 121. Las escotillas estaban abiertas en la Mandarina 2 para efectos de ventilación y para ver a dónde iban. Justificadamente, parece ser que algunas personas estaban sufriendo de mareos. Los sobrevivientes reportaron que aproximadamente después de una hora y media, hubo problemas con la dirección de la mandarina. El timonel, al tratar de ver fuera por la escotilla de arriba, se quitó su cinturón y se paró en su lugar para ver.

Según las entrevistas, justo después de que comenzó el problema, fueron golpeados por una gran ola que volcó al bote como a las 17:42 horas del 23 de octubre. Según los relatos de los sobrevivientes algunas personas no tenían puesto su cinturón de seguridad. De acuerdo con algunas entrevistas, el impacto de la ola fracturó la mandarina y rompió algunos de los cinturones de seguridad. Algunos otros testificaron que a la mandarina le entró agua porque las escotillas estaban abiertas para tener mejor visibilidad. Aproximadamente 33 a 35 personas quedaron atrapadas dentro y tuvieron que luchar por salirse por las escotillas con la mandarina volcada. Algunos de los sobrevivientes reportaron que para poder escapar de la mandarina volteada, se tuvieron que quitar sus chalecos salvavidas. Al día siguiente, el 24 de octubre de

Brian Lee

2007, la Mandarina 2 llegó a la costa volcada con 12 sobrevivientes encima, y un sobreviviente y cuatro muertos adentro.

Problemas potenciales asociados con el diseño de las mandarinas se discuten en el presente anexo bajo el factor causal "carga y diseño". Discusiones relacionadas a la construcción de las mandarinas se incluyen bajo el factor causal "Construcción y diseño final construido". El mantenimiento de las mandarinas se trata bajo el factor causal "Condición/estado y mantenimiento". Las practicas de inspección e historia de las mandarinas se tratan en la sección del factor causal "Inspección, monitoreo y control".

Entrenamiento/Capacitación

PC y PEMEX dan entrenamiento pertinente a la respuesta a emergencias. Se le requiere al personal que tenga entrenamiento especifico sobre los cursos básicos de seguridad y supervivencia en el mar, el cual es impartido por el Centro de Entrenamiento en Seguridad, Ecología y Sobrevivencia (CASES) para el personal de PEMEX, o cursos similares provistos por una institución reconocida para personal que no sea de PEMEX.

Cada persona debe participar en los simulacros de emergencia y evacuación de la plataforma de perforación que se llevan a cabo periódicamente. En estos eventos, el personal operativo a cargo de la plataforma o de la seguridad industrial, debe activar la alarma y dar el entrenamiento específico, para lograr que todos los trabajadores sepan el significado y se familiaricen con cada tipo de alarma.

Los operadores y supervisores cuentan con entrenamiento en administración de emergencias marinas y están certificados por la autoridad marina, la Coordinación General de Puertos y Marina Mercante de la Secretaría de Transporte - SCT.

De acuerdo con un análisis de las acciones del personal involucrado en el incidente, hubo una falla básica en el intento de los tripulantes de la Mandarina 1 al trasladarse desde la mandarina hasta la embarcación que aguardaba (el Morrison Tide), durante la tormenta y con condiciones marítimas muy fuertes. Esta acción no fue consistente con las instrucciones contenidas en las mandarinas ni con las prácticas generalmente aceptadas, que es mantener una distancia segura o rodear los barcos de rescate identificados y esperar hasta que el mar se calme. Otro problema que significó un peligro para los evacuados fue el hecho de haber traído varios equipos de respiración autónoma a la Mandarina 2, lo cual también es inconsistente con los procedimientos de PC y PEMEX.

En base a los testimonios del personal de rescate y los sobrevivientes, los simulacros de emergencia no prepararon adecuadamente al personal para las condiciones climáticas extremas que enfrentaron. El uso de simulacros realísticos y bien manejados, claramente resulta ser un elemento importante de entrenamiento y evaluación de competencia. Los esfuerzos de entrenamiento y simulacros entre PEMEX y los contratistas que trabajan en sus instalaciones mar adentro (PC, SERCOMSA, Vallen, etc.) necesitan estar coordinados, cubrir los mismos temas y ser administrados consistentemente.

Existen testimonios que indican que mientras algunas personas contaban con entrenamiento extensivo, otros tenían significativamente menos entrenamiento. En situaciones de emergencia una persona fuera de sincronización con las políticas, puede ocasionar la muerte de otros. El entrenamiento de emergencia debería ser ofrecido uniformemente a todos aquellos que trabajarán

Brian Lee

juntos en condiciones ciertamente peligrosas mar adentro. En base a un análisis de las acciones del personal involucrado en el accidente y en una revisión de las entrevistas de los sobrevivientes y personal de rescate, parece ser que este entrenamiento no fue efectivo y representa un problema sistémico.

Conteo del personal

De acuerdo con los testimonies de los sobrevivientes, no todos los evacuados se reportaron a sus mandarinas asignadas, lo cual dificultó el conteo todos. La evidencia de estos recae en que ambos superintendentes estaban en la Mandarina 2 lo cual es inconsistente con las instrucciones. Una de las razones que explica esto podría haber sido el hecho de que la Mandarina 2 estaba en el lado izquierdo (babor) de la plataforma, en el paso de la fuga de gas. Sin embargo, todo el personal evacuó a salvo la plataforma y las mandarinas fueron lanzadas/arriadas exitosamente.

Comunicaciones

De acuerdo a los requerimientos de SOLAS [(112)], cada mandarina debió de haber sido equipada con un aparato fijo de dos vías VHF radio-telefónico con una antena que se monta de manera separada; un compás operativo colocado en la posición del timonel, transmisor de radar ("transponder"), bengala, y una ancla de mar adecuada para todas las condiciones del mar.

Según nuestra revisión, Control Marino tiene un Sistema de Monitoreo de Radar que cubre 22,500 km^2, divididos en cuatro sectores incluyendo Dos Bocas (S y SO, sector en el cual la plataforma Usumacinta se localizaba). Se conecta con un Sistema de Identificación Automático que registra toda la información de las embarcaciones que entran al área, y cada embarcación tiene que tener un transmisor de radar (transponder).

De acuerdo a los datos del radar y los reportes de la inspección, aparece que ninguna mandarina estaba equipada con un transmisor de radar (transponder). En base a los registros de PC de septiembre 30 y octubre 1, 2007 [(171)], los transmisor de radar (transponder) habían sido removidos de ambas embarcaciones y se habían mandado a mantenimiento. No se ha recibido evidencia que confirme esto y que los transmisor de radar (transponder) hayan sido devueltos a su lugar de servicio antes del incidente[(171)].

En base a los reportes de los sobrevivientes y de Control Marino, ni el radio de la Mandarina 1 ni el de la Mandarina 2 estaban funcionando durante las operaciones de evacuación y rescate. Inicialmente hubo comunicación entre las mandarinas porque en cada caso alguien había traído un radio portátil. La mandarina 1tuvo la posibilidad de comunicarse con Morrison Tide hasta que se volcaron. La Mandarina 2 se comunicó con el Morrison Tide y con el Comando del Litoral de Tabasco en la costa hasta que se volcaron.

Rescate y recuperación

El superintendente de PEMEX se comunicó por radio con Control Marino aproximadamente a las 11:35 horas, reportando la amenaza de la fuga y solicitando embarcaciones para iniciar la evacuación de la plataforma de perforación. Mientras se daba la evacuación, según el testimonio de los sobrevivientes, el técnico de PEMEX (ITP)(137) verificó las condiciones de la escalera de emergencia y la descartó como medio para trasladar al personal a una embarcación porque estaba doblada. Además, la maniobra solicitada al Morrison Tide para ponerse en posición de rescate no se logró debido al mal tiempo y al estado del mar. El operador de la grúa testificó que no era

Brian Lee

seguro usar una grúa en vientos de más de 50 km/hr, lo cual evitó que se diera la evacuación vía la canasta de rescate o "viuda". Control Aéreo había suspendido indefinidamente todos los vuelos saliendo de Ciudad del Carmen, por lo que un rescate aéreo no hubiera sido posible.

Una vez que la tormenta llegó a la intensidad que tenía al momento de la segunda fuga y se dio la orden de abandonar la Usumacinta era claro que cualquier intento de rescate, ya sea de los botes salvavidas o de la gente una vez en el agua, resultaba extremadamente peligroso.

El esfuerzo de búsqueda y rescate fue asistido por varias embarcaciones de servicio de suministro mar adentro de PEMEX y el servicio de vuelos de helicóptero de PEMEX. Ambos servicios son contratados e incluyen la participación de muchas empresas.

Inicialmente, no hubo embarcaciones de rescate en el área (el Sagitario no es una embarcación de rescate, es un remolcador, recuperación de petróleo y contra incendios), pero cualquier embarcación dentro de sus capacidades puede actuar como embarcación de rescate ante momentos de emergencia a discreción del capitán. Sin embargo, debido al mal tiempo los barcos se estaban alejando de la tormenta (hacia el norte y oeste). La Nultabia era la embarcación más cercana a la Usumacinta, pero no fue capaz de ayudar. El Ang Tide declinó proporcionar asistencia. El Morrison Tide, que estaba aproximadamente a diez millas náuticas llegó al sitio de la emergencia dentro de una hora después de la solicitud inicial a las 11:35 horas.

Como se discutió con anterioridad, el testimonio de los timoneles y una revisión de los eventos cronológicos indican que la Mandarina 1 intentó alcanzar el Morrison Tide y buscarlo con la esperanza de transferir personal de las mandarinas a la embarcación. Una revisión de la comunicación entre Control Marino y el Morrison Tide apoya el punto de vista que todos vieron a las embarcaciones como la primera esperanza de rescate y que de hecho Control Marino le preguntó a estas embarcaciones si podrían efectuar un rescate. Esto es inconsistente con las instrucciones contenidas en las mandarinas así como con las prácticas generalmente aceptadas que es mantener una distancia segura o rodear las embarcaciones de rescate identificados y esperar hasta que el mar se calme. Intentar acercarse a las embarcaciones bajo tales condiciones meteorológicas hace que en lugar de que sean refugios se conviertan en amenazas para la seguridad de las mandarinas y de la gente en ellas.

El Morrison Tide intentó rescatar a la gente del agua; sin embargo se complicaron los esfuerzos por la fuerza del mar. Durante este esfuerzo, dos personas de su tripulación fueron heridos en la cubierta (uno murió y el otro fue seriamente herido) y otros dos se fueron por la borda (uno murió y el otro fue recatado después por la embarcación Isla del Toro). Hay testimonio de los sobrevivientes e indicios en la mandarina de que el Morrison Tide de hecho impactó la Mandarina 1 durante las operaciones de rescate ocasionando que se volcara y zozobrara.

La Mandarina 2 al no tener visibilidad y tener problemas para gobernar el bote, abrió las escotillas en contra del procedimiento y se volcó y zozobró aproximadamente después de una hora y media. Algunas personas de la tripulación pudieron escapar de la mandarina volteada y algunos permanecieron adentro. La mandarina quedó a la deriva y llegó a tierra firme el 24 de octubre, con doce sobrevivientes encima, un sobreviviente y cuatro muertos adentro.

En base a una revisión de la línea del tiempo del incidente y los testimonios de los sobrevivientes y personal del rescate, resulta evidente que las embarcaciones no contaron con personal entrenado o equipo suficiente para llevar a cabo una operación de rescate en tales condiciones meteorológicas al momento del accidente. No existe una sola embarcación en el Golfo de

Brian Lee

México que tenga como única función el desempeñar operaciones de rescate. Todos los barcos disponibles son embarcaciones con funciones múltiples que incluyen una “zona de rescate” y son equipados con capacidades e instalaciones de rescate simbólicas.

El helicóptero de la marina SEMAR PM-151 fue el único helicóptero de rescate en la escena, contaba con un malacate o cabestrante que hubiera podido levantar a los sobrevivientes en el mar, pero no tenía la canasta de rescate. Este helicóptero solo tenía una persona como tripulación, un buzo, para asistir en el rescate de sobrevivientes en el agua, lo que limitó su habilidad en general. Además, de acuerdo a las entrevistas del personal del rescate, ninguno de los buzos había sido entrenado para operaciones de rescate desde helicópteros. Durante un intento de rescate, uno de los buzos perdió su equipo de nado (visor y aletas), pero se las ingenió para rescatar vivo a ese sobreviviente. Después se supo que no había equipo extra a bordo.

No hay evidencia de un plan de recuperación y rescate formalmente establecido que incluya apoyo aéreo y marino con roles claramente definidos y responsabilidades para manejar las operaciones. Dicho plan debería incluir; estructura de mando, contingencias para climas severos, embarcaciones y helicópteros equipados para operaciones de recuperación y rescate, y entrenamiento para recuperación y rescate en el mar bajo condiciones meteorológicas severas.

Mucha gente murió, durante los intentos de operaciones de rescate. Esto no es con el fin de poner criticar a ninguno de aquellos que arriesgaron sus vidas tratando de rescatar a quienes estaban en peligro obvio. El instinto natural es tratar de salvar a alguien en apuros. El problema es que sin el debido entrenamiento/capacitación y equipo, a veces dichos esfuerzos representan un peligro inmediato para aquellos que buscan refugio seguro.

Conclusiones

Mientras que la evacuación/abandono de la Usumacinta se llevó a cabo sin mayor incidente, el proceso de refugiarse a salvo en las mandarinas, la recuperación y rescate fueron imperfectos. En las transcripciones de las conversaciones de Control Marino con la Usumacinta durante el momento que precedió a la orden de abandonar la plataforma, así como de las entrevistas con los sobrevivientes se deduce que el uso percibido de las mandarinas era el de llevar a cabo un traslado a las embarcaciones en espera. Esta estrategia es fatalmente imperfecta y contradice tanto los manuales de los botes salvavidas como las practicas de la industria, que son el usar las mandarinas para distanciarse de la amenaza inmediata y de permanecer a la vista de las embarcaciones de rescate, pero no demasiado cerca, hasta que la tormenta haya cesado. El acercarse a una embarcación en un mar tempestuoso puede ser traicionero aun para marineros experimentados.

El propósito de las mandarinas es proporcionar un refugio seguro hasta que un rescate seguro se pueda llevar a cabo. Sin embargo, la Mandarina 1 al intentar alcanzar al Morrison Tide se volcó y zozobró, cuando según los reportes, chocó contra el Morrison Tide. La Mandarina 2 sufría de poca visibilidad y problemas para controlar/comandar el bote salvavidas y por lo tanto también se volcó y zozobró. Dado el hecho de que se abrieron las escotillas, entró el agua a la mandarina volteada y con los cinturones desabrochados ocasionando que la mandarina no se pudiera auto enderezar.

Brian Lee

L10: Organización y Administración (OyA)

Ámbito

Este factor causal considera el papel de la organización y administración dentro de la investigación y su relación con todos los aspectos del incidente incluyendo la plataforma autoelevable de perforación y la plataforma KAB-101, además de ser relevantes también las operaciones costa afuera, las operaciones de rescate, la toma de decisiones y las funciones de apoyo de cada organización involucrada. Hubo muchas organizaciones involucradas en este incidente. Las principales organizaciones involucradas fueron PEMEX Exploración y Producción (PEP), Perforadora Central (PC), SERCOMSA, VALLEN y la Golf Coast Marine Associates (quienes mueven la plataforma autoelevable de perforación), al igual que los operadores de los buques y helicópteros involucrados en la operación de rescate. Por tanto, al examinar los elementos organizacionales involucrados, debemos considerar también las interacciones entre estas organizaciones así como los factores de organización y administración dentro de ellas.

La valoración se hace con relación a las expectativas establecidas por los acuerdos contractuales hechas entre las organizaciones involucradas, las políticas relevantes de seguridad y procedimientos de estas organizaciones, así como el modelo general de organización y administración, influenciado por las normas de seguridad. Por su propia naturaleza, el factor organización y administración atraviesa algunos de los otros factores causales (administración de emergencia, operaciones, mantenimiento). Algunos de los detalles específicos, particularmente en los términos de las políticas y procedimientos, se discuten a su vez en las otras secciones. Es también el caso que las normas y estándares impuestos externamente en la organización y administración tiendan a ser limitadas. Los reguladores son usualmente cautelosos con respecto a imponer cómo las organizaciones deben de ser manejadas. Existen excepciones a esta regla, como por ejemplo en el área de las aptitudes del personal, aunque generalmente, los estándares para evaluar a la organización y administración con relación a la seguridad, se apegan sustancialmente en las políticas de la industria y en sus mejores prácticas, así como también en las lecciones aprendidas de la revisión anteriores incidentes, en lugar de especificaciones alejadas de las normas y estándares.

La organización y administración juntas, comprenden un amplio y significativo factor causal y potencial de muchos accidentes. El análisis de causas de accidentes indica que típicamente el 80% de los accidentes, se deben por lo menos en parte a las acciones u omisiones de la gente [155,156]. Más frecuentemente, se ha encontrado que los errores que han cometido la gente, son el resultado de la influencia de los factores de la organización y administración [155]. En el caso del incidente de la Usumacinta, hay muchas causas raíces potenciales y contribuyentes que reflejan las deficiencias en la organización y administración. El tamaño de este factor es reflejado en la Figura L44.

Esta figura se adaptó de una revisión integral efectuada por un panel de expertos académicos, industriales y del gobierno, a la naturaleza y causas de los accidentes e incidentes en el ambiente marino (incluyendo las estructuras costa afuera) y reunidas bajo los auspicios de los Guardia Costera estadounidenses[156]. Por lo tanto es muy relevante para la investigación del incidente de la Usumacinta. En un intento de explicar los actos inseguros, que son el núcleo de muchos

escenarios de los accidentes, este grupo de expertos, identificó varios niveles de elementos organizacionales y de administración ligados, como se muestra en la figura. (Para reflejar de manera más completa nuestro entendimiento actual del incidente de la Usumacinta, hemos modificado el modelo original, resaltando las adiciones. Los elementos particularmente relevantes a este incidente se marcaron con estrellas).

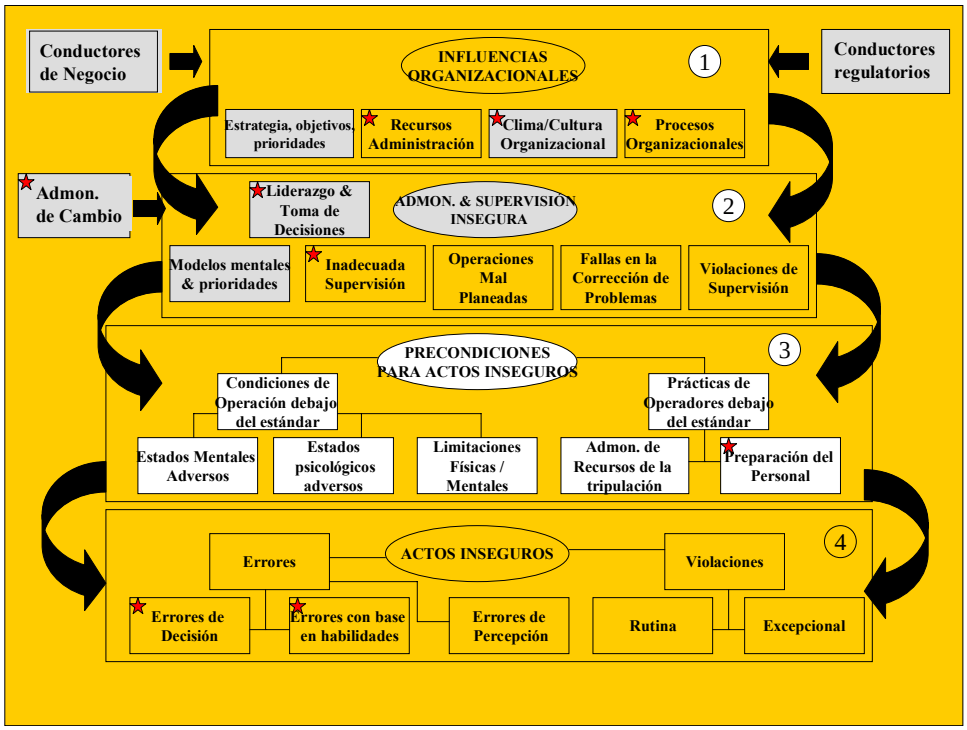


Figura L 45. Influencia de la organización y administración en el desempeño de la seguridad

Las primeras figuras son los elementos que definen la organización como una unidad. Estos elementos incluyen los conductores tanto de negocio como de regulación que dan forma a la estrategia, metas y prioridades de la organización [157]. Algunos de estos conductores son discutidos con respecto a los factores causales de las restricciones exteriores y circunstancias especiales. Estos elementos, a su vez, son los determinantes fundamentales de la forma en la cual los recursos de la organización son asignados dentro de la organización, incluyendo presupuestos, recursos humanos y la atención de la administración. El clima y cultura organizacional pertenecen a los dogmas generales, actitudes y expectativas para la conducta que caracteriza a la organización, incluyendo la prioridad dada a la seguridad [157-159]. Los procesos organizacionales estándares son la manera en que el trabajo de las organizaciones se hace, generalmente codificada a través de políticas, procedimientos, contratos con subcontratistas y vendedores, sistemas de computo, pero también en los términos de la cultura del trabajo de los diferentes grupos dentro de la organización.

Visto en conjunto, es fácil observar que estos elementos tienen efectos profundos en el rendimiento de la seguridad de la organización. El negocio de la organización y un ambiente regulado ayudan a determinar las prioridades relativas dadas a la seguridad. El grado en que la seguridad es primordial se refleja en los objetivos formales, los recursos designados, la

estructura de los procedimientos de la organización, e incluso su cultura. Todos estos elementos forman las acciones tomadas por los gerentes y trabajadores que llevan a condiciones y decisiones de seguridad o inseguridad.

Mientras que el primer conjunto proporciona un contexto global y una estructura para actuar, el segundo conjunto se refiere a las acciones actuales de la dirección dentro de ese contexto y estructura. La administración puede triunfar o fallar en asegurar el rendimiento de la seguridad a través de varios mecanismos. Es crucial en una situación de emergencia la habilidad de la administración para tomar las mejores decisiones posibles y luego ejercitar el liderazgo necesario para que esas decisiones sean seguidas y llevadas a cabo. El fracaso de liderazgo fue una de causas raíces que se identificaron en el accidente Piper Alpha [161,162] y debió de alertar a toda la industria de la importancia de un liderazgo efectivo en operaciones costa fuera.

El fracaso de la administración relacionada a la seguridad, puede tomar diferentes formas y derivarse de diferentes factores. Por ejemplo, la administración puede operar con base en modelos mentales incompletos e imprecisos – por ejemplo, sin un completo entendimiento de los riesgos involucrados en las tareas de estrategias particulares. Estos fracasos se refieren también a los numerosos casos donde las organizaciones fallan en aprender de la experiencia – sus propios u otros casos pertinentes [163]. La administración puede fracasar hasta el punto de designar el curso de acción: las metas puede que sean las correctas pero el plan de cómo conseguirlas puede que sea inadecuado, la administración puede fallar en proporcionar el nivel de supervisión directa que se necesita para asegurarse que los planes, procesos y las ya reconocidas mejores prácticas sean realmente llevadas a cabo. Este tipo de falla es frecuente y evidente en donde un individuo de la gerencia se siente cómodo asumiendo que los procedimientos de seguridad son responsabilidad de alguien más. Esto es reflejado en patrones a través de numerosas industrias donde la falta de supervisión cercana de subcontratistas ha causado o contribuido a eventos importantes. PEP por ejemplo, ha encontrado que el 50% total de los incidentes [219] han sido por causa de los subcontratistas, las futuras gestiones pueden fracasar en tomar acciones correctivas cuando la planeación, los procesos o la gente no logran el nivel deseado de las normas de seguridad. Finalmente, gerentes, de forma individual o como grupo, pueden tomar decisiones de manera consciente, acciones que son inconsistentes con las metas de la seguridad de la organización y sus procesos de seguridad. Estas decisiones son frecuentemente basadas en presiones de recorte o incentivos personales que lleva a la administración a recortar el presupuesto o que pierde temporalmente de vista la importancia de la seguridad. Estas deficiencias pueden tomar lugar en cualquier nivel de la administración, estos errores aparentemente pequeños pueden agravarse de maneras inesperadas.

El tercer conjunto de elementos se refiere al comportamiento individual y de equipo, pero también refleja asuntos clave en la organización y administración. Las normas de seguridad de supervisores y trabajadores pueden ser fácilmente afectadas por condiciones adversas de trabajo, incluyendo factores estresantes en el ambiente, la fatiga y el estrés por las actividades del trabajo [156]. El trabajo en las plataformas de producción marina frecuentemente trae consigo estas tres condiciones y el estrés de un evento de emergencia disminuye el potencial para tomar decisiones de calidad y el desempeño de las tareas. De forma similar, la habilidad de completar un trabajo de manera segura puede ser influenciada también por la forma apropiada o inapropiada del manejo de recursos de la tarea, incluyendo el entrenamiento, ayuda para el rendimiento en el trabajo y el reclutamiento de personal. Donde estos factores son insuficientes para las tareas, las fallas crecen en su frecuencia, incluyendo las fallas con implicaciones adversas a la seguridad

Brian Lees

[166]. El conjunto final de los elementos, describe la naturaleza de las acciones no seguras: de ambos tipos, las no intencionales (errores) y las intencionales (violaciones). Los actos específicos que llevan a un accidente pueden ocurrir inmediatamente antes de que se de la causa instantánea de un accidente. (por ej. la decisión de operar el equipo de soldadura sin el aislamiento de las fuentes de material explosivo), o pueden darse en algún punto relativamente remoto en el tiempo (por ej. la decisión de no conducir un análisis completo de la estabilidad del suelo anterior al desarrollo de un nuevo campo de producción). Los actos inseguros no son generalmente al azar, pero son moldeados por los elementos en el primero, segundo y tercer conjunto de elementos. Por ejemplo, errores que se basan en la habilidad pueden derivarse del entrenamiento inapropiado y falta de recursos. Errores en las decisiones pueden derivarse del entrenamiento inapropiado, pero también de hechos tales como la cultura de trabajo, que enfatiza la producción sobre la seguridad, o que minimiza los riesgos asociados con el trabajo peligroso [164].Tomado como un todo – los elementos contenidos en la Figura L 44 constituyen el ámbito de este factor causal.

Benchmarks, datos clave, información, observación y/o hechos

Al examinar las causas raíces y contribuyentes del incidente de la Usumacinta, hemos iniciado un análisis de viabilidad de cada uno de los escenarios de falla, para evidenciar el papel de esos elementos el el factor de la organización y administración. Aunque no todos los elementos aparentan ser importantes, el análisis indica varias conexiones organizacionales y administrativas en este incidente. Hemos categorizado las observaciones y datos pertinentes alrededor de seis temas que parecen estar implicados en el incidente:

- La cultura de la seguridad y la administración de los sistemas de seguridad,
- Políticas, procedimientos y contratos,
- Supervisión y vigilancia,
- Tomas de decisión y liderazgo,
- Asignación de recursos y recursos para mantenimiento,
- Selección y entrenamiento.

En la descripción y discusión de los elementos de la organización y administración que son relevantes a este incidente, será útil considerar tres diferentes e interrelacionadas fases del incidente. La primera fase se refiere a la secuencia de eventos que llevaron a la fuga del pozo-121, al igual que las acciones tomadas para controlar la fuga. La segunda fase se refiere a la continuación de la fuga y a la decisión de abandonar la plataforma. La tercera fase se refiere a la secuencia de eventos mientras el personal estaba en las mandarinas y las acciones involucradas en intentar rescatar al personal, cuando la mayoría ya había salido de las mandarinas. Algunos de los diferentes elementos de organización y administración, relativamente lejanos en tiempo, son pertinentes a cada una de estas fases.

Nuestras observaciones, de la influencia de la organización y administración en el incidente, están basadas en cuatro fuentes principales de datos:

- Observaciones pertinentes derivadas de las entrevistas con los sobrevivientes del incidente,

Brian Lee

- Entrevistas con los gerentes y especialistas de las funciones de diferentes organizaciones involucradas en el incidente (ver anexo j),
- La revisión sobre los términos y condiciones clave de los contratos establecidos entre pemex y pc [165] y,
- La revisión de algunas de las políticas y procedimientos más relevantes de pemex y pc [168-173].

Cultura de seguridad y sistemas de administración de seguridad

La naturaleza y utilidad de los conceptos de la cultura de seguridad han sido ampliamente debatidas en la literatura investigada [158], pero aún el concepto se ha convertido en una parte esencial de cómo las organizaciones evalúan e intentar fortalecer su propio desempeño de seguridad. Mientas no es nuestra intención seguir debatiendo, es importante señalar que mientras los investigadores de incidentes puedan tener una fuerte impresión de que la cultura de seguridad constituye una causa raíz de un incidente, es típicamente muy difícil encontrar el vínculo directo entre los factores del incidente y algo tan complicado como medir la cultura de seguridad. En términos de este incidente, sin embargo, es importante tratar de capturar la orientación total de la organizacional hacia la seguridad, incluyendo aquellos elementos que reflejen los conceptos de la cultura de seguridad como: el énfasis relativo entre la producción y las metas de seguridad, que tan bien definidos e integrados están los sistemas de administración de la seguridad dentro de los proceso del trabajo, el grado en el que los gerentes y supervisores enfaticen la seguridad y proporcionen el modelo a seguir en su propia conducta y en sus decisiones, el grado en el que la organización promueva el desarrollo y el uso de modelos de riesgo objetivos para orientar la toma de decisiones y el grado en el que el trabajador en forma individual, toma responsabilidad por su propia seguridad y el impacto en la seguridad de otros. Tales conductas claves se utilizan como referentes y con frecuencia son tomadas como indicadores, en un sentido amplio, de la naturaleza de la cultura de seguridad en la organización [158].

Dentro del alcance específico de la investigación de este incidente, no fue posible conducir una auditoria de de seguridad a las organizaciones participantes que nos darían un mayor entendimiento, dentro del contexto de la cultura de seguridad, en la que se dio el incidente. Pero en su lugar, las entrevistas que se llevaron a cabo y las revisiones de los programas relacionados con la seguridad, nos han aportado elementos. Las propias valoraciones de PEP sobre su rendimiento de seguridad son de un interés principal seguido por una serie de incidentes cerca del 2004 [219]. En la evaluación de las razones de estos incidentes, PEP ha identificado un número de debilidades de los elementos pertinentes a la cultura de la seguridad y la administración de sistemas de seguridad que se refleja en la Figura L45.

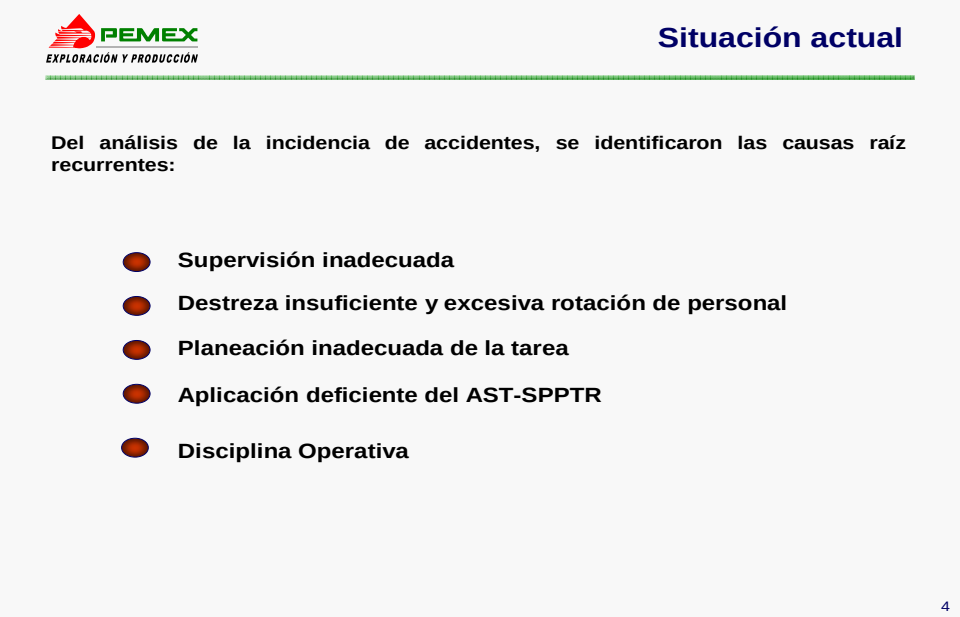


Figura L 46. Elementos de diagnóstico de seguridad de PEP

De esta figura, se puede concluir que los temas relacionados con la disciplina operativa y supervisión referente a la seguridad son importantes, así como la incorporación de la planeación de riesgos. También en los últimos años, PEP ha tomado un enfoque más activo, para resolver sus problemas de desempeño en la seguridad, con la implementación de diferentes iniciativas bien concebidas, incluyendo el esfuerzo de reforzar la disciplina operativa para ejercer un control mayor sobre el desempeño de seguridad de los contratistas y desarrollar un mejor programa para la evaluar incidentes en la operación , aprendiendo de la experiencia. Con respecto al aprendizaje de las experiencias en la operación,una observación incluida en la sección de "Operación o Funcionamiento", es que el desarrollo de una base datos con información de la confiabilidad de las SSSV´s, está apenas empezando a influenciar el entendimiento de PEP del incremento en el riesgo operativo y los pasos que deben seguir para regresar a las operaciones al nivel de riesgo previsto para estas operaciones costa afuera. Todavía hay mucho que aprender acerca de los patrones y mecanismos de falla que la SSSV es propensa a tener dentro de las operaciones costa afuera de PEMEX. Aunque, el simple hecho que el tiempo de vida de la SSSV en Litoral Tabasco, se encuentra por mucho, debajo de las expectaciones de diseño, debería motivar a PEMEX a aprender todo lo que pueda sobre las razones de los problemas de la SSSV. La agresividad con la que una organización identifica y trata estos problemas se refleja altamente en su cultura de seguridad.

Estas iniciativas, sin embargo, están apenas entrando en la fase de implementación en PEP, y se puede esperar que tome un poco de tiempo antes de que se dé un impacto total. Aunque dentro del contexto de este incidente, los temas que rodean la cultura de seguridad y la administración de sistemas de seguridad permanecen todavía.

Políticas, procedimientos y contratos

En su mayor parte, existen disposiciones contractuales claras establecidas entre PEMEX y PC, así como sus respectivas políticas internas y procedimientos que en la mayoría de los casos,

tratan adecuadamente las expectativas , métodos y requerimientos para lograr la seguridad (anexo S).[165] Las excepciones importantes parecen ser:

La falta de políticas y procedimientos relativos a las operaciones de la plataforma autoelevable de perforación/seguridad en plataforma fija, evacuación y rescate que tomen en cuenta de manera explícita tormentas que no son huracanes, pero que pueden tener una intensidad significativa. Como ha sido mencionado anteriormente en este reporte, el riesgo asociado con estas tormentas parece que no ha sido adecuadamente incorporado en las políticas y procedimientos.

Hay lagunas en las políticas y procedimientos de cómo, las dos principales organizaciones en este incidente (PEMEX y PC) coordinaron sus acciones para prevenir el desarrollo de un estado de crisis, durante la fase de transición entre posicionar la plataforma de perforación (de la cual PC estaba a cargo) y comenzar las operaciones de perforación (con PEMEX a cargo). También estuvo establecido durante el análisis de causa raíz que los procedimientos de manejo de emergencia de PEMEX y PC no estuvieron totalmente alineados el uno con el otro.

Varios procedimientos aprobados por PEMEX: (movimiento PEP-223-21100-OP-211-0268; posicionamiento PEP-20028320-OP-117-0001; y PC PGM-2-09-SO7B) contienen información pertinente para el análisis de factores causales relativos a la organización y administración. Estos procedimientos establecen una responsabilidad directa durante el movimiento y el proceso de establecer una referencia directa a las decisiones que pudieran constituir factores causales o contribuyentes para el incidente.

El contrato entre PEMEX y PC establece sus responsabilidades respectivas durante lo que esencialmente es una operación conjunta [165]. Entre las disposiciones clave del contrato PEMEX-PC que son pertinentes a las condiciones de seguridad, actividades y decisiones, están las siguientes:

- PC es responsable de movilizar la plataforma de perforación con todo el equipo abordo de la locación que PEMEX defina (Cláusula 6-b).
- PC es responsable por la contratación de cualquier tercero, el cual es el caso de los servicios suministrados por el “Rig Mover” (Cláusula 16).
- PC es responsable de la contratación del personal con entrenamiento y experiencia en operaciones. En ningún caso utilizarán personal aún sin su certificado (anexo B, 3.4).
- PC es responsable de la pérdida de los pozos o daños en los campos petrolíferos, si algunos de estos eventos se derivaran de la inobservancia o incumplimiento de las reglas y normas establecidas por las autoridades competentes (Cláusula 7).
- PC no es responsable por el cumplimiento de las obligaciones legales conformadas por el contrato bajo condiciones de fuerza mayor: tales como tormentas, sin embargo, no será considerado fuerza mayor, si alguno de estos eventos u omisión deriven de la falta de previsión por parte del servicio del proveedor (Cláusula 24).
- PC es responsable y está obligado a mantener en buenas condiciones el sistema de la red contraincendio (“Fire Control Net”) (anexo B 3.25).
- PC está obligado a asegurarse de que los materiales, equipos, repuestos que se usen en los términos del contrato, cumplan con las normas de calidad establecidas en los anexos del contrato (Cláusula 17).

Brian Lee

- El representante del proveedor, en este caso el superintendente de PC será responsable por el mantenimiento y el buen funcionamiento total del equipo en la plataforma (anexo B 3.16).
- El proveedor (PC) conducirá inspecciones del equipo principal, entre ellas las mandarinas. El proveedor tendrá que presentar un documento a PEMEX, garantizando el buen estado y credibilidad del cumplimiento del equipo con las normas de calidad correspondientes (anexo B, 3.29).
- El superintendente de PEMEX tendrá la autorización de supervisar las instalaciones y el equipo en cualquier momento. Aunque esto no libera al proveedor (PC) de sus obligaciones (anexo B, 4.2).
- En cada caso, PEMEX es responsable por la seguridad del personal de PEMEX que estuviera en la plataforma autoelevable de perforación, incluso aún cuando no estén ejerciendo alguna tarea durante la separación, navegación y posicionamiento. PEMEX no deberá permitir a sus trabajadores participar en alguna actividad que implique un riesgo adicional para el personal, equipo o la plataforma, fuera de los riesgos aceptados, de acuerdo con las prácticas comunes establecidas en trabajos de perforación, terminación y reparación de pozos (Cláusula 7).
- El anexo E.1 del contrato PEMEX-PC contiene requerimientos específicos de la seguridad relacionada con el equipo, incluyendo:
- Dos mandarinas en la plataforma en buenas condiciones y que deberán ser probadas y navegadas por el personal entrenado y designado para operarlas, por lo menos una vez cada tres meses (de acuerdo a la sección 14.11.5 de Mobil Offshore Drilling Unit (MODU) (2001).
- Un sistema para detectar gas sulfhídrico (gas hidrógeno sulfúrico). Humo de gas de combustible y de fuego en las principales áreas de peligro.
- Tres bombas de profundidad con una capacidad de 272m3/hora: dos instaladas y una como repuesto.

Aunque hubo aparentes deficiencias observadas durante esta investigación con relación a la implementación de algunas de las cláusulas de este contrato, la mayor parte de estas deficiencias no pueden ser consideradas de tener un papel como causales o contribuyentes en este incidente, aunque podrían serlo en algunos otros escenarios de incidentes. Por ejemplo, la falta de disponibilidad de un sistema que detecte gas sulfhídrico, que había sido comentado en secciones previas, no contribuyó al escenario del incidente. Sin embargo, si la fuga hubiese sido en la noche y el gas no hubiese sido detectado visualmente, la falta de disponibilidad de este sistema pudo haber sido una catástrofe. Otro tema pertinente, que habla de la deficiencia potencial en las cláusulas de contratos es, que ciertos sistemas claves de seguridad no fueron requeridos para estar en operación durante el movimiento y posicionamiento de la plataforma de perforación. Aparentemente el contrato asume que no se necesitan aparatos como tanques de aire, sistemas de alarma de gas tóxico y sistemas de apagado remoto, durante la preparación para perforar, sin tomar en cuenta los riesgos potenciales por la existencia de otros pozos “vivos” en la misma plataforma. Esto constituye una brecha contractual o de procedimiento que debe de ser cerrada,

Brian Lee

por lo que PEMEX y sus contratistas deberán cerciorarse que sus sistemas de seguridad estén establecidos antes de que otra operación de perforación comience.

Hay algunas deficiencias, sin embargo, que requieren consideración. La primera tiene que ver con el entrenamiento adecuado que se les da a los timoneles responsables de operar las mandarinas, como lo requiere el contrato. Como ha sido comentado, hay evidencia de los testimonios de los supervivientes de que la estructura de mando dentro de las mandarinas, se resquebrajó bastante rápido, una vez que los botes estaban en el agua. Mientras que los timoneles y sus asistentes habían recibido el entrenamiento para sus posiciones, había lagunas significantes de conocimiento para tales acciones, como el no haber desplegado el ancla de mar (Mandarina 2) o en el navegar hacia el Morrison Tide (Mandarina 1). Las decisiones tomadas por algunos de los individuos dentro de las mandarinas de abrir las escotillas, parecen no haber sido no discutidas y ni evitadas por los timoneles.

Sin embargo, los timoneles y sus asistentes habían completado recientemente el entrenamiento requerido y por lo tanto no implica una violación contractual. Segundo, hubo reportes de algunos de los sobrevivientes, de que algunas de las funciones abordo de las mandarinas no estaban en operación, tales como, los transponders y las comunicaciones de radio. Aunque no se puede probar que estas deficiencias llevaron directamente a algunas muertes, si estos reportes son exactos, entonces las probabilidades de supervivencia, pudieron haber sido disminuidas por esto.

Supervisión y vigilancia

Hubo varias áreas en donde la administración de PEMEX y PC, parecen no haber puesto mucha atención a las condiciones relacionadas a la seguridad y que esto refleja una debilidad en la supervisión y vigilancia. Entre los más importantes ejemplos están los que siguen:

- Parece ser que hubo una percepción inadecuada sobre la situación, por parte de la administración abordo (por ejemplo los superintendentes), relativa al problema que se estaba desarrollando en la plataforma de perforación, amenazando la integridad de la plataforma y de los pozos: la administración parece ser que no estaba atenta para resolver problemas potenciales, ni tomó acciones cuando los primeros indicadores de un problema se hicieron obvios, algunas horas antes de que el incidente se volviera incontrolable.
- Las disposiciones del contrato incluían la expectativa de que todos los sistemas de seguridad en las plataformas de perforación estarían en funcionamiento; sin embargo, PEMEX no auditó el cumplimiento que asegurara que estos sistemas estuvieran en su lugar y funcionando, por ejemplo, el sistema de alarma en la plataforma de perforación no estaba en funcionamiento a la hora del incidente.

Fortalecer la supervisión ha sido reconocido por la auto-evaluación de PEP, como la principal área en el mejoramiento relativo a la seguridad, como está reflejado en la Figura L 46.

Brian Lee

Figura L 47. La iniciativa de PEP para fortalecer la supervisión relativa a la seguridad

Esta iniciativa enfatiza la integración de una información de riesgo y práctica segura en el trabajo diario, haciendo que el trabajo del supervisor coloque a la seguridad como la prioridad número uno.

Toma de decisiones y liderazgo

Se hicieron observaciones con respecto a la toma de decisiones y liderazgo en las distintas etapas del incidente. En términos de la decisión de PEP y PC para mover la posición de la plataforma autoelevable de perforación, cuando había una ventana existente de buen clima, no hay bases para considerar que esta decisión haya sido un errónea. Ya que no hay bases aparentes para predecir que el "estado de embarcación ligera" a la hora de la tormenta hubiera llevado a consecuencias catastróficas, el proceso de toma de decisiones que se siguió pudo haberse considerado lógico.Sin embargo, hay dos decisiones relacionadas al posicionamiento y movimiento que merecen ser resaltadas:

- La decisión de mantener abordo a una gran cantidad de personal de PEMEX durante el transporte y posicionamiento del Usumacinta en el KAB-101, sin que tuvieran que estar realizando actividades de trabajo. Esta práctica, la cual se lleva a cabo por razones económicas y logísticas (esta evaluación fue dada por varios de los supervivientes de PEMEX durante las entrevistas) [(132)], en este caso llevó a que el personal fuera puesto en riesgo más de lo necesario. En tanto no se asuma que esta decisión no fue razonable, sus consecuencias deberían por lo menos llevar a una evaluación de si esta es una práctica que PEMEX quiera que continúe.

- El personal de VALLEN (encargado de los sistemas de seguridad abordo) fue removido de la plataforma antes de la navegación[38] . Todos los esquemas de seguridad bajo la responsabilidad de VALLEN fueron desconectados y se mantuvieron desconectados a la hora del incidente. Tomando en cuenta los reportes de que los sistemas de alarma que debe mantener PC no estaban en funcionamiento a la hora del incidente, la no disponibilidad de estos sistemas pudieron haber jugado un papel causal significante si el incidente se hubiera desenvuelto de una manera diferente. Como fuera, esta decisión parece no haber jugado un papel causal en la fuga y la continuación de la fuga, la decisión de abandonar y las muertes subsecuentes. En su lugar, esta decisión resalta la cuestión de la prioridad dada a la seguridad y si existe la filosofía de "primero la seguridad".

Otra cuestión puede resaltarse también es cómo la administración de PC en la plataforma de perforación tomó en cuenta la información sobre la inminente tormenta en las decisiones relativas a la retracción o despliegue del cantiléver y otras acciones que pudieron haber afectado la vulnerabilidad de la plataforma y su tripulación con respecto a los impactos de la tormenta. Un reporte climatológico elaborado por CONAGUA el lunes 22 (reporte 43 a las 3:00 p.m.) estableció el diagnóstico de la tormenta para octubre 22 y 23 de fuerte a violento sobre el Golfo de México y siguiendo su curso hacia el Sur del Golfo de Tehuantepec, con vientos de más de 100 km por hora. Mientras la fuerza de esta tormenta era suficiente para causar preocupación, ninguno de los sobrevivientes entrevistados indicó que hubiese habido decisiones, instrucciones o acciones tomadas para retirar el cantiléver o asegurar la plataforma de perforación, ya de cara al mal tiempo. Debido a que el superintendente de PC fue una de los fallecidos, no ha sido posible reconstruir completamente qué decisiones se consideraron y se hicieron con relación a los preparativos para la tormenta, aparte de que 1) para el lunes se consideró que era demasiado tarde para mover al personal fuera de la plataforma y 2) el superintendente sí suspendió el trabajo conforme la tormenta se aproximaba como muestra del interés por la seguridad.

En términos de la decisión de no retraer el cantiléver antes de la tormenta, no hay razón suficiente para considerar que esta decisión fue inapropiada. En primer lugar, no había una base fuerte para anticipar un movimiento significativo de la plataforma asociada con este tipo de tormenta. En segundo lugar, para cuando se percibió el movimiento, el tiempo y las condiciones existentes para trabajar eran muy limitadas para efectuar una retracción exitosa del cantiléver.

Una persona de la tripulación de PC reportó durante una entrevista [(132)], que él atestiguó el hundimiento del cantiléver sobre los pozos y les dio una advertencia temprana a ambos superintendentes (martes 23 entre las 9:30 y 10:00 a.m.) de que el cantiléver pudo haber golpeado los pozos. Sin embargo, no hay evidencia de otras entrevistas sobre decisiones, instrucciones o acciones tomadas para mitigar esta situación o para prepararse para las condiciones de emergencia que se pudieran desarrollar.

Una vez más, sin la habilidad para entrevistar a los superintendentes, es imposible saber qué opciones de acción fueron tomadas, consideradas o rechazadas. No se han identificado políticas y procedimientos específicos que indiquen, que esta aparente falta de acción existió en violación

[38] Carta firmada por el superintendente de PEMEX, de acuerdo al documento anexo-4PDF entregado a Battelle en marzo 13 de 2008

Brian Lee

a una política o procedimiento de seguridad. Mientras lo que se reporta como falta de acción durante el período que va hasta la fuga inicial que da problemas en la superficie, también no es claro de que hubo acciones que se podían haber tomado en ese momento, dada la severidad de la tormenta que ya estaba impactando a la plataforma.

Algunos de los supervivientes dieron testimonios en entrevistas, de que la toma de decisiones fue confusa o poco clara después de la fuga inicial y hasta la decisión de abandonar la plataforma. Hay versiones contradictorias de estas entrevistas en términos de quién parecía estar a cargo y tomando las decisiones durante la emergencia de la fuga. Muchas personas identificaron a un técnico de PEMEX como el que daba las órdenes, pero no todos estaban de acuerdo. Los pasos tomados para tratar de controlar la fuga inicial, parecen ser razonables dentro del contexto y las opciones disponibles, y por evidencia de algunas entrevistas, indican que el superintendente de PEMEX estaba involucrado en la aprobación y en la estrategia para controlar la fuga. Durante el abandono de la plataforma parece que hay un vacío de liderazgo de acuerdo a algunas personas entrevistadas. Hubo confusión entre los supervivientes con respecto a quién dio la orden de abandono y quién estaba a cargo. (Aunque la mayor parte de la gente reconocía que el superintendente de PEMEX estaba encargado por reglamento). Las entradas a los botes se hicieron en general ordenadamente, aunque no todos respetaron el bote asignado, yéndose en vez al otro bote.

Hay dos observaciones importantes relativas a lo que algunos de los supervivientes han descrito como falta de liderazgo [132]. La primera es que la falta de liderazgo, no llevó a toma de decisiones obviamente mal hechas durante esta fase del incidente. Después de la primera fuga, se tomaron pasos apropiados. Después del descontrol de la fuga, por política, la acción correcta a tomar fue abandonar la plataforma. Sin embargo, la segunda observación, es que en el grado, en que el testimonio de los sobrevivientes es exacto, de que ninguno de los dos superintendentes fue visto aplicando un liderazgo fuerte en la situación de crisis, denota una cuestión acerca de la selección de individuos en esa posición de responsabilidad. Como se puede recordar del incidente Piper Alpha, el débil liderazgo en esa plataforma se identificó como una de las causas principales del número tan alto de muertes [161].

Un área final perteneciente al liderazgo y a la toma de decisiones tiene que ver con las acciones en las mandarinas. Esto se tratada posteriormente en la sección de entrenamiento. Finalmente las atribuciones de un liderazgo débil deben ser puestas en el contexto de la muy difícil situación en la cual, toda la tripulación se encontró a sí misma. No es posible, ni es apropiado atribuir el incidente a un liderazgo débil de parte de algún individuo específico, como resultado de lo que las organizaciones los habían preparado para hacer.

Asignación de recursos y recursos para mantenimiento

Una función crítica de la administración de la seguridad es proveer recursos adecuados para los sistemas previstos para proteger gente, bienes y el medio ambiente. La siguiente observación apunta a donde los recursos se pueden haber considerado deficientes:

- Entrevistas con muchos de los sobrevivientes indicaron que muchos de los sistemas de seguridad de abordo, tales como el sistema de protección contraincendio, bombas para apoyarlo, sensores, alarmas y sistemas de aire, fueron desmanteladas, no estaban funcionales o estaba n pobremente mantenidas [132]. Mientras que esto posiblemente no es una causal directa del incidente y las muertes, estas mismas condiciones pudieron haber

Brian Lees

llevado a una significativa pérdida de vidas en la plataforma si es que la fuente de gas se hubiera encendido o si la fuga de H_2S hubiera sido mayor antes del abandono de la plataforma. Por lo tanto estas condiciones, si son verdaderas, constituyen una preocupación muy seria en la seguridad.

- Entrevistas con supervivientes e individuos involucrados en la operación de rescate, indican que el sistema de rescate existente estaba diseñado y habilitado pobremente para enfrentar tan severa emergencia,condiciones climatológicas y del mar. (132) Específicamente se puede hablar de que las embarcaciones que se enviaron a apoyar el rescate, parecían que estaban equipadas inadecuadamente y las tripulaciones de algunas de ellas, aparentemente no estaban entrenadas en operaciones de rescate.
- La bitácora de comunicaciones del Control Marino indica que no había actualizaciones climatológicas para las plataformas, vía el servicio climatológico de PEMEX, durante las horas potencialmente críticas conforme la tormenta se desarrollaba en intensidad. Entrevistas indican que el centro de servicio climatológico de PEP no tiene personal las 24 horas y por lo tanto no está adecuadamente habilitada para proveer información continúa real cuando se necesita.

Selección y entrenamiento

Una de las áreas que está más directamente implicada en las muertes que ocurrieron después del abandono, involucra a la selección y entrenamiento.

- La mayoría de las historias de los supervivientes de cómo fueron rescatados, confirman que el sistema de rescate fue preparado pobremente y desorganizado para una operación en tales condiciones climatológicas extremas, como lo comentaron los capitanes de algunos de los barcos, indicando que ellos estaba n inadecuadamente equipados y entrenados para enfrentar la situación. Entonces, parece que un entrenamiento más fuerte en operaciones y técnicas de rescate son requeridos para aquellos recursos que puedan responder a esas situaciones.
- Una deficiencia específica en el entrenamiento con base en el testimonio del timonel de la Mandarina 2 (132) fue la falta de entendimiento de la operación y la función del ancla de mar. El uso de esta ancla de mar es parte de las instrucciones y procedimientos para la operación en mares picados (120) pero de acuerdo a los sobrevivientes, el ancla de mar no fue desplegada. Mientras no se puede asegurar que el despliegue del ancla de mar hubiera prevenido al Mandarina 2 de volcarse, la habilidad mejorada para mantener el bote orientado apropiadamente hacia las olas, hubiera ayudado a conducir y navegar y hubiera podido jugar un papel positivo en mantenerlo sobre su vertical. De acuerdo con el timonel, él no recibió ningún entrenamiento en el uso del ancla de mar.
- Adentro de los botes, la gente parecía que había respetado a la autoridad de los timoneles, ya que ellos eran los únicos que sabían manejar los botes. Sin embargo, por alguna razón y por alguna fuente de instrucción, las decisiones tomadas por algunos de abrir las escotillas, resultaron en el daño a la integridad de ambos botes[39] . Esto habla ya sea de la

[39] Entrevistas de 5 supervivientes hechas por la Secretaría del Trabajo y entregadas a Battelle en el documento "Testimonios de Sobrevivientes. Pdf"

Brian Lee

deficiencia en el entrenamiento o de una deficiencia en el liderazgo o ambas que contribuyeron a la pérdida de vidas. El liderazgo informal naturalmente surgió después de voltearse y hundirse las mandarinas. Por lo tanto, parece ser que hubo insuficiente atención a la selección y/o entrenamiento para asegurar que hubiera liderazgo efectivo en tales situaciones.

- Muchos de los sobrevivientes han indicado que su entrenamiento para sobrevivir en las mandarinas y en el agua fue inadecuado para lo que ellos realmente experimentaron. Potencialmente esto contribuyó a malas decisiones hechas en relación al abandono de las mandarinas.

Tendencias e implicaciones

La influencia más directa por parte de la organización y administración en este incidente pertenece a los temas relacionados con sistemas de recursos de seguridad (especialmente en la función de búsqueda y rescate) y la selección y entrenamiento de personal. Y además de que estos elementos se han detectado como elementos causa-raíz de las muertes, la cultura más general de seguridad, señala lagunas en el uso de información relevante al riesgo, en la planeación de operaciones, en la administración del cambio y en la incorporación de lecciones de la experiencia operativa. La implicación principal de estas observaciones es que mientras las organizaciones estaban preparadas para lo típico, no estaban preparadas para lo atípico, ni en el entrenamiento ni en la toma de decisiones, ni en la funcionabilidad del sistema de rescate, etc.

Conclusiones

En términos de la fuga inicial, el factor organizacional y administrativo no puede ser considerado como la causa directa. En la conducción de este análisis nos hemos cuestionado en cada paso, la pregunta, de si la administración hubiera tomado diferentes decisiones se hubieran evitado la fuga inicial. Y a pesar de la existencia de algunos signos tempranos de alarma, no es posible decir, que dada la información que había a la mano en Litoral Tabasco y en la administración en la plataforma en los días anteriores y en el día del incidente, que diferentes decisiones operativas hubieran hecho que se hubiera reducido la probabilidad o aún las consecuencias de la fuga inicial.

Sin embargo, el factor organización y administración puede ser considerado como contribuyente indirecto a través de la administración del riesgo seguida por PEP y PC – un hecho compartido con el factor causal de la administración del cambio. Más específicamente y reconocido por la propia evaluación de PEP, éste ha tenido una deficiencia histórica en la integración de modelos de riesgo, conceptos y evaluaciones en la forma en que opera [(219)]. Mientras los eventos específicos que rodean este incidente no son comunes, tampoco estaban fuera del parámetro razonable de escenarios que podían haberse considerado desde una perspectiva comprensible de riesgo. Esto también es verdad para PC quién experimentó en el 2003 un incidente con el Usumacinta, que debió haber incrementado su concentración en temas de estabilización de plataformas[40] . Sin embargo estas deficiencias no son suficientes para sugerir un papel causal directo de la organización y de la administración en esta fase del incidente. Viendo hacia adelante, si PEP y PC no sacan provecho de las lecciones aprendidas de este incidente para

[40] Reporte del incidente entregado a Battelle por Perforadora Central, 7 de mayo de 2008

desarrollar y manejar un entendimiento más claro sobre el riesgo, entonces la organización y la administración serán consideradas como la raíz causal de incidentes subsecuentes.

En términos de la continuación de la fuga, la organización y la administración no pueden ser consideradas la causa directa. Como ha sido discutido en alguna otra parte, el mal funcionamiento de la SSSV es la causa directa más viable de la continuación de la fuga. No hay nexos directos entre organización y administración y el mal funcionamiento de la SSSV. Sin embargo, como en el caso de la fuga inicial, hubo varias señales de aviso al principio, de que el espacio de seguridad para las operaciones estaba siendo degradado con la cantidad de problemas de confiabilidad y desempeño de la SSSV. El potencial de degradación en esta barrera esencial de seguridad, no parece haber cambiado la perspectiva operacional del manejo de riesgo anterior al incidente. Por lo tanto una preocupación puede elevarse o puede aflorar acerca de que ya sea que PEP pudo haber reconocido las implicaciones generales de riesgo de los temas de desempeño de la SSSV y haber tomado medidas a través de cualquier forma para mantener el nivel de seguridad visualizado en el desarrollo original del plan. Dado que las auto-evaluaciones de PEP han identificado como falla el aprendizaje de eventos anteriores de operación, ésta es un área donde PEP necesita mejoras [(219)] y el factor organización y administración puede ser considerado como contribuyente a la causa raíz de la continuación de la fuga.

En términos de muertes, lesiones y otras pérdidas asociadas con la fase de abandono que siguió, la organización y la administración juegan un papel mucho más obvio. Específicamente hay una base fuerte para aseverar que el personal de la plataforma no había sido adecuadamente preparado para maximizar sus oportunidades de supervivencia una vez que entraron a las mandarinas. Esta deficiencia pertenece al ejercicio del liderazgo y toma de decisiones dentro de las mandarinas y a las habilidades específicas que los individuos tenían para sobrevivir una vez que estaban en el agua. Esta deficiencia puede ser ligada fuertemente a la organización y administración a través de la evidencia de que los timoneles no habían sido seleccionados y entrenados para aseverar un fuerte papel de liderazgo en situaciones extremas que encontraron y que el entrenamiento demasiado general en abandono y supervivencia, no había incluido una guía realista para situaciones extremas.

En términos de las operaciones de rescate la organización y administración juegan un papel significante de contribución a la causa raíz, por la ausencia de capacidades de rescate y el menos que óptimo diseño de coordinación y comando de este incidente. Mientras que no se puede probar que menos gente hubiera muerto si estos dos factores hubieran sido tratados más agresivamente, es razonable esperar que hubiera habido menos muertes. Las deficiencias específicas han sido mencionadas en el factor causal EPMR . Bastará aquí con enfatizar en los siguientes puntos:

- Gente clave a través de toda la operación de rescate desde Control Marino, hasta los capitanes de los barcos que proporcionaron el apoyo de rescate, tuvieron falta de información y de un claro criterio que los pudo haber conducido a tomar el mejor camino de acción para minimizar la pérdida de vidas, desde el punto del abandono. Dada la escala de las operaciones marinas de PEMEX y de otras lecciones de incidentes marinos es difícil entender esta deficiencia, excepto como una reflexión de una debilidad más general de la cultura de seguridad en PEP y de su administración de prioridades que son el centro de esta.

Brian Lees

- El manejo de los recursos de emergencia y las funciones de rescate, también demuestra sus insuficiencias, en el hecho de que no había navíos o helicópteros con esa función única, disponibles para el rescate y además que estuvieran ampliamente equipados y con el personal adecuado para esta acción de rescate.
- Lecciones como el incidente del Piper Alpha habían fuertemente reforzado la necesidad de una coordinación dedicada, fuerte, enfocada en el manejo de emergencias y operaciones de búsqueda y rescate [(162)]. Mientras cada elemento en el esfuerzo de búsqueda y rescate hizo lo mejor que pudo para estar en comunicación y mantenerse coordinado, el esfuerzo general fue ad-hoc. Nunca podremos saber si una mejor coordinación hubiera salvado vidas, pero si sabemos que los participantes en la operación de búsqueda y rescate, expresaron algo de frustración sobre la falta de coordinación.

En resumen, el factor causal de la organización y administración contribuye a las causas raíz de alguna forma indirecta en los casos de la fuga y de la continuación de la fuga, pero de manera importante en la explicación de las muertes. Además otras áreas de preocupación fueron anotadas en esta evaluación, que no son causales relativas a este incidente, pero que deben mencionarse, ya que estas mismas preocupaciones pueden terminar jugando un papel causal en escenarios y eventos parecidos.

Durante el transcurso de este análisis de causa raíz, pedimos y recibimos información sobre los sistemas de manejo de seguridad de PEP y de su programa de mejoramiento de seguridad. Después de un número significativo de incidentes en el 2004, PEP empezó a implementar iniciativas diseñadas para fortalecer el cumplimiento de la seguridad dentro de sus propias operaciones, así como en la de sus contratistas. Lógicamente, la iniciativa empezó con una evaluación del problema y la identificación de prioridades para su intervención. Apenas recientemente, las iniciativas han entrado en la fase de implementación. Sin embargo, las iniciativas que nosotros revisamos, están en la mayoría de los casos directamente relacionados con la debilidad de la organización y administración y con las cuestiones que identificamos relativas a este incidente. Especialmente el énfasis dado a la supervisión y revisión de los contratistas, fortaleciendo la disciplina de las operaciones, fortaleciendo la supervisión relativa a la seguridad, asegurando que todo el personal tenga el entrenamiento requerido para actuar con seguridad, aprendiendo de la experiencia de operaciones (fallas e incidentes). Es importante integrar todos los aspectos de riesgo en la planeación de las operaciones y si se implementan exitosamente sería muy eficiente en el tratamiento de los problemas identificados aquí. PEP debería apoyar con firmeza estas iniciativas, haciendo responsables de su éxito a todos los niveles de la administración

Dado el apoyo inicial para estas iniciativas a los niveles altos de la administración en PEP, existe el potencial para una mejoría significativa. El reto, al igual que con la mayoría de las organizaciones, será el asegurarse de que los cambios de conducta esperados por estas iniciativas, sean realizados en forma cotidiana a través de toda la organización.

Brian Lee

L11: Limitaciones externas (LE)

Ámbito

Identificar los intereses de los grupos de interés ("stakeholders") que pudieran afectar las operaciones de PEMEX. A través de un mejor entendimiento de estos intereses, identificar si puede existir afinidad de ideas o un posible conflicto de intereses con las operaciones seguras y eficientes de PEMEX.

Benchmarks, datos clave, información, observaciones y/o hechos

PEMEX es mucho más que una compañía petrolera: es parte del patrimonio nacional de México. PEMEX es la compañía más grande en México con casi 150,000 empleados y debido a la naturaleza de su organización, es un conglomerado de diversos intereses. Su Consejo de Administración de once miembros está formado por seis representantes de los Estados Unidos Mexicanos designados por el Presidente de México, incluyendo al presidente del Consejo, y cinco representantes del Sindicato de Trabajadores Petroleros. En la actualidad, los representantes de los Estados Unidos Mexicanos designados por el Presidente de México son la Secretaria de Energía, el Secretario de Hacienda y Crédito Público, el Secretario de Medio Ambiente y Recursos Naturales, el Secretario de Comunicaciones y Transporte, la Secretaria de Relaciones Exteriores y el Secretario de Economía. La presidenta del Consejo de Administración de PEMEX es la Secretaria de Energía.

El Sindicato de Trabajadores Petroleros es el grupo de interés más obvio y al mismo tiempo uno de los obstáculos principales para la reforma que la mayoría de los analistas piensa que es necesaria para el futuro bienestar de PEMEX y de México. El Sindicato de Trabajadores Petroleros cuenta con 97,000 trabajadores de tiempo completo, 27,000 trabajadores temporales y 50,000 miembros retirados. Las relaciones con los trabajadores del sindicato son "de relevancia primordial para la compañía" declaró el Director General de PEMEX Jesús Reyes Heroles, quien busca más poder para tomar decisiones en la administración de PEMEX y celebrar alianzas tecnológicas y "estratégicas" con otras compañías. Una de las preocupaciones principales del Sindicato es que PEMEX subcontrate empleos a compañías privadas.

Entre las muchas otras partes interesadas de PEMEX están los estados y las comunidades locales en donde PEMEX lleva a cabo operaciones. Además de la contribución de aproximadamente el 40% de los ingresos fiscales federales, más del 30% y 20% de los ingresos del estado y las municipalidades provienen respectivamente de los hidrocarburos. Otros grupos interesados incluyen las agencias gubernamentales en general, pero de manera específica la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales SEMARNAT, la Secretaría del Trabajo y Previsión Social, Universidades, otras instituciones de investigación mexicanas, la Procuraduría General, la Secretaría de Energía y la población mexicana en general.

La SEMARNAT y agencias ambientales relacionadas

PEMEX está sujeta a las disposiciones de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y los reglamentos emitidos bajo la misma, así como varias normas ambientales técnicas emitidas por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

Brian Lee

(SEMARNAT), que tiene bajo su cargo la supervisión y reglamentación de los asuntos ambientales relacionados con PEMEX. Las Secretarías de Salud, Comunicaciones y Transporte, Marina y Energía contribuyen con la SEMARNAT en sus funciones. Además, PEMEX está sujeta a las leyes y reglamentos ambientales emitidos por los gobiernos de cada uno de los Estados de México en los que se ubican sus instalaciones.

Instituciones de investigación y círculos académicos

PEMEX como institución nacional tiene obligaciones sociales y económicas ante las comunidades en las que tiene mayor presencia. Estas obligaciones con frecuencia se cumplen a través del soporte a programas de construcción de instituciones de asistencia social. De la misma forma que el sindicato obrero ejerce presión sobre PEMEX para no contratar trabajadores terceros o extranjeros, PEMEX tiene una presión similar para dar soporte al desarrollo de instituciones académicas y de investigación locales. La teoría es que con el soporte de PEMEX, estas instituciones pueden desarrollar capacidades para satisfacer las necesidades de la industria con talento local. Esta obligación se cumple algunas veces a través de contratos de servicio de soporte técnico menor al tiempo completo (tiempo parcial) o análisis ambientales. La Ley Mexicana permite que PEMEX tenga acceso a universidades e instituciones de ciencia y tecnología mexicanas a través de una contratación directa en lugar de llevar a cabo una competencia total y abierta. La legislación de la nueva reforma estipula que un porcentaje específico de los ingresos deberá ser empleado en programas con el IMP y las universidades para apoyar la investigación. Los artículos publicados recientemente han puesto en tela de juicio los resultados que PEMEX obtiene de estas inversiones.

La Procuraduría General de la República (PGR) Mexicana

La PGR es una de las partes involucradas en la investigación del ACR con respecto al accidente de la Plataforma Usumacinta. En vista de que deben tomar en consideración la posibilidad de negligencia criminal, la PGR también está llevando a cabo una investigación. La investigación del ACR y la investigación de la PGR no son complementarias. El objetivo del ACR es entender y corregir las causas sin determinar culpas, mientras que el objetivo de la investigación de la PGR es identificar a los culpables. A pesar de que se sabe que debe darse prioridad a los posibles aspectos criminales del caso, también queda claro que los objetivos de las investigaciones son polos opuestos y no deben superponerse. La investigación del ACR se vería obstaculizada si se creyera que los testimonios no se realizan bajo la más estricta confidencialidad. En ambos casos, es necesario realizar las investigaciones antes de que la memoria comience a desvanecerse y la evidencia desaparezca. PEMEX ha expresado su deseo de realizar una investigación de ACR en apoyo al objetivo de establecer un clima de seguridad para todas sus operaciones.

Secretaría del Trabajo

La Secretaría del Trabajo y Previsión Social tiene relevancia en relación con este incidente debido a que también está involucrada en una investigación del mismo. De acuerdo con el Boletín 46 – 26 del mes de Octubre 2007, el alcance de esta investigación es el siguiente:

> La STPS realizará Inspección Extraordinaria de las condiciones de seguridad e higiene en la plataforma “Usumacinta” de PEMEX en Campeche.

Brian Lee

> En cumplimiento de las instrucciones giradas por el Presidente Felipe Calderón Hinojosa a las autoridades federales para que "realicen la más exhaustiva investigación acerca de lo ocurrido tanto de las causas de la tragedia como de las fallas en los procedimientos y medidas de seguridad", la Secretaría del Trabajo y Previsión Social, de conformidad con sus atribuciones legales, iniciará a partir del 27 de octubre de 2007 una Inspección Extraordinaria sobre las condiciones de seguridad e higiene en la plataforma Usumacinta de Petróleos Mexicanos en Campeche.
>
> El objetivo de esta Inspección Extraordinaria consiste en conocer y valorar todos los rubros documentales (estudios, manuales, programas y procedimientos), exigidos por la normatividad laboral, los cuales se confrontarán con las actividades físicas que se efectuarán en las áreas e instalaciones de la plataforma.

Se ha informado que la Secretaría del Trabajo ya concluyó por lo menos una parte de su investigación y podría haber identificado hasta 96 violaciones contra PEMEX. Una vez más, al igual que con la investigación de la PGR, es importante marcar una diferencia entre la investigación del ACR y la que está llevando a cabo la Secretaría del Trabajo. El objetivo del ACR es apoyar la instauración de un clima de seguridad dentro de las operaciones de PEMEX. No sería adecuado utilizar los resultados de la investigación del ACR para respaldar los alegatos de culpabilidad o de otro modo señalar culpables.

Secretaría de Energía

PEMEX sin duda estará en el centro de cualquier reforma al sector energético en México. La Secretaria de Energía, además de su función como Presidenta del Consejo de Administración de PEMEX, necesitará definir la nueva estrategia para México en el Siglo 21. Esta estrategia podría significar menos dependencia en el petróleo y la creación de un mejor equilibrio de las fuentes de energía. Sin embargo, PEMEX seguirá siendo el pilar de cualquier estrategia de la energía en México para el futuro inmediato, pero en esta posición también puede desempeñar un papel importante en el desarrollo del nuevo paradigma de la energía en México y ayudar a dirigir un programa que garantice una estrategia energética razonable y equilibrada.

Reformas

El Presidente Felipe Calderón declaró que basaría su política energética en siete pilares: exploración, tecnología, financiamiento, transformación (petroquímicos y refinación), transparencia y eficiencia. El enfoque está dirigido claramente a PEMEX. A través de los diversos paquetes de reformas bajo consideración, PEMEX busca controlar su creciente deuda por pensiones que carece de respaldo financiero, y que se elevó 16 por ciento en el 2006 a 454 mil millones de pesos (US $41.7 mil millones). La deuda externa de PEMEX, sin contar las obligaciones por pensiones, era de US $52 mil millones para finales del 2006. La administración de PEMEX ha presionado al Sindicato para que le otorgue a la compañía más flexibilidad con respecto a la transferencia de trabajadores y el cierre de las plantas no rentables. Por ejemplo: una fábrica de petroquímicos de PEMEX cerca de la ciudad de Camargo, Chihuahua, no operó durante más de un año y seguían estando en la nómina de la planta 264 trabajadores. En negociaciones recientes con PEMEX, el Sindicato ha concedido la razón sobre este punto. PEMEX podrá ahora reubicar a aproximadamente 16,000 trabajadores dentro de las cinco subsidiarias de la compañía en lugar de tener que contratar nuevos trabajadores para hacer frente

Brian Lee

a la falta de personal en ciertas áreas mientras que los empleados subutilizados en otras áreas disfrutan permisos de ausencia.

En septiembre de 2007, la legislatura mexicana aprobó un recorte fiscal para PEMEX reduciendo los pagos por regalías de la empresa del 79% al 74% en el 2008 y un 0.5% adicional cada año subsiguiente hasta fijarlo en 72.4% en el 2011. Esta reforma permitirá a PEMEX retener un monto estimado de $3 mil millones en el 2008 y $1.5 mil millones adicionales para el 2011 a los precios actuales del crudo.

El banco de inversiones Morgan Stanley de los Estados Unidos llamó a esta reforma "un paso claro en la dirección correcta" y "una ruptura con el pasado de paralización política de México". Fitch Ratings elevó la calificación de crédito de divisa extranjera a largo plazo de México.

Los analistas creen que a pesar de que el alivio financiero es un primer paso correcto, esto no es suficiente por sí solo para resolver los problemas críticos que enfrenta PEMEX. Se necesitan urgentemente reformas más amplias y esto requerirá un acuerdo intergeneracional con los sindicatos. La edad promedio de un trabajador de PEMEX es de 55 años, lo que los coloca en un rango de edad relativamente avanzada en comparación con el promedio nacional, y como se mencionó con anterioridad, sus pensiones no tienen respaldo financiero. PEMEX está luchando contra el agotamiento de las reservas, la tecnología obsoleta, miles de millones de dólares de deuda y una infraestructura que se está desmoronando. Si bien la nueva legislación proporcionará recursos adicionales con la finalidad de financiar un aumento en la exploración y producción, el acceso a tecnologías avanzadas es quizás la necesidad más grande, y requerirá una reevaluación de la función de las alianzas estratégicas y otros medios para poder lograr el acceso a la tecnología.

Tendencias e implicaciones

A pesar de que los detalles pueden variar en forma significativa y los grupos interesados ("stakeholders") no estarán de acuerdo, existe un consenso cada vez mayor que indica que es necesaria una reforma importante en el sector de la energía en general y para PEMEX de manera específica. PEMEX está buscando cada vez más a compañías internacionales con miras a establecer alianzas estratégicas con el propósito de tener acceso a las tecnologías avanzadas. El papel del sindicato obrero está cambiando porque reconoce que el costo histórico absorbido por PEMEX para las pensiones y aspectos similares no ofrece un futuro viable bajo las condiciones actuales.

Conclusiones

Las conclusiones claves incluyen:

- PEMEX no puede depender de las instituciones locales para la tecnología que requiere con el propósito de cumplir con los objetivos nacionales establecidos por el gobierno federal. Con el fin de lograr el acceso a la tecnología, es necesario que PEMEX establezca alianzas estratégicas con instituciones internacionales.
- PEMEX no puede continuar siendo todo para todos, incluyendo el sindicato obrero. La deuda externa y las obligaciones por pensiones sin respaldo financiero dificultan la realización de inversiones estratégicas por parte de PEMEX. Sin embargo, la reforma de PEMEX requerirá más que un simple acceso a fondos mayores y tecnología avanzada.

Brian Lee

Las reformas deseadas representan un cambio en la cultura y requerirán que la administración se vuelva experta en el manejo de cambios.

- El objetivo de PEMEX de enfrentar los problemas subyacentes que provocaron o contribuyeron al accidente de la Plataforma Usumacinta es un conflicto potencial con las investigaciones punitivas que está llevando a cabo la PGR y la Secretaría del Trabajo y Previsión Social.

L12: Aspectos Especiales o Únicos (AEU)

Ámbito

Entender el contexto nacional y las posibles circunstancias únicas bajo las cuales opera PEMEX. Comprender la manera en que estas circunstancias podrían haber contribuido a la causa fundamental del accidente en la Plataforma Usumacinta.

Benchmarks, datos clave, información, observaciones y/o hechos

En el 2006, México se clasificó como el sexto productor de petróleo más grande en el mundo. Sin embargo, la producción de petróleo en el país ha comenzado a decrecer, a medida que la producción en el gigantesco campo Cantarell disminuye. El sector petrolero es un componente crucial para la economía de México: a pesar de que su importancia relativa para la economía mexicana en general ha experimentado un declive, el sector petrolero sigue generando más del 10 por ciento de los ingresos por exportaciones del país. Y lo más importante: el gobierno depende de las ganancias provenientes de la industria del petróleo (incluyendo los impuestos y pagos directos de PEMEX) que representan una tercera parte de los ingresos totales del gobierno. Por lo tanto, cualquier reducción en la producción de PEMEX tiene un efecto directo en el balance fiscal general del país.

De acuerdo con el *Oil and Gas Journal* (*OGJ*), México contaba con 12.4 mil millones de barriles de reservas de petróleo comprobadas al 1 de enero de 2007. La mayor concentración de reservas de crudo permanentes se localiza mar adentro en la zona sur del país, principalmente en la Cuenca de Campeche. También existen reservas de proporciones considerables en las cuencas terrestres de México en la zona norte del país.

México produjo un promedio de 3.71 millones de barriles al día (MMBD) del total de activos líquidos del petróleo durante el 2006, una producción menor en comparación con 3.78 millones MMBD en el 2005. De la producción de petróleo en México, aproximadamente el 88 por ciento representó petróleo crudo y condensado. Muchos analistas creen que la producción en el país continuará disminuyendo en los años venideros. Afectada sobre todo por el declive en la producción en el gigantesco Campo Cantarell, la producción de petróleo en México ha disminuido en 174,000 barriles diarios ó 5.3% en el 2007 a un promedio de 3.08 MMBD. Una gran parte de esta disminución en la producción se debió a las inclemencias climáticas y un declive esperado en el complejo Cantarell en el Golfo de México. En el 2007, el Huracán Dean y los frentes fríos durante el mes de octubre forzaron a la evacuación de las plataformas marítimas y el paro de toda la producción por varios días.

Las reservas comprobadas de México se han reducido en años recientes. La relación de reservas / producción de México (en base a los niveles de producción del año anterior) cayó de 20 años en el 2002 a 10 años en el 2006. Los analistas creen que PEMEX no cuenta con suficientes fondos disponibles para la exploración e inversión para poder revertir este declive, debido a que la mayor parte de sus ingresos, la compañía los transfiere al gobierno federal.

La mayor parte de la producción de petróleo en México ocurre en la Sonda de Campeche. En el 2006, esta área representó el 80 por ciento de la producción total de petróleo crudo de México. Otros centros de producción importantes son las cuencas dentro de la costa en las zonas norte y

Brian Lee

sur del país. Debido a la concentración de la producción de petróleo en México en el área del Golfo de Campeche, cualquier tormenta tropical o huracán que pase a través del área puede afectar las operaciones del petróleo. El campo petrolero Cantarell, localizado en la Sonda de Campeche, es uno de los campos petroleros más grandes del mundo. En el 2006, Cantarell produjo 1.8 MMBD de petróleo crudo, ó 55 por ciento del total nacional.

Los otros dos centros de producción de petróleo más importantes en la Sonda de Campeche con Ku-Maloob-Zaap (KMZ) y Abkatun-Pol-Chuc. Con una ubicación contigua a Cantarell, el complejo KMZ produjo 403,000 barriles diarios de petróleo crudo en el 2006, una producción mayor en comparación con 321,700 barriles diarios de petróleo crudo en el 2005. La producción en el campo se ha elevado en un 50 por ciento con respecto a la década anterior, y PEMEX espera que el desarrollo continuo del campo compense una parte del declive en la producción de Cantarell. Mediante la ejecución de un programa de reinyección de nitrógeno similar al puesto en práctica en Cantarell, PEMEX espera incrementar la producción en KMZ a 800,000 barriles dirarios para el 2010. Otra fuente de producción nueva de petróleo crudo es el Crudo Ligero Marino de PEMEX, que tiene el propósito de incrementar la producción mar adentro de variedades más ligeras de crudo en 250,000 barriles diarios para el 2010. Fuera de la costa del Estado de Tabasco, el complejo Abkatun-Pol-Chuch produjo 332,000 barriles diarios de petróleo crudo en el 2006, alrededor de un 11 por ciento más que durante el 2005. Sin embargo, la producción en el 2006 seguía siendo aproximadamente la mitad de los niveles observados en el año 1996.

El campo más grande en la zona norte es cerca de Poza Rica. PEMEX estudia el proyecto Chicontepec en tierra, ubicado al noreste de la Ciudad de México, como una fuente potencialmente importante para el desarrollo de la producción a futuro. Chicontepec contiene una cantidad estimada de 6.5 mil millones de barriles de reservas probables. Para finales del 2004, PEMEX reportó que había perforado 93 pozos de exploración y 1,004 pozos de desarrollo en el área. Sin embargo, el proyecto de Chicontepec está todavía en las primeras etapas de desarrollo, y no hay cálculos sólidos disponibles con respecto a su potencial de producción total.

De acuerdo con la SENER, la Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2007-16 preparada por el Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía, en cualquier panorama -alto o bajo- la producción de Cantarell promediará 917,000 - 921,000 barriles diarios durante los años 2006-16, con una disminución anual promedio de 14.1%.

El panorama de la SENER muestra que Chicontepec y KMZ compensarán parcialmente las reducciones esperadas en Cantarell, a pesar de que será imposible mantener la producción en los niveles alcanzados en años anteriores.

En el caso del panorama bajo previsto por la SENER, se calcula que Chicontepec incrementará su porcentaje de producción en un 32% al año. El aumento en el volumen para el año 2016, sin embargo, será de 360,000 barriles diarios, comparado con las cifras obtenidas en el 2006, "lo que significaría que este proyecto sería incapaz de compensar la caída en la producción de Cantarell".

El Financiero concluyó que: "en un escenario de una disminución en la producción energética, se espera un declive más pronunciado en la región marítima del noreste, donde se ubican los activos más productivos, y también se anticipan efectos en las regiones sur y suroeste marítima, que sufrirán reducciones del 40% y 20%, respectivamente".

Los expertos de la industria afirman que el objetivo de PEMEX de mantener la producción de petróleo en 3.1 millones de barriles por día hasta el año 2020, restableciendo al mismo tiempo las reservas e iniciando la producción en aguas profundas para el 2013, es demasiado ambicioso.

Tendencias e implicaciones

1. El petróleo fácil ya se encontró. Será más difícil ahora encontrar nuevos descubrimientos y más costoso llevar a cabo la producción:
   - Al día de hoy, Cantarell necesita únicamente 208 pozos para producir el equivalente a una cuarta parte de la producción de petróleo total de los Estados Unidos, mientras que los Estados Unidos necesitan cientos de miles de pozos para un botín similar.
   - Queda entonces Chicontepec, un campo terrestre grande en la zona este de México que fue descubierto en la década de 1920, pero que no ha sido desarrollado en su totalidad debido a que está dividido en pequeños focos de petróleo que se extienden sobre una superficie de miles de millas cuadradas en terreno rocoso. PEMEX afirma que necesitará más de 15,000 pozos para explotar por completo el campo, un reto difícil considerando que PEMEX ha perforado aproximadamente 23,000 pozos desde su creación en 1938.
   - Debido a las características desfavorables de la geología, PEMEX extrae únicamente del 6% al 8% del petróleo en el subsuelo de Chicontepec, en comparación con los porcentajes de extracción promedio de alrededor del 20% en la industria del petróleo de manera global. Las técnicas de recuperación secundarias como por ejemplo la inyección de gas natural podrían elevar este porcentaje al 10%.
2. El declive en la producción del petróleo ejerce una presión económica sobre el gobierno federal y al mismo tiempo dificulta la búsqueda de las inversiones necesarias para reponer y aumentar las reservas:
   - El año pasado, Cantarell fue responsable de aproximadamente $25 mil millones de los $53 mil millones que PEMEX entregó al gobierno. La excesiva factura fiscal ha dejado a PEMEX sin efectivo en forma crónica para invertir en la búsqueda de nuevos campos que reemplacen a su colosal campo envejecido.
   - Las áreas como Chicontepec forzarán al Gobierno de México a elevar los gastos destinados para la exploración y producción en los años venideros, ya que de lo contrario se seguirá observando una caída continua en la producción del petróleo.
   - El presupuesto de inversión de PEMEX para el 2007 asciende a $14 mil millones. Jesús Reyes Heroles, el Director General de la compañía, ha declarado que la empresa necesita presupuestos anuales de $33 mil millones, de los cuales dos terceras partes se destinarían a la inversión, y el resto para cubrir las operaciones.
3. Los ciclos climáticos en el Golfo de México están experimentando cambios y existen estudios recientes que sugieren que pueden presentarse eventos meteorológicos ya sea más frecuentes o más fuertes que los normales. De manera histórica, la preocupación en los análisis de riesgos asociados con los eventos meteorológicos en el Golfo se ha enfocado casi exclusivamente en los huracanes. Los estudios recientes están tomando en cuenta una perspectiva más completa del riesgo y contemplan un análisis más sofisticado para entender la energía asociada con los eventos climáticos con el fin de comprender mejor el verdadero riesgo para la industria y la infraestructura marítima.

Brian Lee

- La Dirección General de Recursos Minerales (MMS por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos emitió recientemente reglamentos revisados con respecto a las precauciones que necesita tomar en cuenta la industria del petróleo y gas basada en los Estados Unidos con la finalidad de prepararse para la temporada de huracanes del 2008.
- Los frentes fríos no han sido considerados tradicionalmente como una amenaza seria para las operaciones marítimas en ninguna zona del Golfo. Tomando en cuenta el contexto de los patrones climáticos cambiantes y la falta de conocimiento en general de las condiciones asociadas con los frentes fríos y los vientos directos diferentes a los vientos circulares asociados con los eventos tropicales, resulta claro que esta falta de conocimiento representa un vacío en la comprensión del riesgo que existe para las operaciones marítimas.

4. Es necesario aumentar los debates a nivel político para las reformas en PEMEX con el propósito de lograr el acceso a tecnologías avanzadas.

Conclusiones

Las conclusiones claves incluyen:

- Las metas para la producción de petróleo y gas, establecidas por el gobierno, pueden ser poco realistas y se basan quizás en expectativas presupuestarias más que en una evaluación real de las capacidades.
- Las implicaciones de la disminución en la producción del petróleo han sido compensadas históricamente por precios altos del petróleo crudo. Esto ayudará a que el gobierno pueda tomar decisiones difíciles y destinar más fondos a PEMEX para la exploración y producción sin sufrir un déficit en los ingresos del gobierno.
- Tal como se mencionó con anterioridad, el 80% de la producción de PEMEX proviene de los campos marinos. Este porcentaje se incrementará únicamente en la medida en que se enfoque más la atención en la exploración y desarrollo en las aguas profundas del Golfo de México. El Golfo está experimentando un crecimiento sin precedentes en su actividad, y la capacidad para entender mejor los riesgos es primordial, en particular el riesgo asociado con los eventos climáticos. La pérdida de un día de producción en los campos petroleros marinos de PEMEX representa más de 2 millones de barriles al día con una pérdida de ingresos proporcionales de más de $200 millones de dólares. La producción perdida nunca se recupera. Le correspondería a PEMEX explorar las oportunidades de trabajar a través de programas binacionales que garanticen la recopilación de datos mejorados y más oportunos y el desarrollo de modelos para calcular el riesgo. El concepto de riesgo necesita ampliarse para incluir las amenazas tradicionales de los huracanes, pero también para tomar en cuenta otros aspectos únicos del Golfo que incluyen los frentes fríos y la posibilidad de patrones climáticos cambiantes con los impactos asociados a corto y mediano plazo.

PEMEX enfrenta la difícil tarea de realizar sus operaciones como una compañía petrolera de clase mundial, junto con las responsabilidades de una institución nacional y todas las obligaciones económicas y sociales que esto implica. Dentro de este contexto, los programas de seguridad podrían no estar lo suficientemente financiados y no es de extrañarse que exista un énfasis en la producción y un aumento en las reservas. En una posición más comercial, la falta de

Brian Lee

cumplimiento de las metas de producción significa que el valor de las acciones bajaría más para los accionistas. La falta de cumplimiento de las metas de producción para PEMEX tiene implicaciones nacionales y regionales.

Brian Lee

Anexo M
Desarrollo y priorización de escenarios de falla

Desarrollo y Priorización de Escenarios de Falla

Antecedentes

El enfoque de cuatro pasos de Battelle para el análisis causa raíz que se indica en el Anexo A desarrolla cuatro pasos cíclicos e iterativos completos que incluyen: reunión de información y análisis; desarrollo de escenarios de falla factibles e identificación de posibles factores causales y contribuyentes; análisis para identificar y caracterizar factores que son subyacentes a la causa directa, y de ahí en adelante aislar y validar la causa directa; y finalmente análisis para identificar y caracterizar factores que están por debajo de la causa raíz, y de ahí en adelante aislar y confirmar la causa raíz.

Con objeto de comprender las amenazas y antecedentes relacionados que se presentan en los anexos D, E, F, G y H, se recopiló la información para poblar cada uno de los doce factores causales, moviéndo éstos de genéricos a específicos con relación al incidente. Los Anexos I, J y K presentan estos datos, no obstante que el Anexo L presentó su población específica para el caso. El Anexo L así como la sección 4 de este informe se cerraron con resúmenes que tabularon importantes observaciones o hechos y después resumieron problemas de alto nivel que necesitaban ser resueltos en el corto plazo para limitar la posibilidad de ocurrencia de un incidente similar y administrar las amenazas/riesgos relacionados.

Este anexo se elaboró con los factores causales reducidos a observaciones o hechos importantes, utilizando herramientas comunes del análisis causa raíz para aislar los eventos, decisiones y acciones que pueden estar involucrados en este incidente, para producir el escenario de falla para este incidente, como la base para identificar la causa directas, causas raíz, conclusiones y recomendaciones. A través de esta secuencia de pasos, el trabajo se hace iterativo entre los pasos en el proceso que lleva a la necesidad periódica de actualizar los resultados conforme se desarrolla su comprensión. En el tiempo en que se emitió el reporte provisional (15 de febrero), por lo menos se completó un paso a través de esta secuencia que se enfoca en el aislamiento de las causas raíz y directas preliminares. Una vez que se completó el primer paso a través de este proceso, la validación de elementos críticos que se definieron llevó a subsecuentes iteraciones de los escenarios de falla.

Desarrollo, evaluación y priorización de escenarios

Se desarrollaron y refinaron los escenarios a través del proceso de análisis causa raíz conforme avanzaba el trabajo para poblar los factores causales y definir mejor las causas raíz y directas de este incidente. El ciclo inicial en el desarrollo de escenarios, comenzó con una revisión detallada de cada uno de los factores causales presentados por el líder del equipo para cada factor. De ahí en adelante, se vieron los eventos críticos, decisiones y acciones con relación al programa, seguidos por el análisis y discusión del equipo para integrar todos los factores causales en los escenarios.

La Tabla M1 resume el resultado de la evaluación del factor causal inicial y el proceso de desarrollo de escenarios para cada uno de los participantes clave como fueron capturados en el ciclo de desarrollo de escenario inicial en tiempo real, para presentar una indicación del proceso y resultados. Con base en este diálogo, a todos los participantes se les encargó desarrollar su punto de vista de los escenarios más probables, como la base para asegurar que se capturaran

Brian Lewis

todos los aspectos claramente evidentes, pero con la meta de identificar disparidades y detalles latentes. Una vez que se desarrollaron los escenarios preliminares, se circularon para comentarios, análisis y crítica. De ahí en adelante, a través del análisis de grupo, se identificaron las disparidades, se resolvieron y además se identificaron los eventos latentes que llevaron al siguiente ciclo para poblar los factores causales, los resultados de lo cual se reportan en el Anexo L.

Tabla M 1. Desarrollo de escenarios del ciclo uno – integración de factores de eventos y causales

Julio Aysa

(1) Tres eventos críticos	
Evento	**Decisión**
• El cantilever golpeó el árbol de navidad	• No se tomó acción para recuperar el cantilever
• Abandono de la plataforma de perforación	• El uso de mandarinas en condiciones de tormenta
• Abandonar las mandarinas; abrir la escotilla para salir, ser rescatados por un buque, dejar que entre el aire o para navegar	• Comando limitado en la mandarina para evitar poner a las personas en riesgo
(2) Cuáles de sus factores causales son externos o internos	
• Operación y/o función/uso	• INTERNO
• Manejo y respuesta ante emergencia	• INTERNO
• Amenazas y vulnerabilidades	• INTERNO
• Organización y administración	• INTERNO
• Plan de desarrollo, sitio y permisos	• INTERNO
• Construcción y diseño final construido	• EXTERNO
• Condición y mantenimiento	• INTERNO
• Carga y diseño	• ??
• Inspección, supervisión y control	• INTERNO
(3) Tres factores causales más críticos	
• Manejo y repuesta ante emergencias	•
• Condición y mantenimiento	• SSSV no funcionó apropiadamente/adecuadamente
• Organización y Administración	• Capacitación para responder a eventos críticos
• Plan de desarrollo, sitio y permisos	• Plan de respuesta para evitar incidentes debido a huracanes objetivo de eventos meteorológicos

Brian Lee

Brian Leis

(1) Tres eventos críticos	
Acción	**Decisión**
• Plataforma de perforación asentada	• No se percibió (T/ Organización y Administración)
• Asentamiento	• Sin respuesta (T/Organización y Administración)
• Fuga	• Sin control (M/EMR/IM&C)
• Abandono	• Inadecuada capacitación (EMR/T/Organización y administración)
(2) Cuáles de sus factores causales son externos o internos	
• L&D	• EXTERNO (conforme a las diapositivas)
• C&AB	• EXTERNO (conforme a las diapositivas)
• MOC	• INTERNO (conforme a las diapositivas)
(3) Tres factores causales más críticos	
• MOC	• Cambio en el fondo a largo plazo/sistemas de sensor y control
• Organización y Administración	• Capacitación inadecuada – supervisión inadecuada
• Manejo y respuesta ante emergencias	• Albergue seguro dañado • Procesos/procedimiento dañado
• Mantenimiento	• Fuga continua

Brian Leis

Tom Thomas

(1) Tres eventos críticos	
Acción	**Decisión**
• Rescate de personal	• Los botes salvavidas persiguen los buques de rescate
• Aislamiento del pozo	• Mal funcionamiento de la válvula (seguridad) (no cierra)
• El cantilever impacta el pozo Sea Pony	• Clima • Estabilidad de la plataforma
(2) Cuáles de sus factores causales son externos o internos	
• Operación y funcionamiento	• INTERNO 1. Plan de desarrollo del sitio para la plataforma de perforación 2. Procedimiento de movimiento para la plataforma de perforación
• Mantenimiento, inspección y monitoreo	• INTERNO 1. Funcionalidad de la válvula de seguridad subsuperficial/válvula de tormenta NOTA: Los programas se encuentran en el lugar para verificar la funcionalidad de las líneas de control.
• Amenazas y vulnerabilidades	• INTERNO
• Organización y Administración	• INTERNO 1. Comando durante emergencias 2. Incertidumbre de transferencia de custodia 3. Contratista/PEMEX
• Diseño	• INTERNO 1. Plan de desarrollo en el sitio para la plataforma de perforación
• Organización y Administración ante emergencias	• INTERNO
• Construcción	• EXTERNO
(3) Tres factores causales más críticos	
• ER – no se le dio seguimiento	• Capacitación y simulación 1. Escotillas abiertas 2. Falta de comando 3. Persecuciones de buques de rescate 4. Equipo personal (chalecos salvavidas)
• Mantenimiento – Inspección y monitoreo	• Programas para verificar la funcionalidad de válvula de seguridad subsuperficial/válvula de tormenta NOTA: Los programas en sitio para verificar la funcionalidad de las líneas de control
• M&O	• Falla para tomar decisiones críticas durante emergencias • Plataforma / Sea Pony 1. Cantilever impacta a Sea Pony 2. Severidad de clima que no se toma en cuenta como importante 3. Transferencia de custodia operativa de operaciones ausentes

Brian Lees

Robert Hanraads

(1) Tres eventos críticos	
Acción	**Decisión**
• Falla del cabezal de pozo debido a contacto con el cantilever	•
• Abandono del Usumacinta	•
• Los sobrevivientes salen de las Mandarinas o se bajan de las Mandarinas	•
(2) Cuáles de sus factores causales son externos o internos	
• Carga y diseño	• EXTERNO 1. Evidencia insuficiente de falla
• Mantenimiento	• IN 1. ¿Falla de la válvula de seguridad subsuperficial/válvula de tormenta?
• Inspección	• INTERNO 1. Coloca una marca sobre la aprobación y mantenimiento para el sitio
• Amenazas y vulnerabilidad	• NO ESTÁ SEGURO 1. Sí para el proceso de aprobación y planeación del sitio
• Restricciones externas	• SÍ 1. Cultura de administración
• Administración de cambio	• SÍ 1. Condición del lecho marino (Río) 2. Uso de tecnología para mejores datos
• Operación y funcionamiento	• Sí 1. Ambas aprobaciones en el sitio para pozo y plataforma de perforación
• Organización y Administración	• Sí 1. Cultura
• Construcción	• SÍ
• Respuesta ante emergencia	• SÍ
(3) Tres factores causales más críticos	
• Emergencia y respuesta	• Reconocimiento y determinación de amenazas (percibidas/reales) que lleva al abandono y de ahí en adelante al razonamiento para manejar condiciones en las mandarinas e influencia externa del buque asistentes. CAPACITACIÓN!
• Operación y funcionamiento	• Selección de la plataforma de perforación adecuada para condiciones en el fondo – procedimientos para la plataforma de perforación con relación a la preparación para servicio en la ubicación, estructura y control del Pozo
• Organización y Administración	• Necesidad clara de estructura de comandos como se evidencia mediante la estructura de decisiones paralelas abordo

Brian Lee

Jon Olson

(1) Tres eventos críticos	
Acción	**Decisión**
• Decisión para continuar operando en medio de la tormenta	•
• Decisión de no evacuar antes de la llegada de la tormenta	•
• Las operaciones de rescate no están bien planeadas, no cuentan con recursos ni ejecución	•
(2) Cuáles de sus factores causales son externos o internos	
• Organización y Administración	• INTERNO 1. Decisión del superintendente de la central de continuar las operaciones en un contexto de alto riesgo 2. Cultura de seguridad de la Central y PEP 3. Deficiencias en recursos – particularmente en capacitación
(3) Tres factores causales más críticos	
• Organización y Administración	• Cultura e incentivos de seguridad débiles que llevan a tomar riesgos excesivos
• Administración de cambio	• Incapacidad de reconocer que las condiciones podrían llevar a una inestabilidad excesiva de la plataforma – incapacidad de reaccionar rápidamente a condiciones de cambio
• Diseño	• El diseño del Sea Pony y sistemas de seguridad no permiten una respuesta “segura a fallas” en cuanto a la pérdida del árbol de navidad

Brian Lee

Juan Martín González Vásquez

(1) Tres eventos críticos	
Acción	**Decisión**
• Personal innecesario • (Viajar con personal desocupado)	•
• No tuvieron la oportunidad de anclar la plataforma (con peso bajo)	•
• Retirar el cantilever prematuramente	•
(2) Cuáles de sus factores causales son internos o externos *(Dos factores internos o externos (casuales)*	
• Falta de liderazgo	
• Sin sistema de rescate	•
(3) Tres factores causales más críticos	
• Plan de desarrollo, sitio y permisos	• Existen normas pero en un plan de evacuación u operaciones • No hay datos anteriores (no conocen la diferencia en las coordenadas) • No pidieron que solamente el personal con actividades de trabajo esté presente • No se considera un programa estricto de trabajo (no se instalaron lastres)

José Ignacio Chapela

(1) Tres eventos críticos	
Evento	**Decisión**
• Decisión de no llevar a la costa a la tripulación de PEMEX	•
• Balance de la plataforma de perforación (lastre)	•
• Decisión o acción de salir de los botes salvavidas	•
(2) Cuáles de sus factores causales son externos o internos	
• Administración de cambio durante los eventos	• INTERNO 1. La estructura del comando se dividió PEMEX/Central 2. Hubo presión para producir (económica) PEMEX/central 3. Sobreconfianza del superintendente de la Central 4. Inexperiencia del capitán de la plataforma de perforación 5. Ausencia de liderazgos o muchos líderes en los botes salvavidas 6. Miedo y pánico en cuanto a la fuerza de manejo para dejar la plataforma de perforación (falta de liderazgo en este evento) 7. Miedo de perder sus trabajos hizo que las personas no desearan expresar sus puntos de vista
(3) Tres factores causales más críticos	
• Las personas murieron debido a	• Decisión de no llevar a tierra al personal de PEMEX • Falta de mantenimiento y supervisión de los botes salvavidas (ambos fallaron) • Aquellas personas que se las ingeniaron para salir de los botes salvavidas y sobrevivir en el agua • Capacidad inadecuada para responder al sistema de rescate
• El balance inadecuado de la plataforma de perforación (Lastre) está relacionado a	• Sobreconfianza del superintendente de la Central • Inexperiencia del capitán de la plataforma de perforación • No hay bombas para agua profunda (para Lastre, para bomberos) • El balance inadecuado podría ocasionar deslizamiento y encallamiento • El cantilever pegó en el pozo

Brian Lee

Mauricio Moreno

(1) Tres eventos críticos	
Acción	**Decisión**
• La primera fuga y el tiempo que les tomó tomar algunas acciones	• Aparentemente, hubo indicaciones que los superintendentes de PEMEX y la Central estuvieran conscientes del golpe inminente del cantilever. Les tomó 2 horas controlar la fuga del pozo.
• La decisión de abandonar la plataforma.	• Las personas tomaron decisiones con base en capacitación y conocimiento deficientes de amenazas reales, incendio, explosión y envenenamiento. Este problema se empeoró debido a la falta de soporte para alarmas.
• La decisión de abandonar los botes e intentar estar cerca al Morrison para el bote 1	• En el caso del bote 2 la falta de dirección para llegar a la playa debido al conflicto entre sentido común y capacitación deficiente en condiciones extremas.
(2) Cuáles de sus factores causales son externos o internos	
• Organización y administración	• INTERNO 1. Debido al conflicto en la línea de comando y direcciones importantes sobre situaciones de emergencia 2. Debido a problemas de capacitación deficiente para detectar amenazas y manejo de situaciones de emergencia y sobrevivencia en el mar 3. Factores humanos debido a que las personas no estaban preparadas para manejar el miedo y amenazas.
• Restricciones externas	• Presión para producir sobre la seguridad de las personas.
• Inspección, monitoreo y control	• INTERNO 1. Debido a que en algún punto las inspecciones tienen que mostrar la probabilidad de falla de la válvula válvula de tormenta
• Amenazas y vulnerabilidades	• INTERNO 1. Debido a la falta de criterio y conocimiento para tomar instrucciones 2. Mecanismo modesto
(3) Tres factores causales más críticos	
• Plan de desarrollo, sitio y permisos	• Es crítico debido a la falta de conocimiento de las condiciones del suelo (fondo del mar) junto con la Administración de cambio de las condiciones del suelo durante un periodo prolongado
• Amenazas y vulnerabilidades – Modos y mecanismo	• Existe una falta importante de conocimiento de las amenazas y vulnerabilidades – y Modos y Mecanismos para tomar decisiones en situaciones de emergencia
• Organización y administración	• Línea de comando • Capacitación • Condiciones de trabajo seguro

Vanessa De la Fuente

(1) Tres eventos críticos	
Acción+++ aqui	**Decisión**
• PEMEX permitió el posicionamiento en estas condiciones climáticas y operó con alto riesgo (el clima fue un factor, aunque antes ya han tratado con condiciones de huracán)	•
• El peso y la orientación de la plataforma no fue la adecuada y PEMEX no se aseguró que lo fuera	•
• Decisión apresurada de abandonar la plataforma, debieron haber esperado a un buque de rescate, la decisión se tomó en la desesperación	•
(2) Cuáles de sus factores causales son externos o internos	
• Operación inadecuada de la plataforma (el cantiveler chocó con el pozo)	
• Ellos no sabían cómo controlar la fuga, o los diferentes elementos de un pozo activo no funcionaron adecuadamente o no realizaron las maniobras correspondientes para cerrar el pozo	•
• Las condiciones deficientes de las mandarinas que no podían soportar las condiciones climáticas	
• El pánico y el miedo de no conocer cuáles alternativas tomar en el caso de este tipo de fuga ocasionó que tomaran la decisión de abandonar la plataforma	
(3) Tres factores causales más críticos	
• La decisión de evacuación se tomó apresuradamente	•
• La fuga y falta de equipo adecuado ocasionado por un ambiente envenenado y que las personas se desesperaron (se apanicaron)	•
• Falta de confianza en el equipo (máscaras), miedo de quedarse sin aire hizo que abandonaran	•

Brian Lee

Stephanie Flamberg

(1) Tres eventos críticos	
Acción	**Decisión**
• Posicionamiento de Usumacinta y cantilever para trabajar en KAB-103	• Apresuramiento de poner en su lugar la plataforma de perforación y el cantilever antes del frente frío 4 - no se instalaron sistemas de seguridad
• Se informó al superintendente que la plataforma de perforación se hundía ~ 8-10 m @ 9:00 a.m.	• El superintendente no tomó ninguna acción en ese momento (¿se hicieron llamadas?)
• La Mandarina 1 se acerca a Morrison Tide.	• El personal en la mandarina decidió que era más seguro llegar a Morrison Tide para los rescataran que permanecer en la mandarina
(2) Cuáles de sus factores causales son externos o internos	
• Amenazas y vulnerabilidades – M&M	INTERNO 1. Amenazas inherentes en la operación finalmente llevaron al incidente (geopeligros; gas tóxico/inflamable; exposición a efectos ambientales 2. Evidencia de amenazas importantes ambiéntales 3. Evidencia del mal funcionamiento de válvula de tormenta
• Administración y respuesta ante emergencias	INTERNO 1. No existen procedimientos para nortes – solamente huracanes 2. Se desconectaron los sistemas de seguridad para mover la plataforma de perforación y nunca se volvieron a conectar 3. Se necesita criterio de decisión para tomar acciones específicas – las acciones que se tomaron en la emergencia pudieron no haber sido las adecuadas
(3) Tres factores causales más críticos	
• Administración de cambio	• Lecho marino; asentamiento previo de plataformas de perforación con piernas independientes • Asentamiento anterior de Pride of Texas
• Administración y respuestas antes emergencias	• Sin procedimientos para nortes • La capacitación no es suficiente para condiciones extremas
• Cargas y diseños (incluye SSSV)	• Cargas ambientales importantes • Mal funcionamiento de la válvula de tormenta – el medio ambiente podría ser demasiado extremo para el diseño de la válvula

Brian Lee

Susan Rose

(1) Tres eventos críticos	
Acción	**Decisión**
• Mover y colocar el Usumacinta para prepararse para perforación	• Hacer esto sin un análisis de asentamiento adecuado • Apresurarse a colocar la plataforma de perforación sin tomar las precauciones adecuadas de seguridad (no instalar sistemas de seguridad)
• Evidencia de hundimiento significativo la noche del 10/22.	• Falla para tomar acción
• Evacuar la plataforma de perforación	• Decisión de evacuar en lugar de ir a un albergue seguro en la plataforma de perforación (¿existía uno?)
(2) Cuáles de sus factores causales son externos o internos	
• Amenazas y vulnerabilidades	• INTERNO
• Administración y respuesta ante emergencias	• INTERNO
(3) Tres factores causales más críticos	
• Plan de asentamiento/desarrollo	• Inestabilidad del suelo • La plataforma de perforación no estaba colocada adecuadamente • Prisa para colocarla/falla para balancear/falla para conectar los sistemas de seguridad
• Organización y Administración	• División confusa de responsabilidades/roles y responsabilidades
• Administración y respuesta ante emergencias	• Mantenimiento deficiente del equipo de seguridad/respuesta • Capacitación inadecuada • Falta de procedimientos específicos para el escenario • Falla de botes de rescate externos

Aunque la causa directa de la continuación de la fuga está asociada con el mal funcionamiento de la válvula de tormenta, el estado actual para comprender la continuación de la fuga permanece incierto – limitado enormemente por el hecho de que la válvula de tormenta todavía se encuentra dentro del pozo. La siguiente sección deberá verse dentro de este contexto. Finalmente, debido a que la Tabla M1 refleja los resultados que se desarrollaron en tiempo real desde el primer ciclo a través de este proceso, su contenido es preliminar – de ninguna manera debe verse ese contenido como absoluto ni como la opinión colectiva actualizada del grupo.

Las observaciones y datos centrales para desarrollar escenarios con base en el Anexo L se resumen en el cierre de éste, siendo lo mismo para la Sección 4. Se identificaron problemas que necesitan resolución por medio de las recomendaciones del análisis causa raíz. Los detalles que se encuentran bajo estos aspectos se extrajeron en términos de causas relativas a los factores causales y se presentan esquemáticamente como gráficas de flujo de eventos, las cuales se presentan aquí en las Figuras M1 a M4. Cada una de estas figuras se construye desde la parte inferior o lateral donde se identifican los eventos que se dispararon dentro de los cuadros en color y a lo largo de una serie de rutas de flujo que llevan a una consecuencia, que se muestra en la parte superior de la figura en un cuadro iluminado de azul claro. Los cuadros asociados iluminados en verde identifican los problemas sistémicos de nivel superior para este incidente y/o implicaciones futuras. Los cuadros iluminados en gris oscuro denotan aspectos que se pueden descontar con base en hechos conocidos mientras los cuadros iluminados en gris claro denotan problemas que permanecen sin calificación debido a falta de acceso a la información necesaria (por ejemplo, la válvula de tormenta del Pozo 121).

La Figura M1 muestra los aspectos relevantes en la línea de tiempo de largo plazo mientras la Figura M2 muestra los aspectos que llevan a la fuga inicial. La Figura M3 representa los aspectos que llevan a la continuación de la fuga, mientras la Figura M4 enfoca los aspectos que involucran los problemas con las mandarinas y otros factores llevan a los decesos. Los detalles en este resumen comprenden el escenario de falla como se conoce actualmente.

Brian Lewis

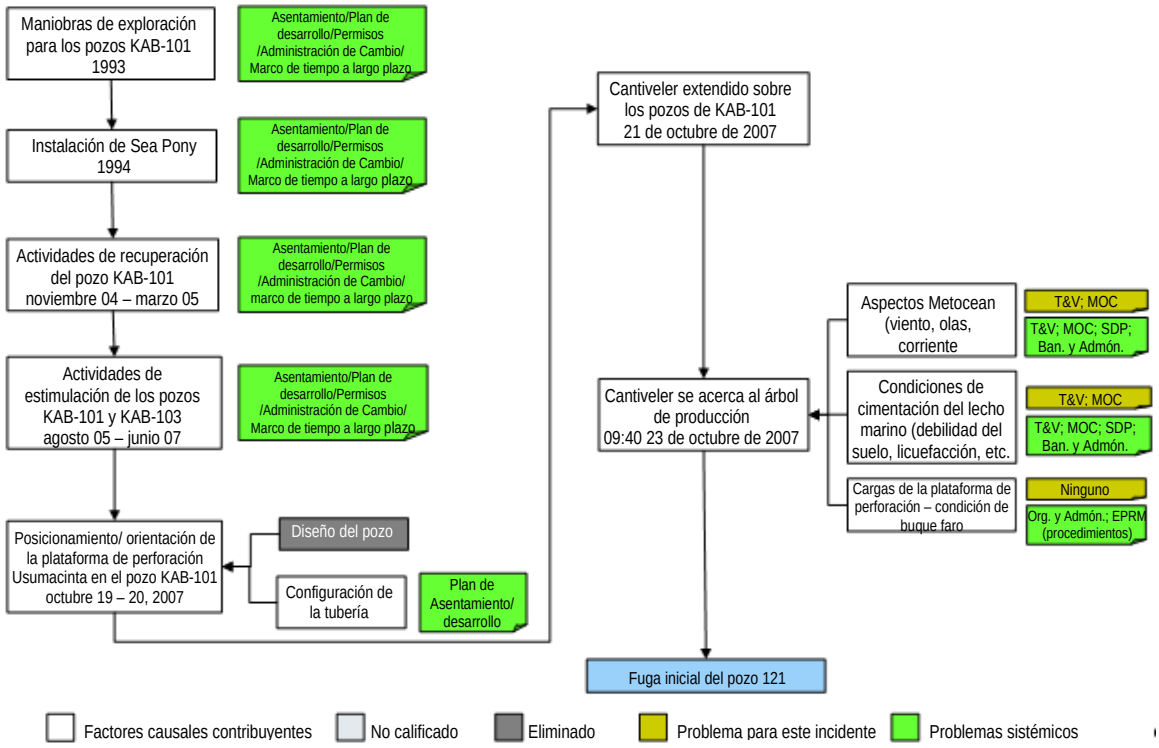


Figura M 1. Flujo de eventos y detalles causales relevantes para aspectos históricos del KAB-101

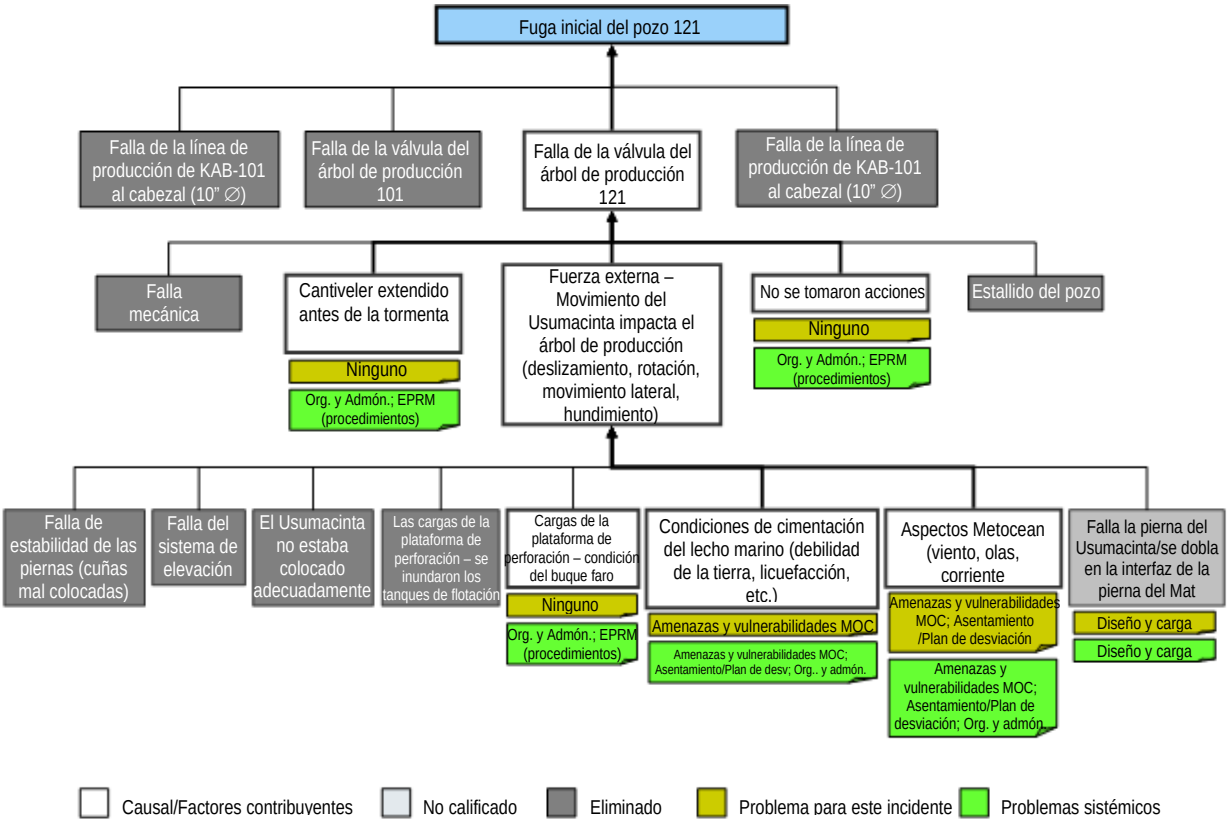


Figura M 2. Flujo de eventos y detalles causales relevantes para la fuga inicial

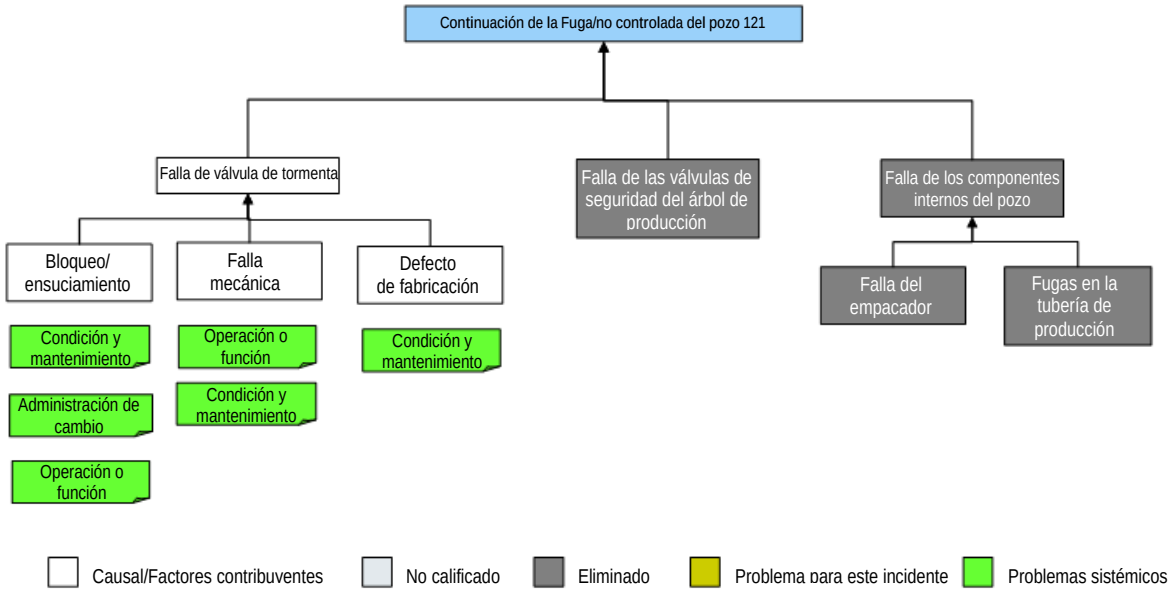


Figura M 3. Flujo de eventos y detalles causales relevantes la continuación de la fuga

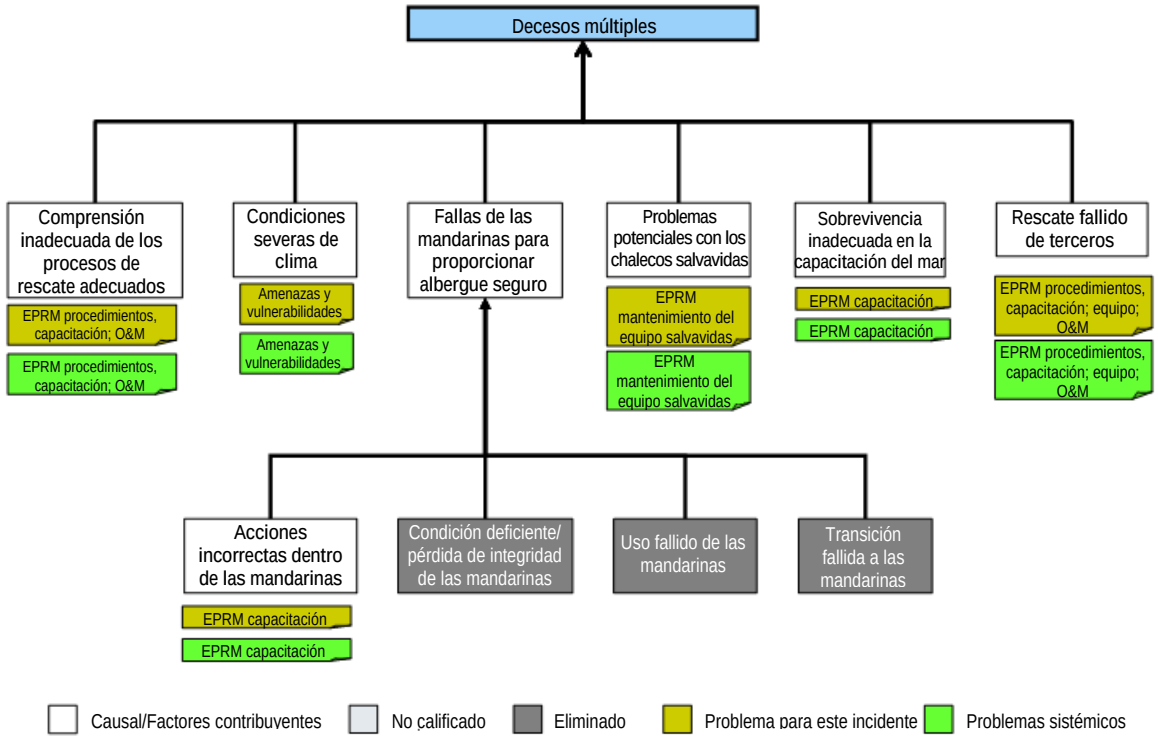


Figura M 4. Flujo de eventos y detalles causales relevantes para las mandarinas y los decesos

Se presentan las gráficas de flujo de eventos actualizadas en las figuras M1 a M4 y cuando se relacionan con los 12 factores causales del Battelle llevan al resumen de los factores causales involucrados, que se presentan como figura M5. Es el análisis de los detalles de estos factores causales lo que llevó a la identificación de las causa (s) directas y causa(s) raíz, como se muestra en la Sección 5. Se puede ver en la figura M5, que las las dificultades iniciaron con la administración de cambios e identificción/control de amenazas y vulnerabilidades, así como con la planeación, administración y respuesta ante emergencias (todos los factores causales en este incidente). Los factores contribuyentes para la causa directa, incluyen el plan de desarrollo del sitio, que es subyacente a la falla del soporte del suelo marino y la fuga inicial y al mal funcionamiento de la válvula de tormenta (continuación de la fuga). Los factores contribuyentes para la causa raíz de la fuga y la continuación de la fuga son el plan de desarrollo del sitio, la organización y administración, operación y funcionamiento, administración de cambio y restricciones externas. Mientras los factores contribuyentes a la causa raíz de los decesos incluyen amenazas y vulnerabilidades, organización y administración como factor causal unido en gran parte a los problemas de capacitación y problemas de procedimientos, así como restricciones externas.

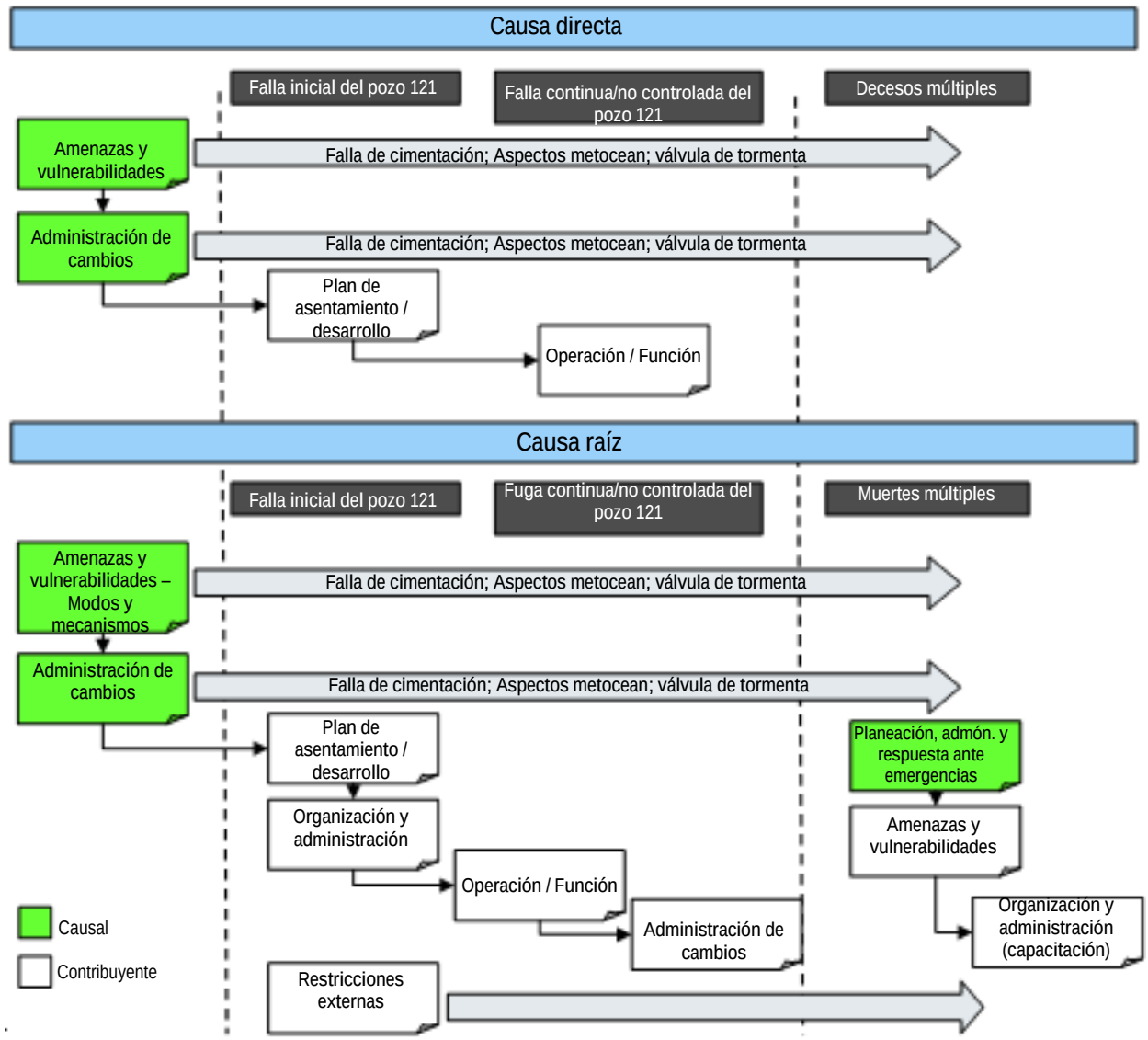


Figura M 5. Escenario de falla de alto nivel

Anexo N
Reporte y análsis de tareas extraordinarias

Subcontractor Activities

Sea Engineering Inc.

1) METOCEAN DATA SUMMARY
2) SEI_GeophysSurvey
3) SEI_Geotechnical
4) SEI_Supp1_SlopeAnalysis
5) SEI_Supp2_StructureCor
6) SEI_Supp3_Landsat
7) SEI_Supp4_TransectAnalysis
8) SEI_Supp5_TransectAnalysis_Alternative
9) SEI_Sup6_Interpretation
10) Addendum01 Sea Engr data Report

ABS Consulting

1) Hard model of Usumacinta approaching the KAB-101 site and those events assoacietd with the rotation, sinking and listing of the cantilever on the Usumacinta to illustrate the contact with Wells-121 and 101.
2) Analysis of the Mandarinas in Ciudad del Carmen to test for seaworthiness.
3) Others to be determined

Battelle's Activities

1) Mandarinas Shell Material Characterization:
   Dr Mark Perry et al
2) Thermal-Fluid Flow Response Timeline and Expectations:
   Drs Steve Ricci and James Saunders

Brian Lee

SEI Engineering Deliverables for the Usumacinta Root Cause Analysis

Platform Usumacinta

N3

Brian Lee

SEI Engineering Deliverables for the Usumacinta Root Cause Analysis

Platform Usumacinta

Ciudad del Carmen, Mexico

Gulf of Mexico

METOCEAN DATA SUMMARY

Prepared for:
Battelle Memorial Institute

Prepared by:
Sea Engineering, Inc.
200 Washington Street, Suite 210
Santa Cruz, CA 95060
Tel: (831) 421-0871
Fax: (831) 421-0875

N4

Brian Lei

October 2007 Event Hindcast

Hindcast estimations of the offshore conditions during the October 2007 storm event in the Bay of Campeche were conducted by two firms specializing in oceanographic analysis of the Gulf of Mexico region; Wilkens Weather Technologies and Oceanweather, Inc. The techniques used to generate the hindcasts include statistical analysis of buoy, shipboard, and weather station observations and numerical modeling. All of the techniques used by the firms are peer-reviewed and accepted as industry standard. The most notable difference between the two hindcasts is the temporal resolution. Oceanweather, Inc. provides hindcast conditions every 30 minutes, while Wilkens Weather Technologies provides hindcast conditions every 3 hours.

Figures 1 and 2 show time series plots of the sustained winds and significant wave heights (average of highest 1/3 of all waves) at the Platform Usumacinta location. Both hindcasts show conditions rapidly increasing after 12:00 am LST on October 23rd. The winds and waves from Wilkens Weather Technologies peak at approximately midday on the 23rd while the peak from Oceanweather, Inc. peak a few hours after midday. The greater temporal resolution of the Oceanweather, Inc. hindcast allows for more accuracy in predicting the peak events, and is the cause of the slight difference in the two hindcasts. Although maximum wave heights and maximum wind gusts were not directly provided as part of these hindcast, a meteorologist at Wilkens Weather Technologies specified that maximum wave heights are approximately 1.64 times the significant wave height and maximum wind gusts are approximately 1.5 times the sustained wind speed.

Brian Lewis

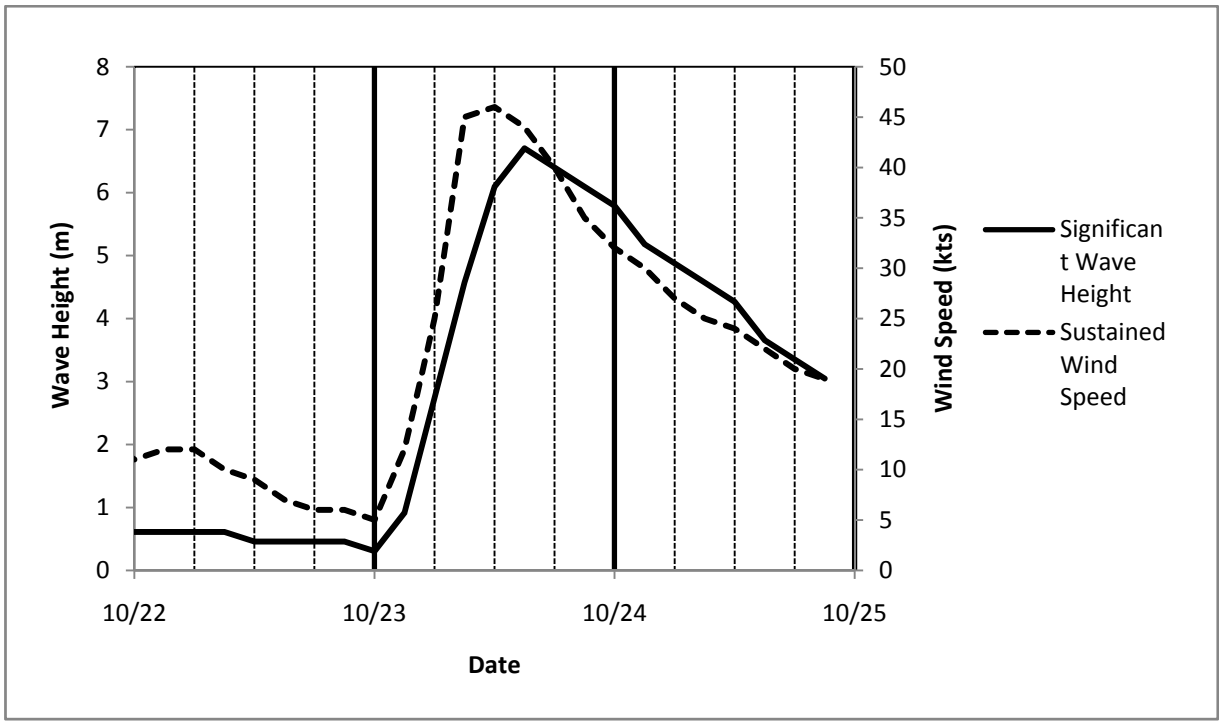


Figure N1. Time series plot of the Wilkens Weather Technologies hindcast (All times LST).

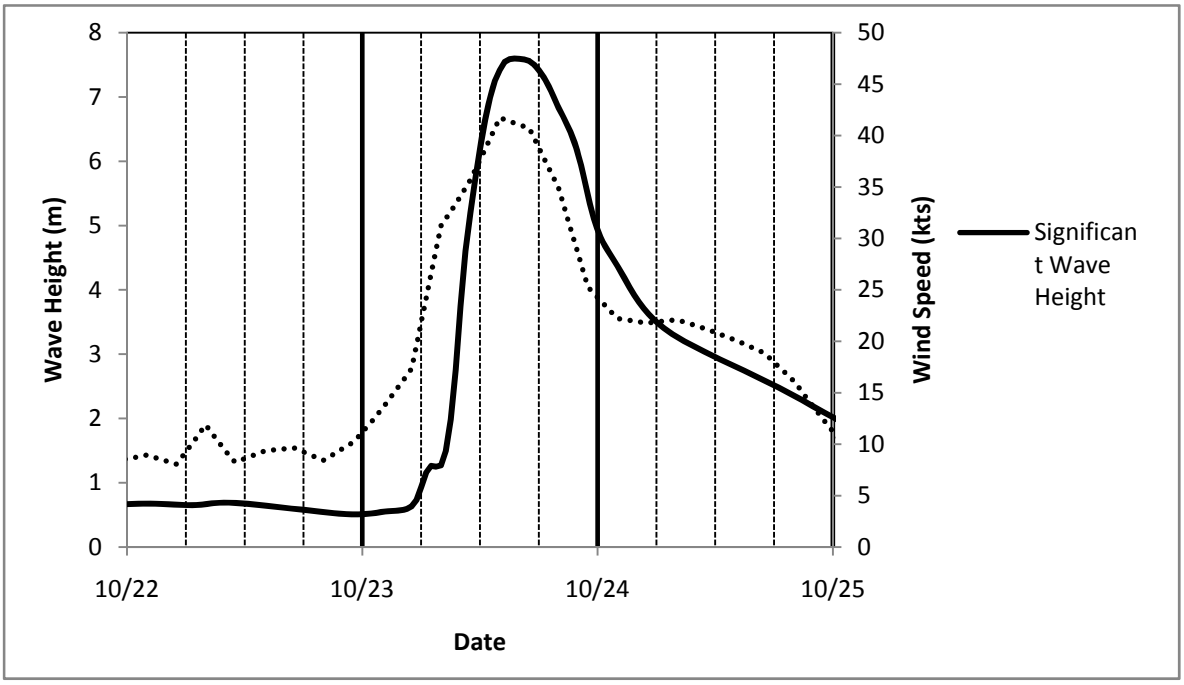


Figure N2. Time series plot of the Oceanweather, Inc. hindcast (All times LST).

Tables 1 and 2 present the maximum conditions for wind, wave, and currents during the hindcasts from both firms. The significant wave heights range from 6.71 to 7.60 m while the maximum wave heights range from 10.97 to 12.42 m. The Oceanweather, Inc. hindcast tends to be larger for both wind and waves due to the higher temporal resolution of the forecast better

capturing the peak of the event. Figures 3 and 4 show contour plots of the maximum conditions that were hindcast by Oceanweather, Inc. It is important to note that the maximum wind and wave conditions are predicted to have occurred over 100 km to the west of the Platform Usumacinta location; therefore, the platform, potentially, did not experience the worst conditions produced during the event.

Table N1. Wilkens Weather Technologies estimation of maximum conditions at Platform Usumacinta on October 23rd, 2007.

Max Signifcant Wave Height (m)	6.71
Max Wave Height (m)	10.97
Max Wind Sustained (kts)	46.00
Max Wind Gust (kts)	69.00

Table N2. Oceanweather Inc. estimation of maximum conditions at Platform Usumacinta on October 23rd, 2007.

Max Signifcant Wave Height (m)	7.60
Max Wave Height (m)	12.42
Max Wind Sustained (kts)	41.73
Max Wind Gusts (kts)	62.59
Max Current (m/s)	0.49

Brian Lee

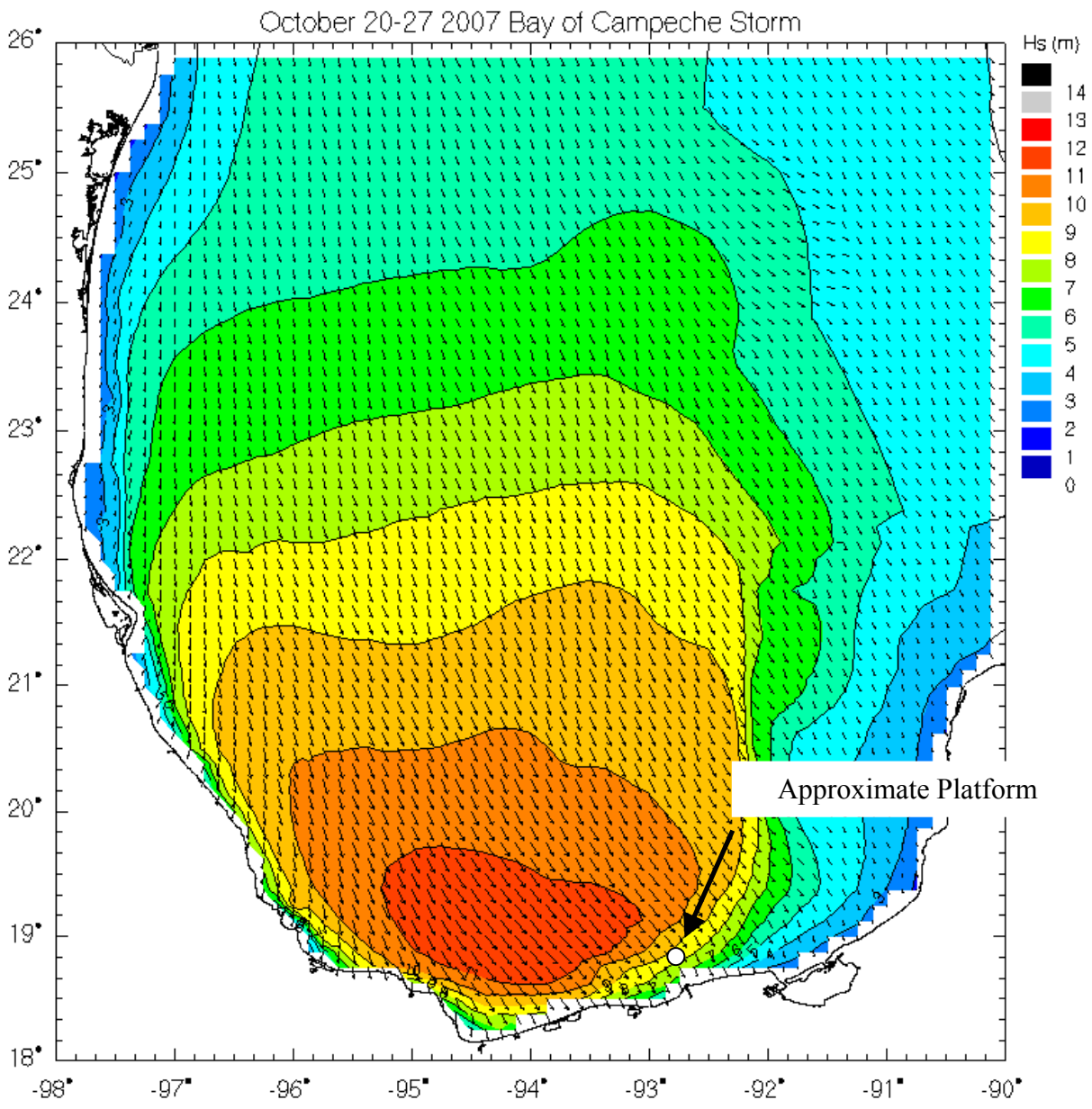


Figure N3. Signifcant wave heights in the region on October 23rd, 2007.

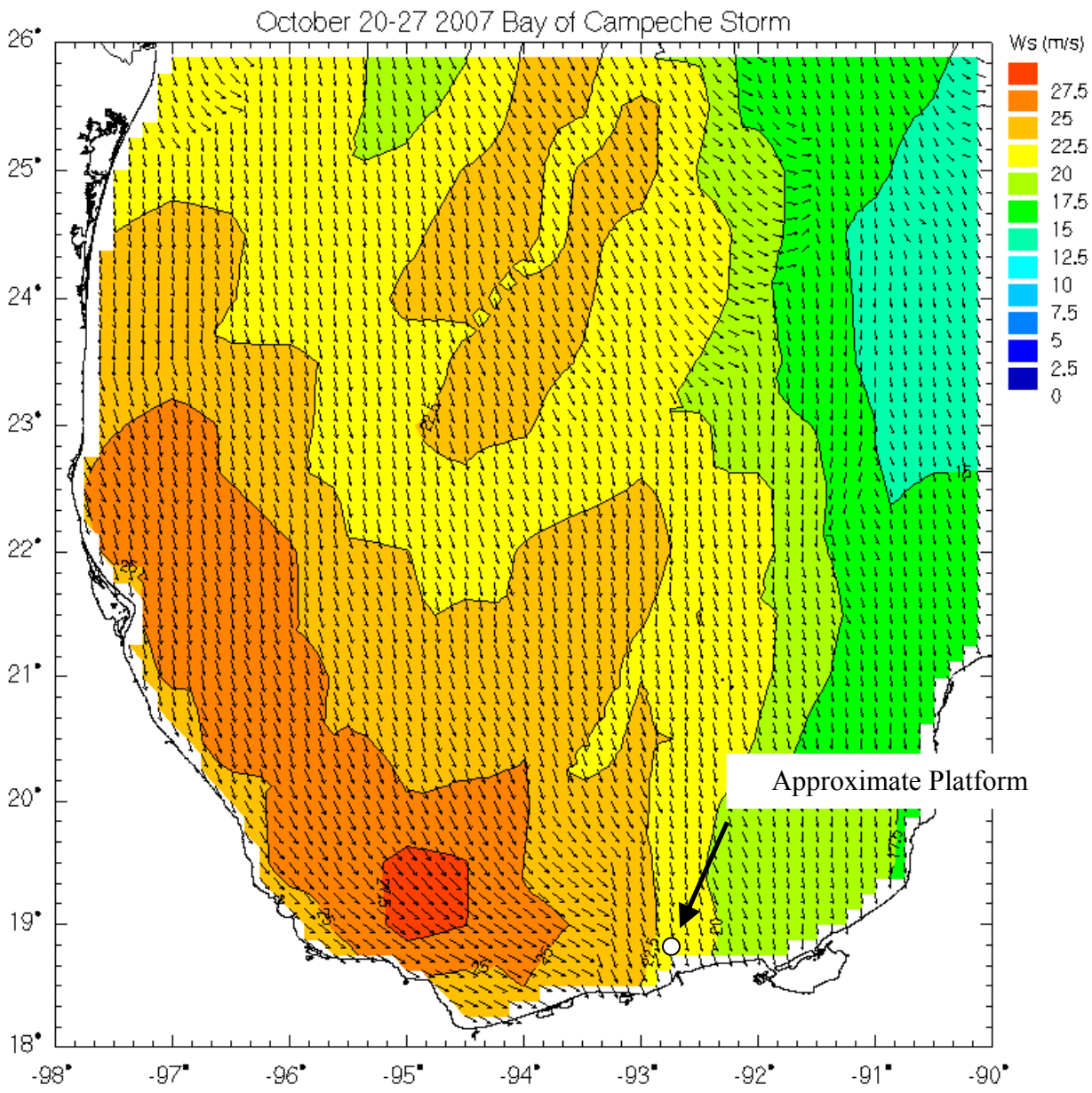


Figure N4. Maximum wind speeds (m/s) in the region on October 23rd, 2007.

Note: 1 m/s = 1.9 kts

Return Periods

The most useful measure of the size of the storm is a comparison with the statistical values of the 1, 50, and 100 year storms. These estimations are made through analysis of all available data in the region to determine 1, 50, and 100 year recurrence levels for wind and wave conditions. Table 3 presents 1, 50, and 100 year conditions for a range of conditions at the sites. The first table is for the largest 1, 50, and 100 year storms occurring at any time during the year including tropical (e.g. hurricanes) and extra-tropical (e.g. cold fronts) events. The second table represents the same analysis but only for extra-tropical events like the October 23rd event. The third table represents the recurrence levels for extra-tropical storms during the month of October only.

Both of the hindcasts fall very close to the range of a 1-year storm event for the entire year for all types of storms (tropical and extra-tropical). Statistical analysis shows that a 1-year event considering only extra-tropical events is equivalent to a 1-year event for all storms. Although data is not available for the 1-year event in October only, the event falls close to a 50-year event when considering cold fronts in October only. To provide a comparison to other extra-tropical events, Oceanweather, Inc. provided a hindcast summary of the conditions during all extra-tropical storms from 1958-2000 at the Usumacinta location (Figure 5). The October 2007 event produced the second highest extra-tropical waves in the hindcast record.

Table N3. Wilkens Weather Technologies estimates of the 1, 50, and 100 year storm conditions located at Platform Usumacinta.

All storms for the year	1 Year	50 Year	100 Year
Max Gusts (kts)	63.0	111.0	123.0
Significant Wave Height (m)	7.0	9.8	10.4
Max Wave Height (m)	11.9	16.8	18.0
Max Wind Driven Current (kts)	0.9	1.8	2.1

Extra-tropical storms for the year	1 Year	50 Year	100 Year
Max Gusts (kts)	63.0	83.0	95.0
Significant Wave Height (m)	7.0	8.2	9.1
Max Wave Height (m)	11.9	14.0	15.5
Max Wind Driven Current (kts)	0.9	1.3	1.5

Extra-tropical storms for October	50 Year	100 Year
Max Gusts (kts)	74.0	84.0
Significant Wave Height (m)	7.0	8.5
Max Wave Height (m)	11.9	14.5
Max Wind Driven Current (kts)	1.0	1.2

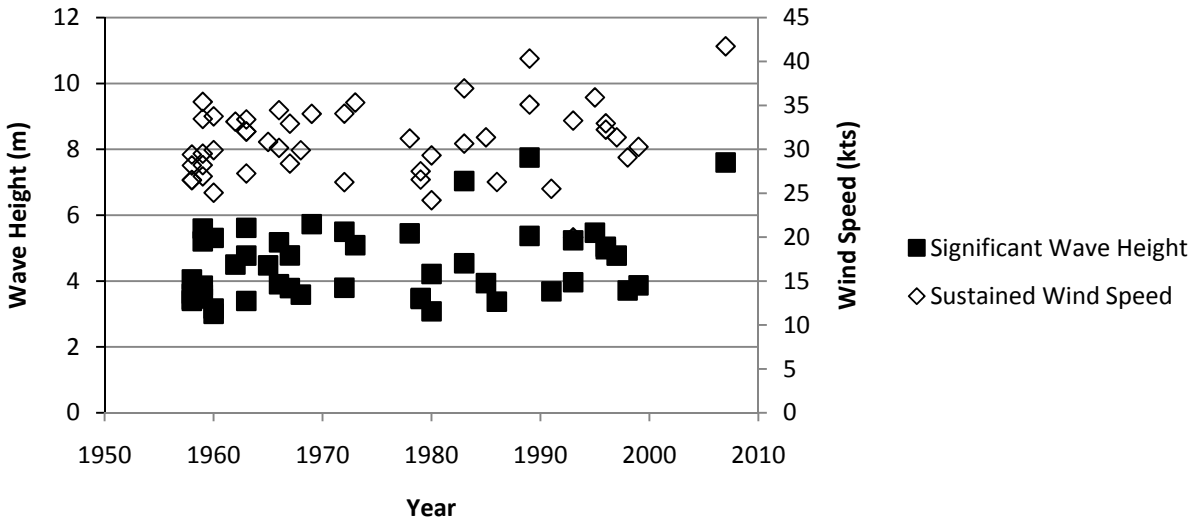


Figure N5. Sustained wind and significant wave conditions at Platform Usumacinta location during all extra-tropical events since 1958-2000. The October 2007 event is plotted for comparison.

Platform Usumacinta

Ciudad del Carmen, Mexico
Gulf of Mexico

GEOPHYSICAL SURVEY

Prepared for:

Battelle Memorial Institute

Prepared by:

Sea Engineering, Inc.

200 Washington Street, Suite 210

Santa Cruz, CA 95060

Tel: (831) 421-0871 |Fax: (831) 421-0875

N12

EXECUTIVE SUMMARY

The Sea Engineering (SEI) team, which includes SEI, Solmar Hydro, and TEG Oceanographic, was tasked to perform a marine geophysical survey of the Usumacinta platform site and the surrounding area, as well as collect sediments cores to characterize the present stability of the seabed at or near the platform. The geophysical survey included a high resolution multibeam and side scan sonar survey of an area 1 km^2 around the platform, as well as sector scanning sonar survey in the immediate vicinity of the platform. These survey tasks were completed during the period February 1-5, 2008. The sediment coring task is currently being conducted. The results of which will be presented in a separate report.

In general, the platform site is characterized by a bathymetry of very low relief, varying in depth from 24 to 26 meters. There is a distinct change in bathymetry in the immediate area around the platform site; a depression on the order of 1 meter below the outer surrounding bathymetry. The reason for this abrupt change in bathymetry is unknown at this time. Multibeam, side scan sonar, and sector scanning sonar data all verify that the present location and slope of the jack-up platform foundation mat has moved both laterally and vertically from the original location of installation in October 2007. Side scan sonar data suggest that there are areas of high and low reflectivity, indicating a change in surficial sediment character. These areas of changing reflectivity will be verified by the sediment core data currently being collected at the site. There are additional features that are visible in all of the data collected that add to the full characterization of the site (e.g. gouges, trenches, and holes). These data products are generally of high quality and are invaluable in preparing an assessment of the platform site. The following report includes discussion on the field activities during the geophysical survey, the type of equipment used, methods employed to collect the data, processing techniques, and selected images of the final product.

Brian Lee

Introduction

The Usumacinta jack up platform suffered substantial damage and loss of life during an extreme weather event in October of 2007. Sea Engineering, Inc. (SEI) was contracted to perform a marine geophysical survey of the jack-up platform site and the surrounding 1 km^2 area. Project objectives were to collect high-resolution multibeam bathymetry, side scan and scanning sonar imagery of the site. Survey operations were conducted from February 1st to the 5th, 2008. This report describes the control used for the survey, data acquisition methodology, and data processing procedures.

For the multibeam geophysical survey the SEI team employed a Reson 8125 high resolution multibeam sonar system to collect spatially dense bathymetric data for the development of an accurate surface model as described in the official scope of work. The system frequency is 455 kHz and is used in tandem with a Coda Octopus F180 inertial navigation system, which compensates for vessel motion and heading orientation. The Reson 8125 produces a 120 degree swath of sonar and collects 240 soundings per sweep (each beam encompasses an angle of 0.5º). The system has a maximum depth resolution of 6 mm. Sound velocities was calculated using a SeaBird SBE-19 SeaCat sound velocity meter. The CNav global correction satellite navigation system (GcGPS) was used to compute centimeter-scale horizontal position information. The CNav system enhanced the overall project positioning accuracy by outputting RTCM corrections to the F180.

For the side scan sonar geophysical survey SEI deployed the Klein 3000 dual frequency digital side scan system. The side scan sonar was towed behind the survey vessel with a 100 meter tow cable. Position of the side scan sonar was calculated real-time using standard layback techniques, and the CNav GPS positioning equipment that were used during the multibeam survey. The side scan data were collected at both 50 and 100 meter swath widths. In addition, the SEI team used the Kongsberg MS1000 scanning sonar system in close proximity to the platform. This was deployed using an available 150 meters of umbilical cable and a scanning sonar tripod (to position the sonar above the seafloor).

Graphical figures produced from the multibeam, side scan sonar, and scanning sonar data can be found in Appendix A. Appendix B contains the daily log of the survey efforts. Information on the equipment, calibration, survey methods, and processing can be found in the corresponding sections of this report, and published specifications on each piece of equipment can be found in Appendix C.

Survey Area

The Usumacinta platform site is located approximately 50 miles northwest of Ciudad del Carmen within the Bay of Campeche (Gulf of Mexico). . The area is offshore of major tributaries, and is characterized by a relatively flat bathymetry. The survey plan included 13 multibeam and side scan sonar lines in an area of ½ km^2 in water depths that range from 24 to 26 meters. The line spacing was calculated so that 100% coverage was obtained (Figure 1).

Brian Lee

Survey Positioning Control

Multibeam swath sonar systems combine a complex array of instruments, consisting of the transducer, motion sensor, gyrocompass, and geodetic GPS system. Standards developed by the International Hydrographic Organization (IHO), USACE Standards for Hydrographic Surveys, and the NOS Hydrographic Surveys Specifications and Deliverables for shallow water (<30 m) hydrography (IHO 1987; USACE 2003; NOS 2003) are used as the protocol for calibration. Proper alignment of these instruments with one another and with the vessel's reference frame is critical to achieve the high-accuracy required in the SOW.

Calculation of the horizontal and vertical offsets between each of the instruments was followed by a series of sea-based measurements known as the patch (calibration) test. The patch test is performed to calculate several residual biases influenced by the dynamics of the survey vessel and the alignment of the instruments. Results of the patch test, documented in the following sections, are used to calculate a pitch, roll and heading offset and positioning time delay, or navigation latency. Additional calibration measures were performed in the field including frequent sound velocity profiles. The results of these daily field checks can be found in Appendix A.

GPS Site Calibration

To enhance geographical positioning, the satellite based CNav system delivered position corrections real-time to the Coda F180 inertial navigation system. The number of satellites available is proportional to the accuracy of geographical position, which is critical to the accuracy of the geophysical survey data. In the open expanse of the Bay of Campeche, the number of satellites was at least 6, and frequently 11, during this survey.

Final hydrographic data are delivered in the World Geodetic System of 1984 (WGS84), Universal Transverse Mercator North Zone 15, with units in meters. Vertical control was not established for this survey due to limited access to the rig.

Brian Lee

Multibeam

The project specifications required sonar coverage of a ½ km^2 area around the jack-up platform rig facility. Sonar coverage was collected as close to the rig as the vessel could safely navigate. The survey was performed in one stage.

On February 4th multibeam data were collected from the vessel Isla Verde. Weather conditions were favorable but windy for surveying, and any variability in data quality due to operating in these conditions was not thought to have compromised the accuracy or integrity of the final seafloor map. The full extent of the areas covered during the multibeam survey, and the locations of the survey transects are shown in Figure 2. Survey speed was typically between 3 and 5 knots. Greater than 90% coverage was obtained within the platform area with effort being concentrated in areas identified near the platform location.

Positioning and Navigation

The navigation and survey control system utilized a desktop computer running Coastal Oceanographics Hypack MAX 6.2B software. Horizontal positions were acquired with a CNav (GcGPS) and Coda Octopus F-180 inertial naviation GPS system. The F-180 is a DGPS augmented navigation system that provides accurate position, heading and attitude for the survey vessel. Due to the overhead obstructions near the jack-up platform rig, GPS reception was potentially compromised by multi-path effect and signal loss. The F-180 continued to provide inertially derived positions throughout these areas of signal loss for accurate, continuous vessel positioning. Position data of the vessel was logged at 5 Hz and the attitude was logged at 25 Hz to compensate for the vessel's dynamic motions during data acquisition. The F-180 also provided heading corrections, providing a higher degree of accuracy than a conventional gyrocompass.

The position data was also used by Hypack in real-time to provide vessel navigation information to the helmsman. The survey tracks were displayed with the multibeam swath coverage on a helms monitor. This real-time display also gave the hydrographer immediate indications of data quality and coverage.

Multibeam Data Aquisition

Soundings were acquired with Reson 8125 multibeam bathymetric sonar operating at a frequency of 455 kHz with a 1.0 X 0.5beam width. The Reson 8125 produces a 120 degree swath of 240 soundings in a single sonar ping. Multibeam data was acquired by running lines parallel to contours. Sonar swaths were recorded at a maximum rate of 40Hz as the vessel traveled along the survey track. Multibeam data was clipped at 50 degrees port and starboard (100 degree total swath width) during main scheme acquisition to ensure data quality. Coastal Oceanographics Hypack Hysweep V6.2B was the primary sonar acquisition system. The system provided precise time tagging of the auxiliary sensor data and real-time data displays for quality control. Figure 3 documents the survey scheme used to perform quality control patch tests for pitch, roll, and yaw, and the site survey. The figure denotes the planned calibration lines and the actual lines used for calibration.

The patch test calibration quantified residual biases from the alignment between the motion sensor and the multibeam echosounder. The patch test also calculated the latency between the time positioning

Brian Lee

data was received, and the time the computed position was logged by the acquisition system. Patch test values were calculated with the Caris calibration tool and then entered into the vessel configuration file for post-processing. The patch test results were pitch –0.20°, roll -0.67°, yaw 3.30° and latency 0.0 seconds.

A recently calibrated SeaBird 19-Plus compensated for acoustic refraction. Casts were performed every two hours during the day to model velocity changes throughout the water column within the survey location. After each deployment, the instrument was downloaded and processed at a 1m-bin average with SeaBird software and applied during the post- processing of the multibeam data. Figure 4 denotes the locations at which sound velocity casts were conducted. Figure 5 shows the sound velocity profiles that resulted from the casts at each location.

Data Processing Routines and QA/QC Information

Processing high-density multibeam bathymetry data requires a multitude of processing routines and data quality analyses. The following section will detail all aspects of data post-processing for the Usumacinta platform multibeam survey. Also presented in this section is detailed QA/QC information and analysis generated throughout the various processing procedures.

Bathymetry Processing: General

The swath widths limits of the multibeam data (50° port/50° starboard) data were edited with portions of the swath, mainly in the outer beams that exhibit areas of inconsistent data, clipped and not included in the final digital file. Sounding track lines are generally parallel to each other and parallel to the seafloor contour. Sinuous lines and data acquired during turns are not included in the final processed data. To meet the accuracy and resolution standards for measured depths specified in the USACE Hydrographic Surveying Manual and the NOS Hydrographic Surveys, Specifications and Deliverables Manual, measured echosounder depths were corrected for all departures from true depths attributable to the method of sounding or to faults in the measuring apparatus.

These corrections are subdivided into four categories, and are listed below in the sequence in which they were applied to the data:

1. Instrument error corrections: included to account for the sources of error related to the sounding equipment itself.

2. Vessel offsets: added to the observed soundings to account for the depth of the echosounder below the water surface, positioning of the motion reference unit, and GPS antenna.

3. Velocity of sound correctors: applied to the soundings to compensate for the fact that echosounders may only display depths based on an assumed sound velocity profile while the true velocity may vary in time and space.

4. Heave, pitch, roll, heading and navigation latency corrections: applied to the multibeam soundings to correct for the effect of vessel motion caused by waves and swells, the error in the vessel's heading, and the time delay from the moment the position is measured until the data is received by the GPS receiver.

Brian Lee

Post-processing of the Usumacinta platform multibeam data was conducted utilizing Caris HIPS V6.1 multibeam editing software. Patch test data was analyzed and alignment values were applied to the sonar data. The water level was entered as constant and a sonar draft measurement of 1.5m was applied. Sound velocity profiles were then applied to correct for slant range measurements.

Each survey line was reviewed using the Caris swath editor. The vessel's position and attitude data was reviewed and accepted. Navigation edits included reviewing for time jumps greater than 0.2 seconds and removing data in vessel turns. Attitude data was reviewed for gaps, and none were identified. Filters were then applied to reject the outer swath limits of the multibeam data (50° port/50° starboard). Sounding data was then reviewed and edited for outstanding data flyers. Sounding data, including sonar beams reflecting from noise or aeration in the water column, were carefully reviewed before being flagged and rejected. In each case, swath-edited data was not eliminated and can be re-accepted in the future if required.

After swath editing, all data was reviewed through the Caris HIPS subset-editing program to ensure no outliers remained in the data set and to analyze swath-to-swath comparisons. The subset editing procedure also provided confidence in vessel positioning and sonar calibration by observing features mapped at the same location from multiple opposing swaths.

All the accepted data was used to create sun-illuminated digital terrain models (DTM). This process created a 1-meter grid over the survey coverage area and then assigned values to each grid node with an inverse-distance-weighted algorithm. These models were used to identify residual biases and assisted in 3-D visualization during the subset-editing procedure. Areas of interest were identified through the DTMs and investigated further with the subset-editing program. The multibeam procedure is detailed in the flowchart in Figure 6.

A sun-illuminated image of the multibeam data was generated with Caris at a 1-meter and half-meter pixel resolutions. The sun-illuminated imagery is color-coded by depth and was artificially illuminated. The color-coded pixels in the imagery demonstrate the extent of coverage over the survey area and present a detailed image of the multibeam bathymetric data. The final bathymetric data set was exported from Caris HIPS in a 1-meter XYZ and geotiff format.

Graphical Summary of MB Deliverables

Graphical summaries of the multibeam data are presented in Figures 7-9.The platform mat and sea pony are depicted in Figure 8. A three-dimensional rendering of the seafloor is shown in Figure 9.

Side Scan Sonar

Sound propagates well in water and the use of marine hydroacoustics is widely accepted as the preferred method to map the seafloor on a broad scale. Although a range of hydroacoustic techniques are available for this purpose, side scan sonar remains a widely used method for the rapid and cost effective mapping of large areas of marine environments.

Side scan sonar makes use of sound signals to obtain an acoustic image over a wide swath (up to 400m) of the seafloor. Subsequent adjacent and overlapping swaths can then be used to build up an

Brian Lee

image of the seafloor that looks similar and is analogous to an aerial photograph. While the side scan records allow the extent and boundaries of areas of sediment to be determined, they require validation. This validation can be provided by a correlated multibeam, sector scanning sonar, and sediment cores for the areas mapped using the side scan. A Global Positioning System (GPS) is used while surveys are underway to ensure the records obtained are positioned as accurately as possible. Figure 10 shows the deployment of the side scan sonar off the stern of the Isla Verde.

As the fish is towed through the water these transducers periodically produce a pulse of sound in a thin fan shaped beam (Figure 11). The returns recorded from this 'ping' are built up into an image of the seafloor related to the texture, slope and hardness of the substrate. An example of a processed side scan image is shown in Figure 12. This shows a central line that represents the position of the center of the towed body known as the 'nadir'. This is an artifact of the outgoing transmit pulse. On each side of this is the signal that is recorded from the two transducers. The lighter part near the nadir represents the water column beneath the fish, the width of which can be interpreted as the height the fish is off the seabed.

Beyond this, the outer parts represent the texture of the different types of seafloor. Flat fine material provides a weaker return than coarse sediment and is displayed in a lighter color. The rugged features of physical structures, pipelines, coarse material provide characteristic harder and more varied returns with shadowed areas caused by the relief.

During processing the water column is removed and the data from each transducer is stretched to meet in the centre. Geometric and radiometric corrections that assume a flat seabed are also applied at this time to remove distortions due to the angle of incidence of the acoustic wave. The vessel follows survey lines that allow the swaths recorded from the side scan to be built up into a 'mosaic' of the seafloor of the required coverage.

Side Scan Sonar Survey

Side scan sonar data was acquired with a Klein 3000. The Klein 3000 is a dual frequency (132 /445 KHz) digital side scan sonar that records at approximately 25Hz. The Klein 3000 was interfaced to the Klein 3000 TPU for power and data communications. The Klein SonarPro software running on a networked PC workstation provided the sonar control and display functions.

Towfish navigation was provided by layback calculations performed by the SonarPro software. The C-Nav DGPS offsets to the tow block were entered into the SonarPro software (~6m port, 18m aft) The survey area varied by approximately 3m in water depth allowing the cable out to be set at a constant 60m/80m for the two range scale settings of 50m/100m. Towfish altitude was adjusted and maintained at 10-20% of the side scan range scale.

The survey was performed in one stage. The side can sonar survey was carried out on February 5th, 2008. Weather conditions were favorable for surveying, and any variability in data quality due to

Brian Lee

operating in these conditions was not thought to have compromised the accuracy or integrity of the final seafloor map. The full extent of the areas covered during the side scan sonar survey, and the locations of the survey transects are shown in Figures 12 and 13. Survey speed was typically between 4 and 6 knots. Nearly 100% coverage was obtained within the platform area with effort being concentrated in areas identified near the platform location. Figure 13 denotes the actual side scan track lines over which data were collected for this survey.

Data Processing Routines and QA/QC Information

Backscatter Processing

Preliminary mosaicing in the field utilized Chesapeake Technologies SonarWiz to verify coverage. Sea Engineering Inc. performed the final processing and analysis of the side scan data.
Sides scan mosaics were generated at 0.1m/pixel resolution using SonarWiz, with 100% overlap achieved in survey area. A comparison of multibeam bathymetry with the sidescan record showed clearly that the two surveys have a high degree of position correlation.

Analysis of this side scan sonar mosaic will allow for boundaries between different types of sediment and features to be determined. Where boundaries between sediment types are indistinct, bathymetric contours could be used to further characterize these areas. Maps were produced in ArcView 9.2 using the geotif files from SonarWiz.

Overall horizontal accuracy of the maps is a combination of a number of issues including GPS positioning, fish positioning, acoustic beam positioning as well as accuracy of positioning and classifications of boundaries. From observation, it is estimated that the horizontal accuracy of features depicted on the maps is better than 1m.

Classification of Bottom Type, Structures, and Anomalies

Lower reflectivity sediment was found in the survey area and is of unknown character at this time. Few features could be identified on the seafloor within this classification, although areas of some disturbance are evident. Lighter, smoother areas on the side scan records are indicative of fine sediment. Seafloor marks are clearly identifiable on the side scan record.

Many sharply defined transitions between sediment types and morphology were found in the survey region. These were typically found in areas surrounding the platform site. An extensive area of highly reflective sediment was found to the west and north of the surveyed area. The boundary between these sediment types is easily distinguished (Figure 12). Figure 14 shows an expanded view of the project site.

Sector Scanning Sonar

A scanning sonar makes use of sound signals to obtain an acoustic image over a wide, circular swath (up to an 80m radius) of the seafloor. Subsequent adjacent and overlapping swaths can then be used to

Brian Lee

build up an image of the seafloor that looks similar and is analogous to an aerial photograph. While the sector scan records allow the extent and boundaries of areas of sediment to be determined, they require validation. This validation can be provided by a correlated multibeam, side scanning sonar, and sediment cores for the areas mapped using the sector scan. A Global Positioning System (GPS) is used while surveys are underway to ensure the records obtained are positioned as accurately as possible. The acoustic measurements of the scanning sonar are obtained similarly to that of the side scan sonar.

The survey was performed in one stage. On February 5th 8 hours of sector scan sonar data were obtained from the charter vessel Isla Verde. Weather conditions were favorable for surveying, and any variability in data quality due to operating in these conditions was not thought to have compromised the accuracy or integrity of the final seafloor map. The scanning sonar was deployed in distinct locations, as mapped in Figure 15.

Survey Locations

Imaging scans of the mat area were performed with a Kongsberg Mesotech MS 1000 675 kHz fan beam scanning sonar system. The Sonar was mounted onto an aluminum tripod and deployed from the A-Frame of the vessel near the rig site. Positioning was provided by offset measurements from the C-Nav DGPS system to the A-Frame block. When the tripod reached the seafloor a target was marked with hypack and a 360° scan was acquired. Figure 15 and 16 depicts the scanning sonar and tripod being deployed and their locations from the stern of the Isla Verde. Figure 17 is a graphic representation of the sonar and tripod deployment.

Backscatter Processing

Preliminary viewing of the data in the field utilized Mesotech MS1000 software to verify coverage. Sea Engineering Inc. performed the final processing and analysis of the sector scan data.
Sector scan images were generated at 2m per pixel using Mesotech MS1000 software. A comparison of multibeam bathymetry with the side scan record showed clearly that the two surveys have a high degree of position correlation with the sector scan imagery.

Analysis of this sector scan sonar imagery will allow for boundaries between different types of sediment and features to be determined. Where boundaries between sediment types are indistinct, bathymetric contours could be used to complete the defining of these areas. Overall horizontal accuracy of the maps is a combination of a number of issues including GPS positioning, sector scan positioning, acoustic beam positioning as well as accuracy of positioning and classifications of boundaries. From observation, it is estimated that the horizontal accuracy of features depicted on the maps is better than 1m. Figures 18-22 show the scanning sonar data from the five distinct locations in proximity to the project site.

Summary

The SEI team performed a marine geophysical survey of the Usumacinta platform site and the surrounding area. The geophysical survey included a high resolution multibeam and side scan sonar survey of an area ½ kilometers around the platform, as well as sector scanning sonar survey in the

Brian Lee

immediate area around the platform. These survey tasks were completed during the period February 1-5, 2008.

In general, the platform site is characterized by a bathymetry of very low relief varying in depth from 24 to 26 meters. There is a distinct change in bathymetry in the immediate area around the platform site which is approximately 1 meter below the surrounding bathymetry. The reason for this change in bathymetry is unknown at this time. Multibeam, side scan sonar, and sector scanning sonar data all verify that the current location and slope of the jack-up platform foundation mat has moved both laterally and vertically from the original location of installation in October 2007. Side scan sonar data show that there are areas of high and low reflectivity, indicating a change in surficial sediment character. These areas of changing reflectivity will be verified by the sediment core data currently being collected at the site. There are also notable features that are present in all of the data collected that add to the full characterization of the site; namely, gouges, trenches, and holes. These data products are of high quality and are invaluable in preparing an assessment of the platform site.

Brian Lee

APPENDIX A – Figures

Brian Lewis

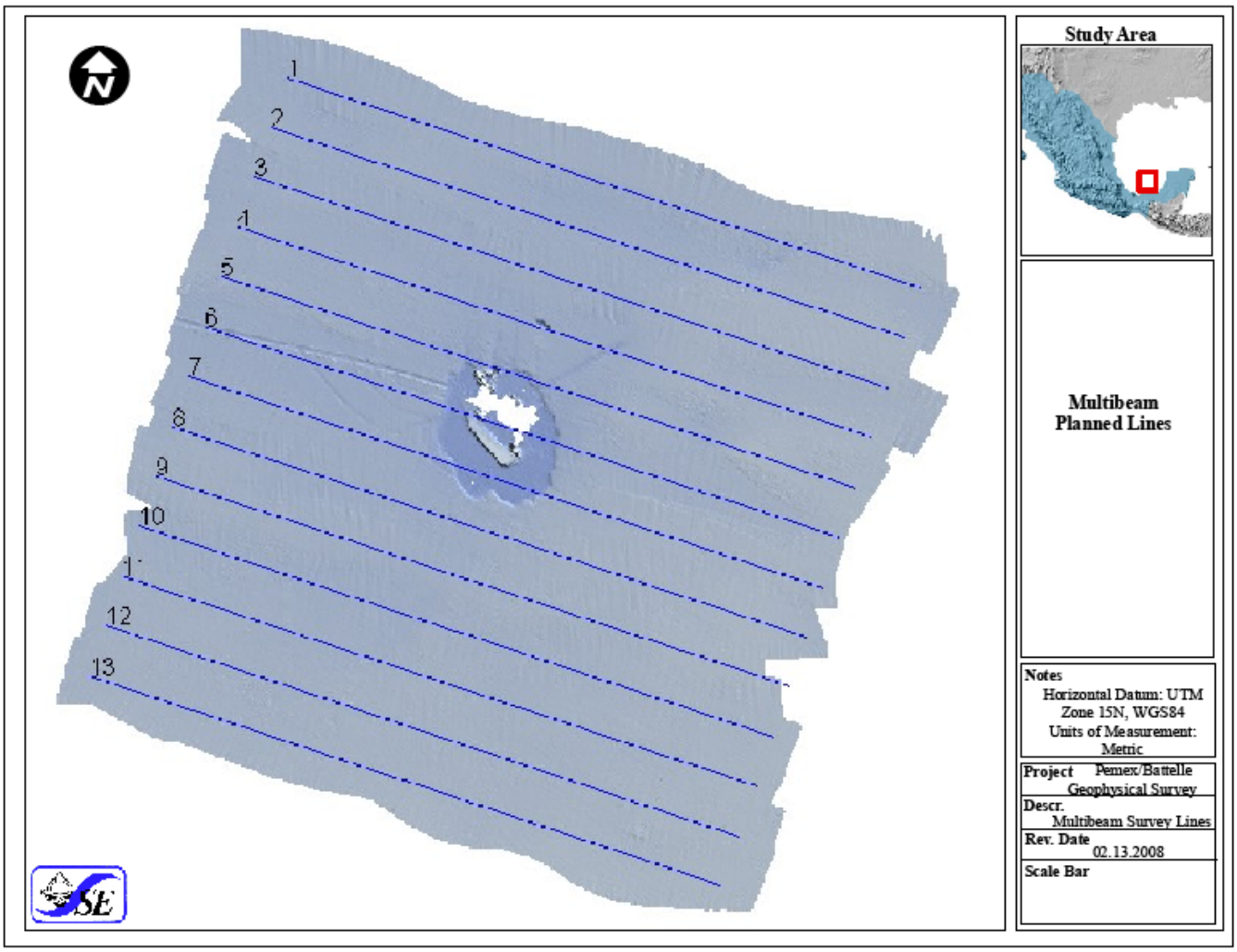


Figure N1. Map overview of the Usumacinta Platform project site showing planned multibeam tracklines and measured bathymetry.

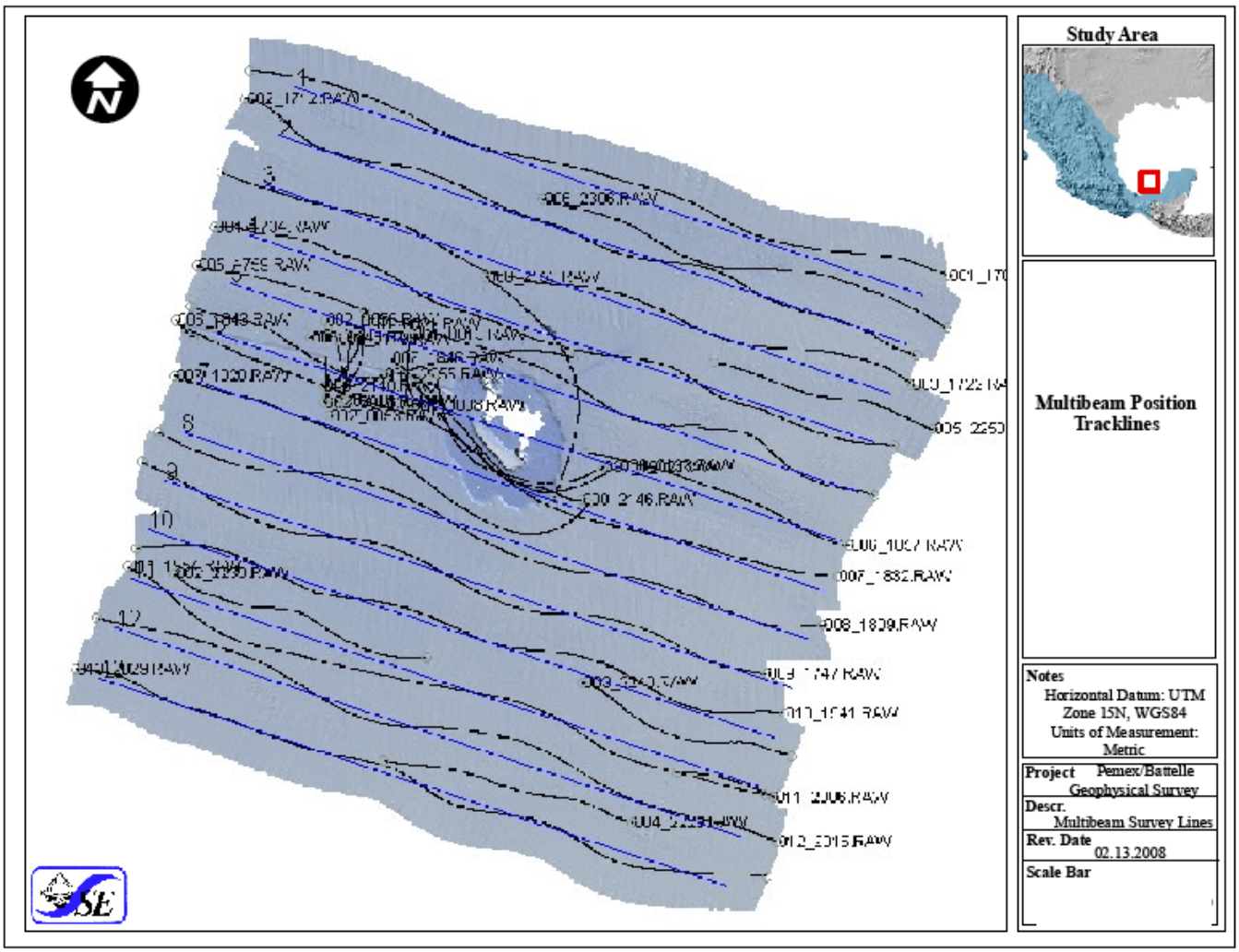


Figure N2. Planview actual tracklines measured during multibeam survey.

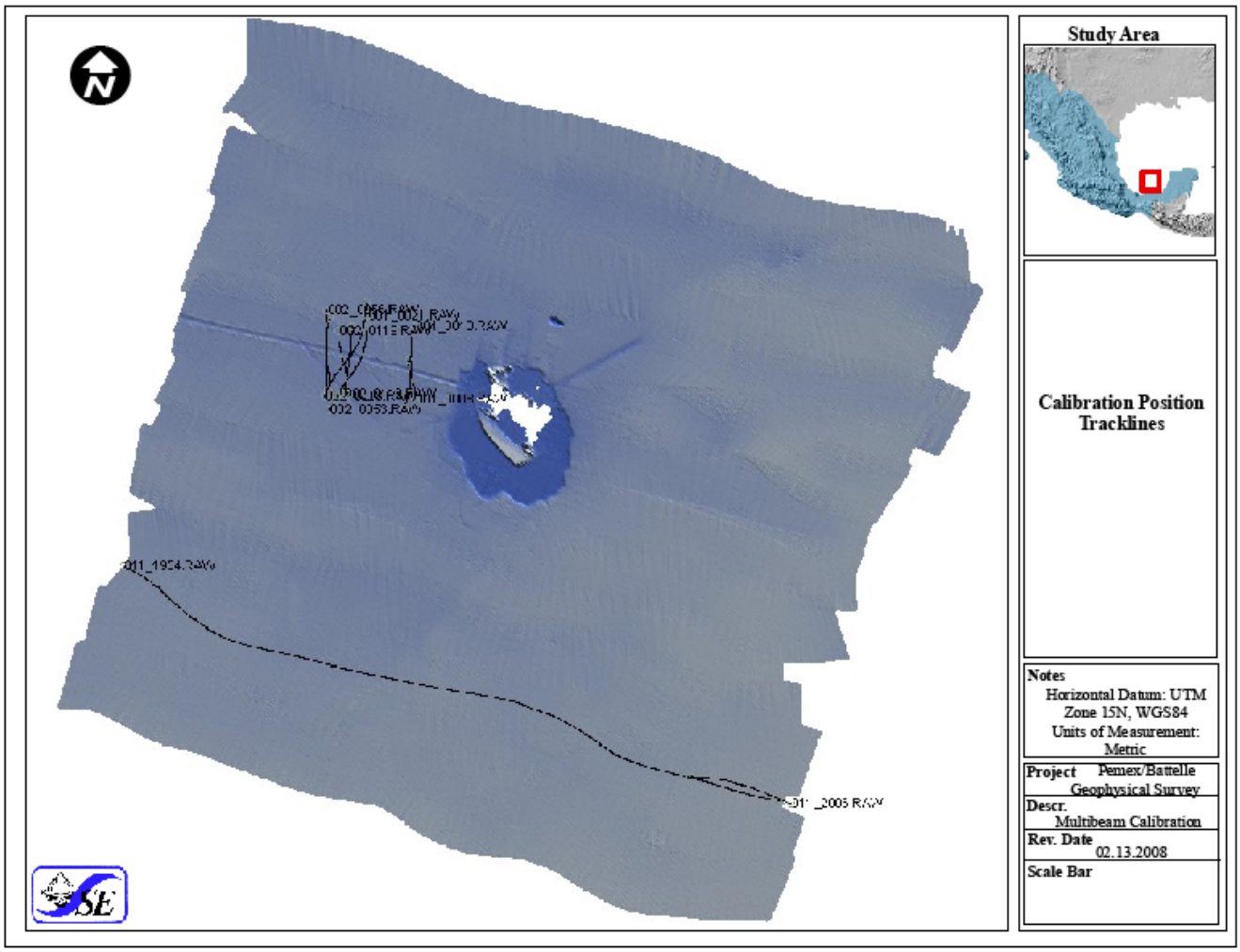


Figure N3. Actual tracklines during multibeam calibration.

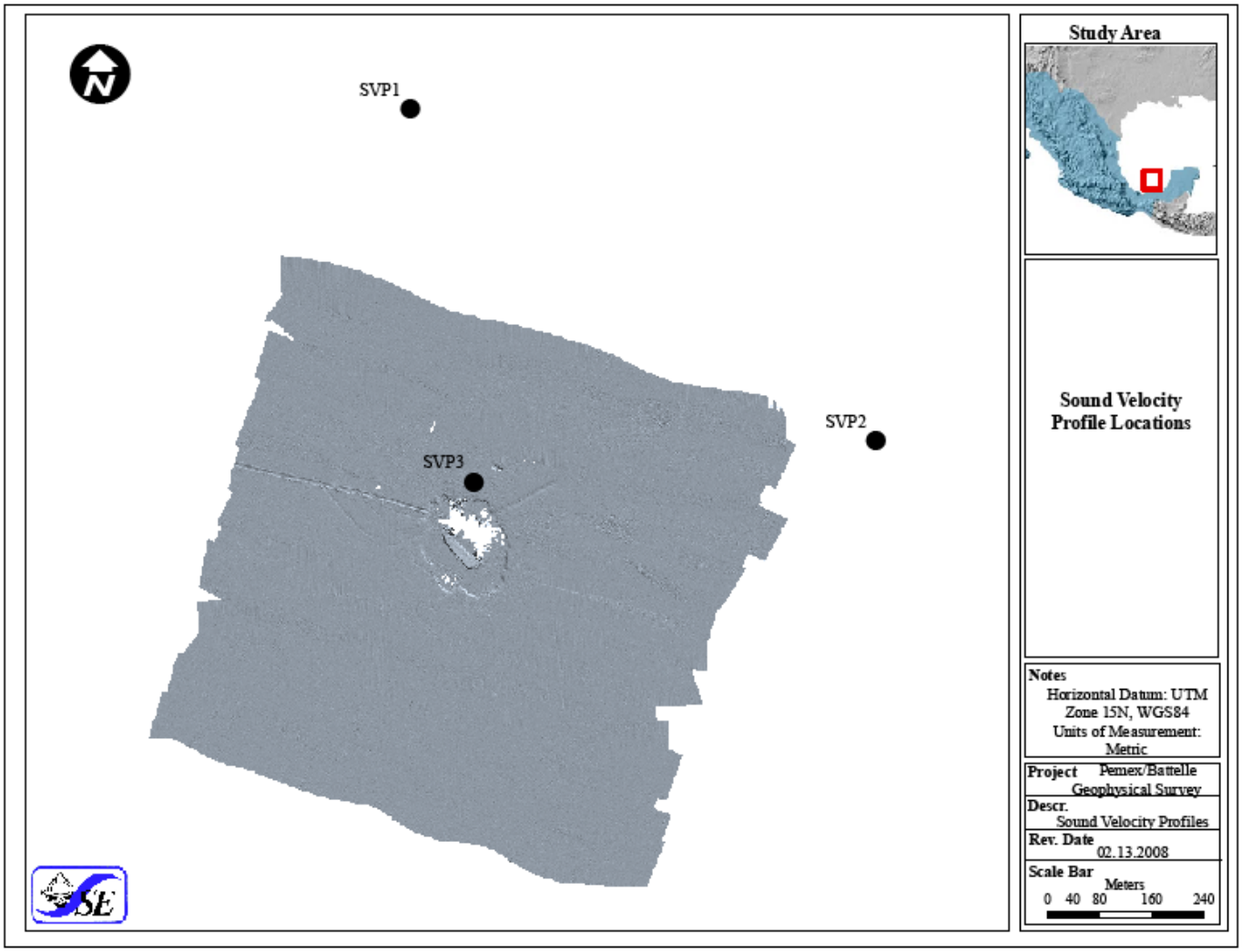


Figure N4. Locations of sound velocity casts relative to project site.

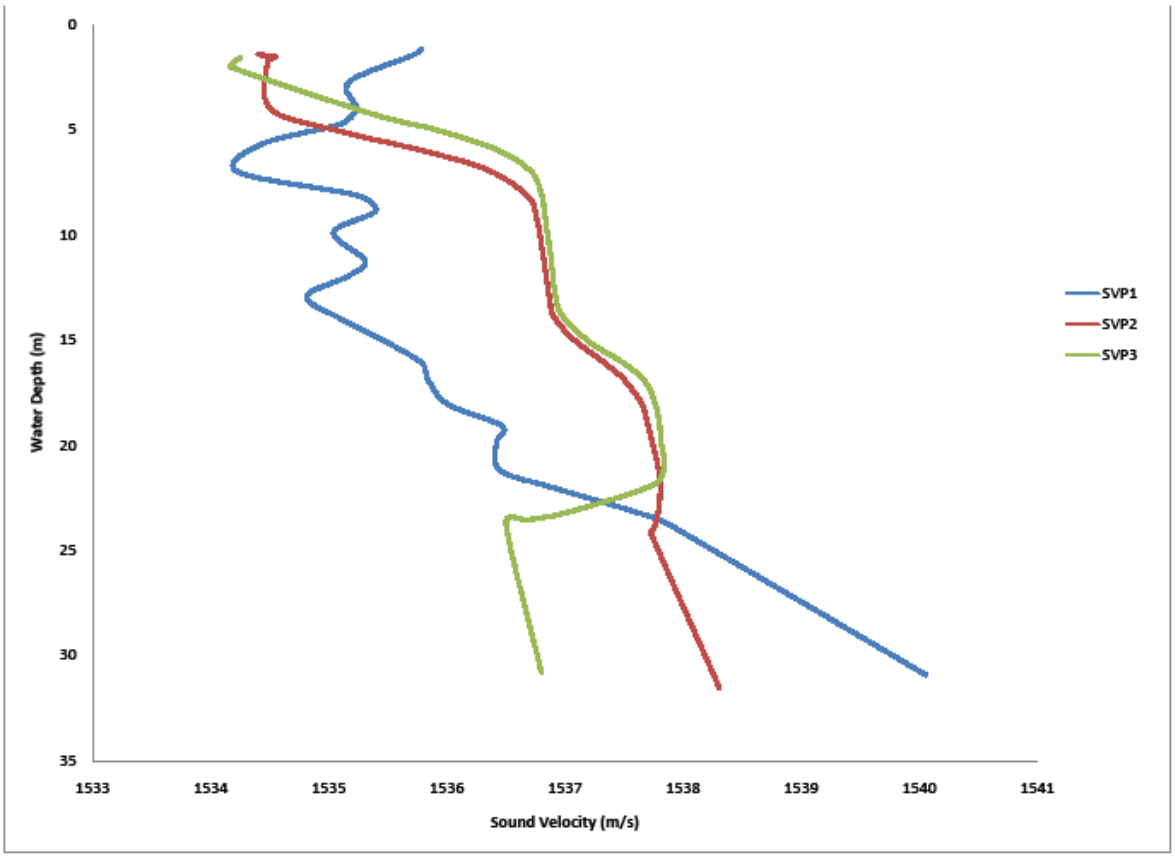


Figure N5. Sound velocity profile data from individual casts during multibeam survey.

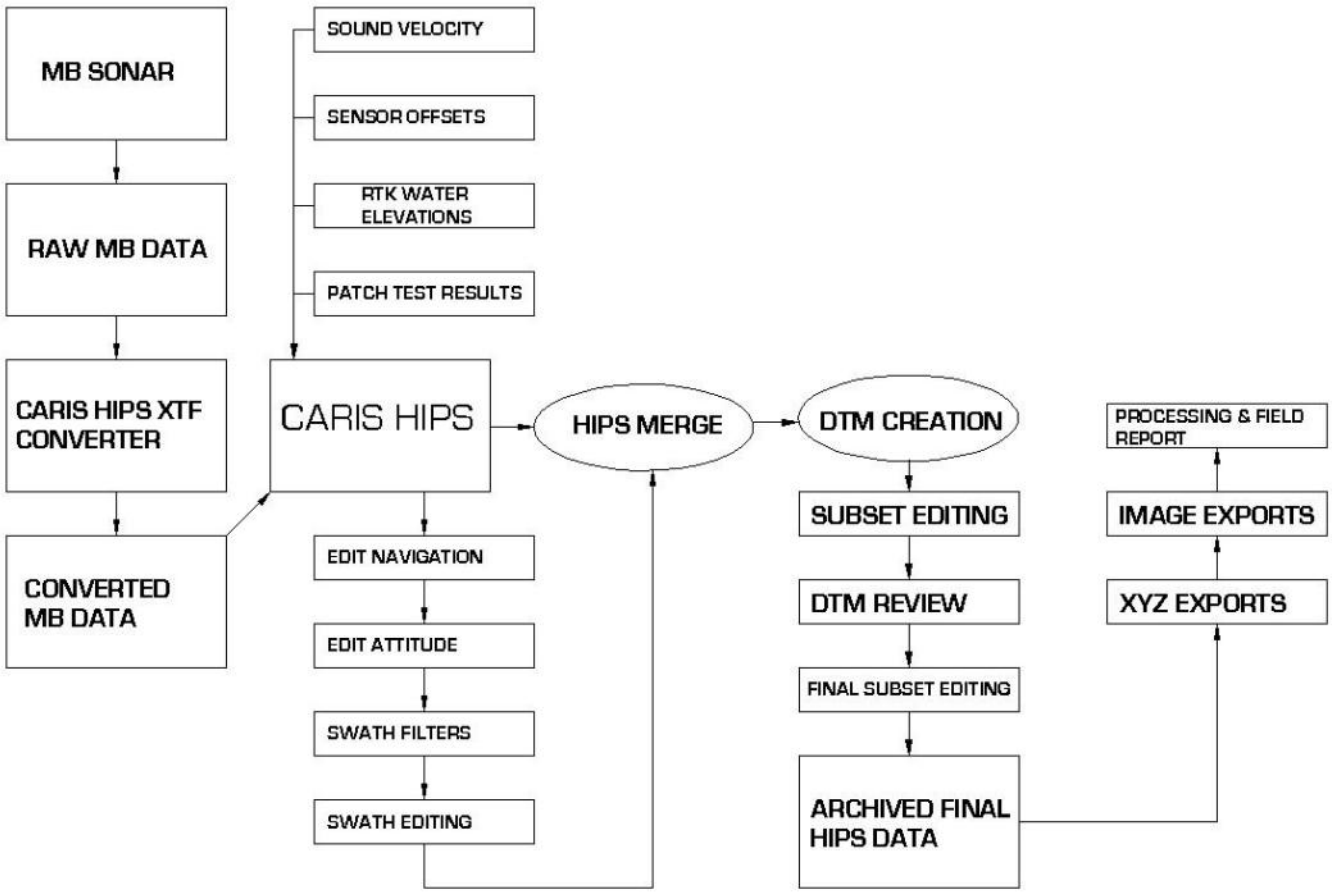


Figure N6. Flowchart of multibeam data collection and processing.

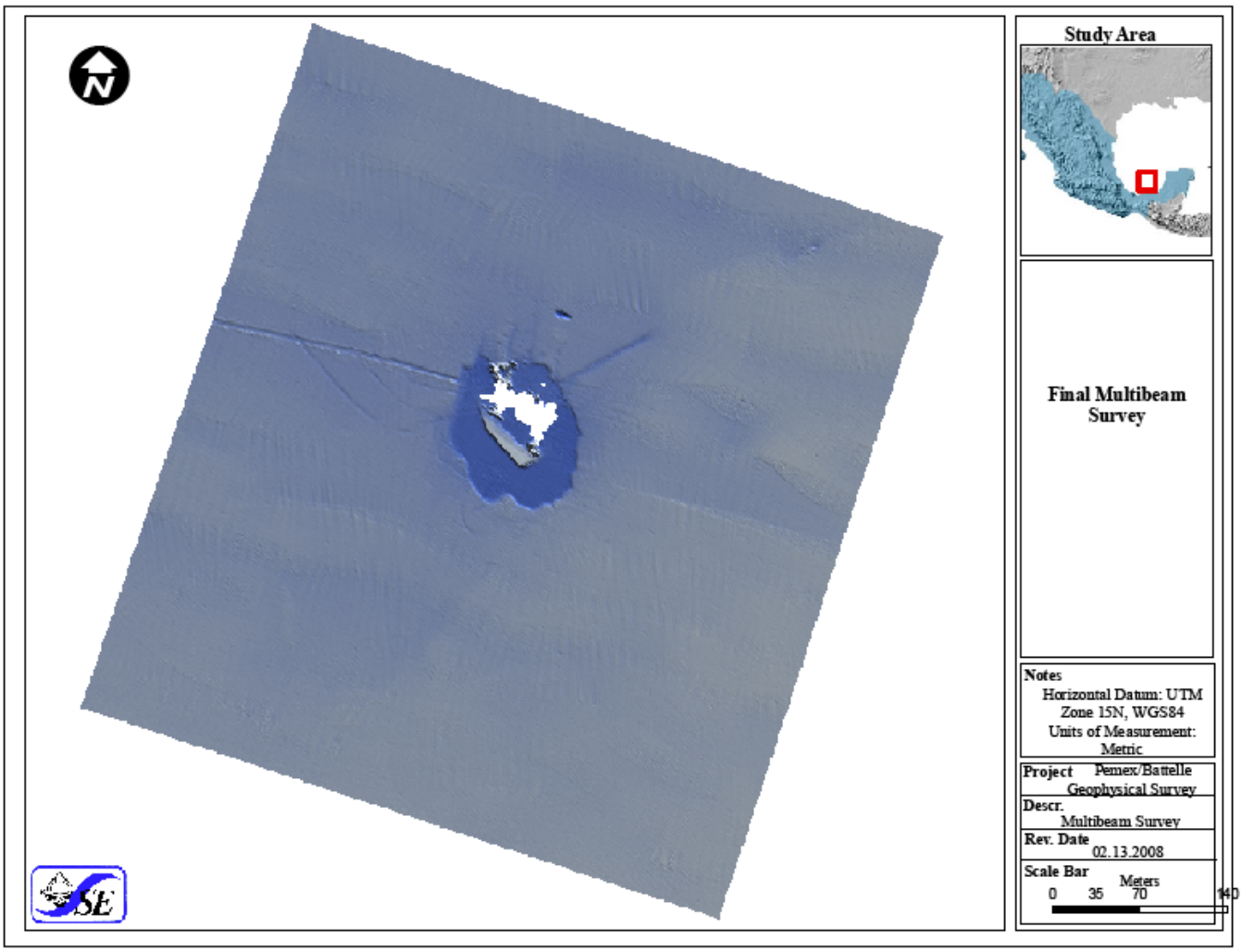


Figure N7. Final digital terrain model (DTM) in 1 meter resolution.

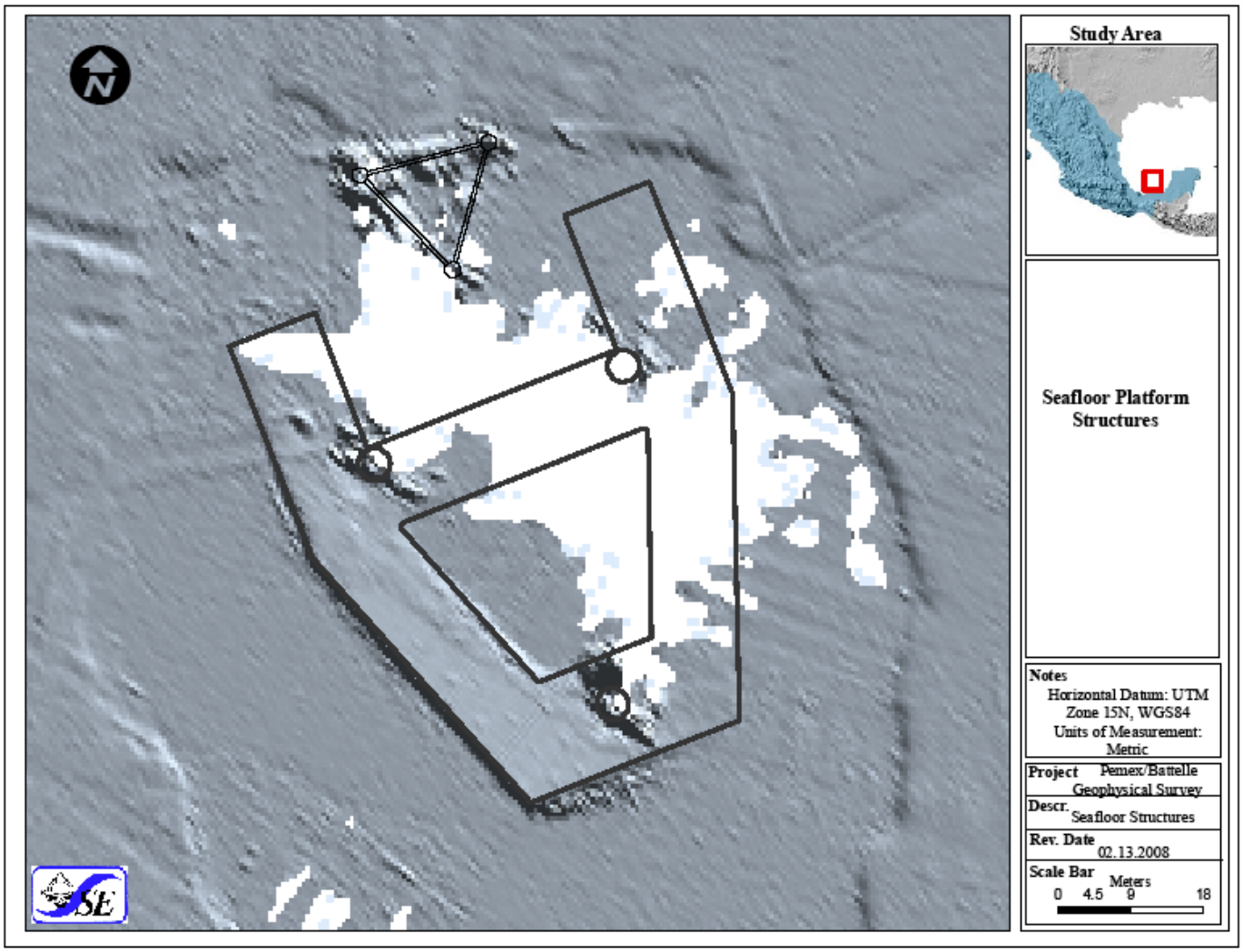


Figure N8. Final digital terrain model (DTM) in 1/2 meter resolution showing platform mat and sea pony structures.

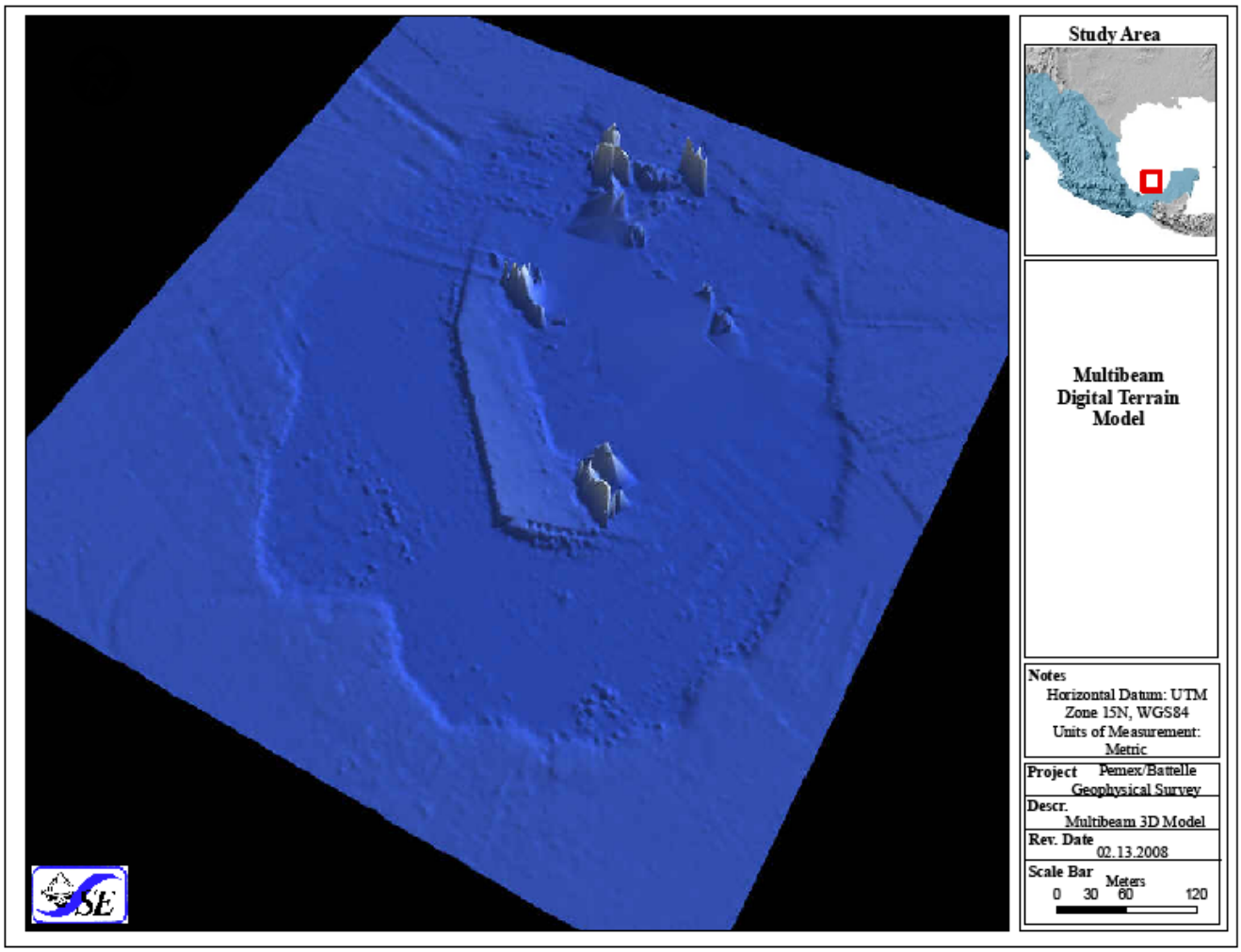


Figure N9. 3D rendering of enlarged project site facing north.

Figure N10. Deployment of side-scan sonar off the stern of the Isla Verde.

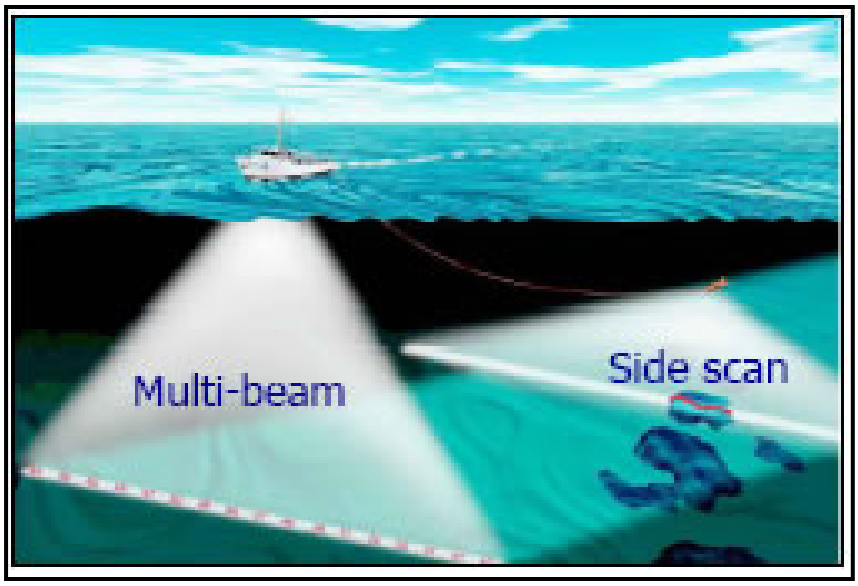


Figure N11. Graphic denoting multibeam and side scan sonar data collection.

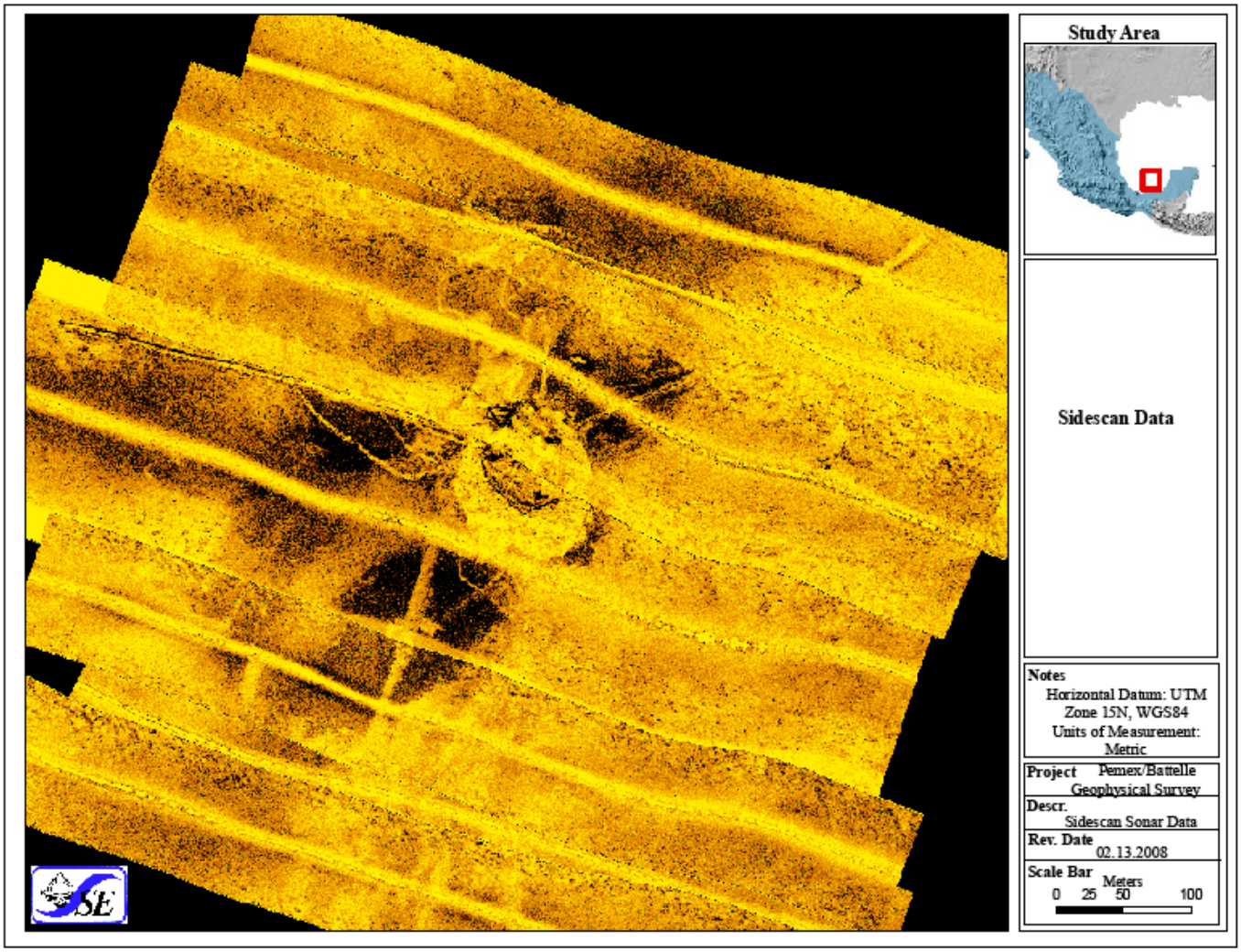


Figure N12. Overview of sidescan sonar data collected.

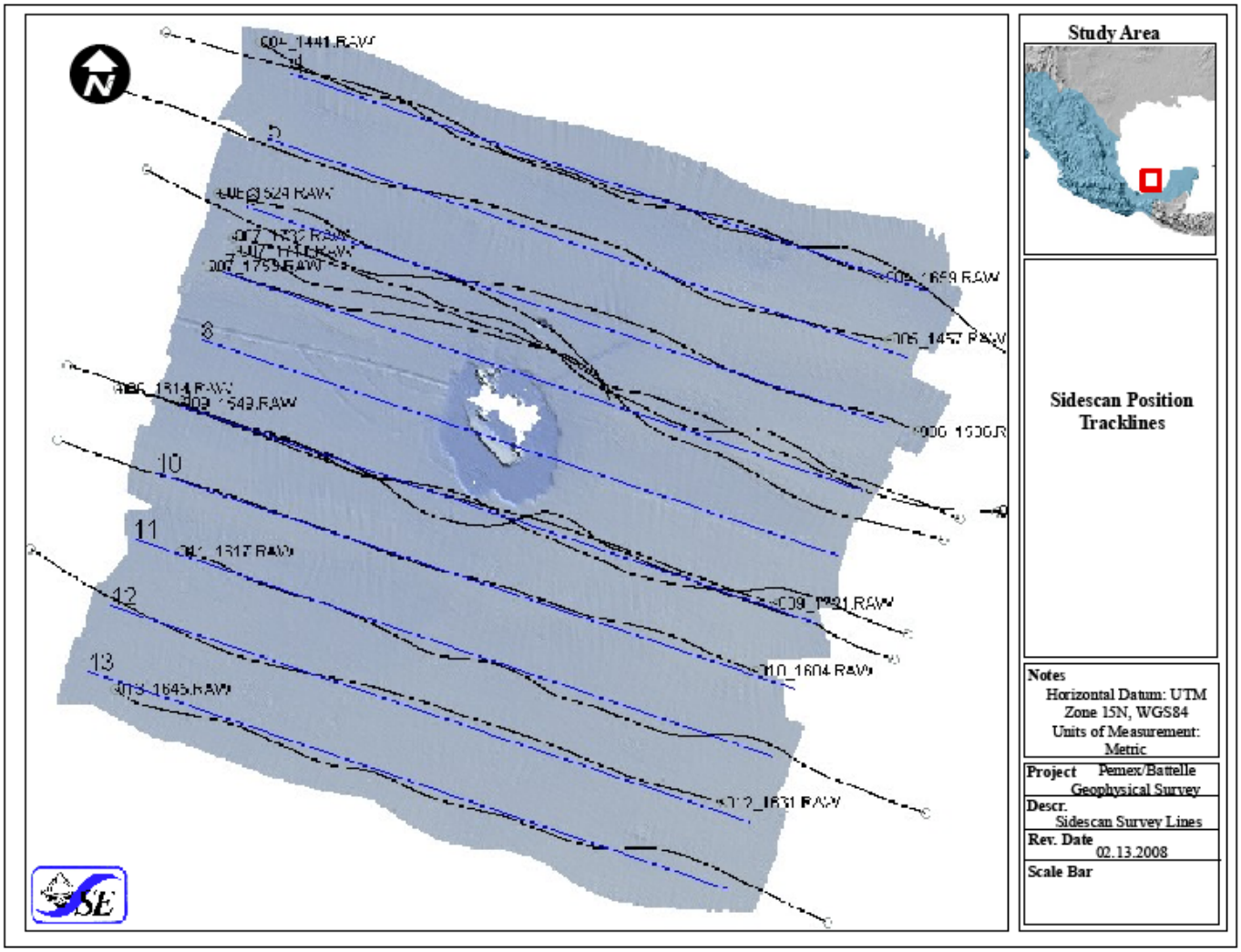


Figure N13. Side scan sonar measured tracklines.

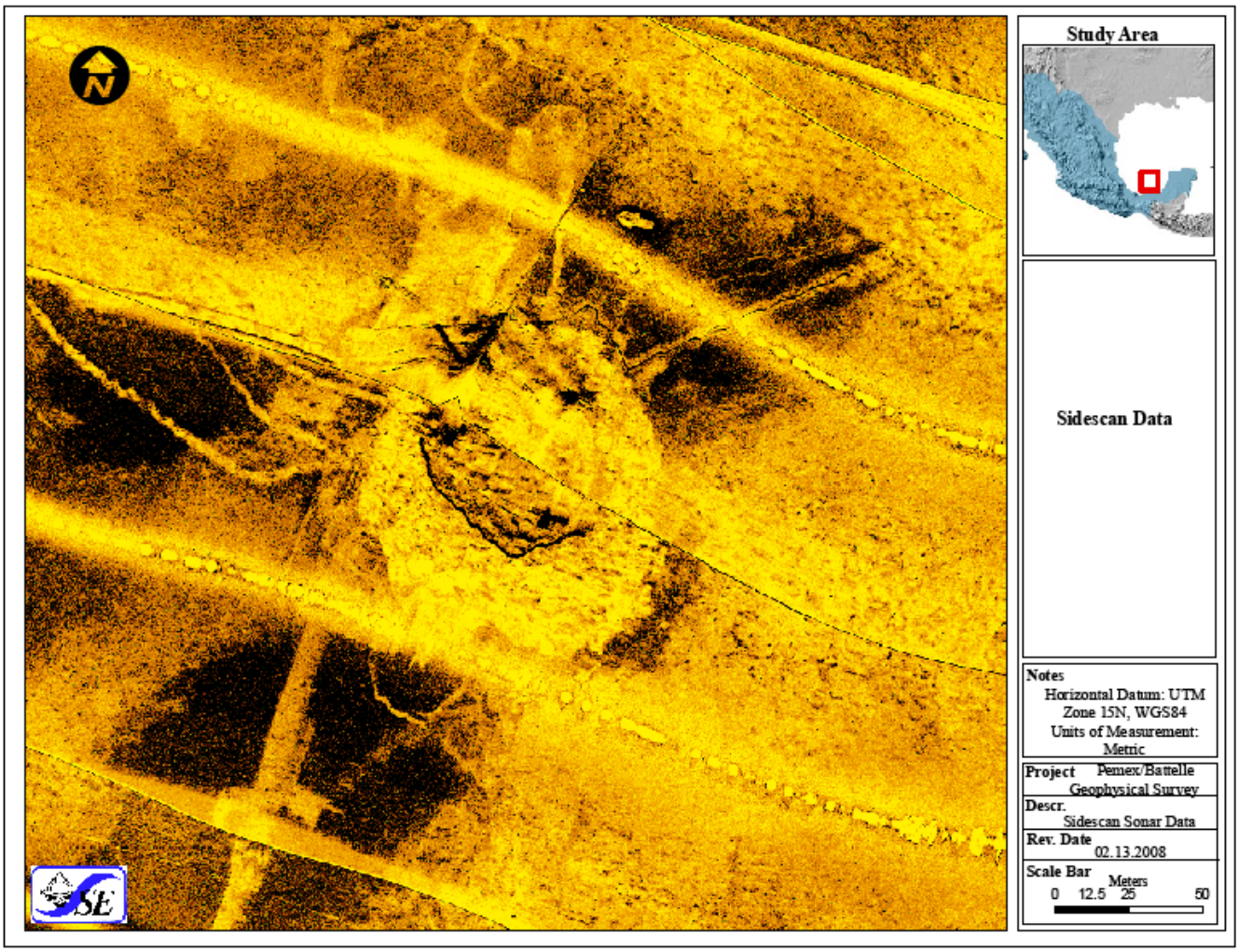


Figure N14. Side scan sonar expanded view of project site.

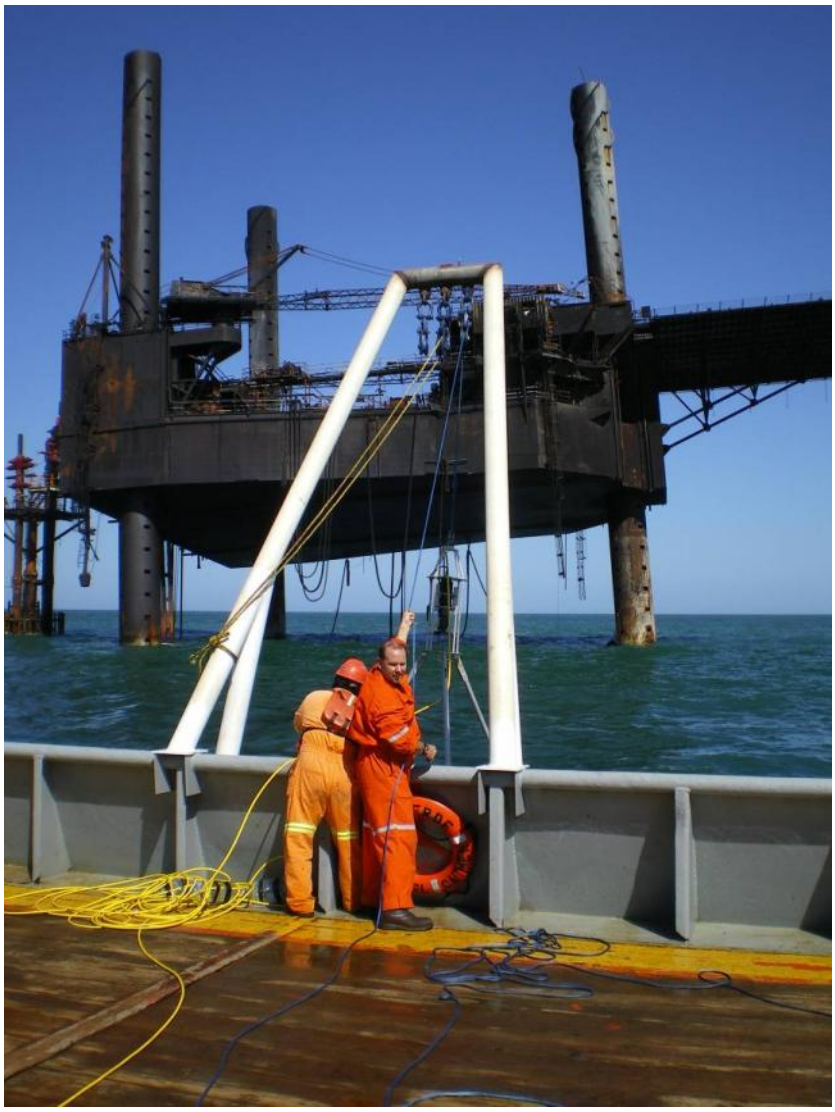


Figure N15. Deployment of sector scanning sonar and tripod off the stern of the Isla Verde.

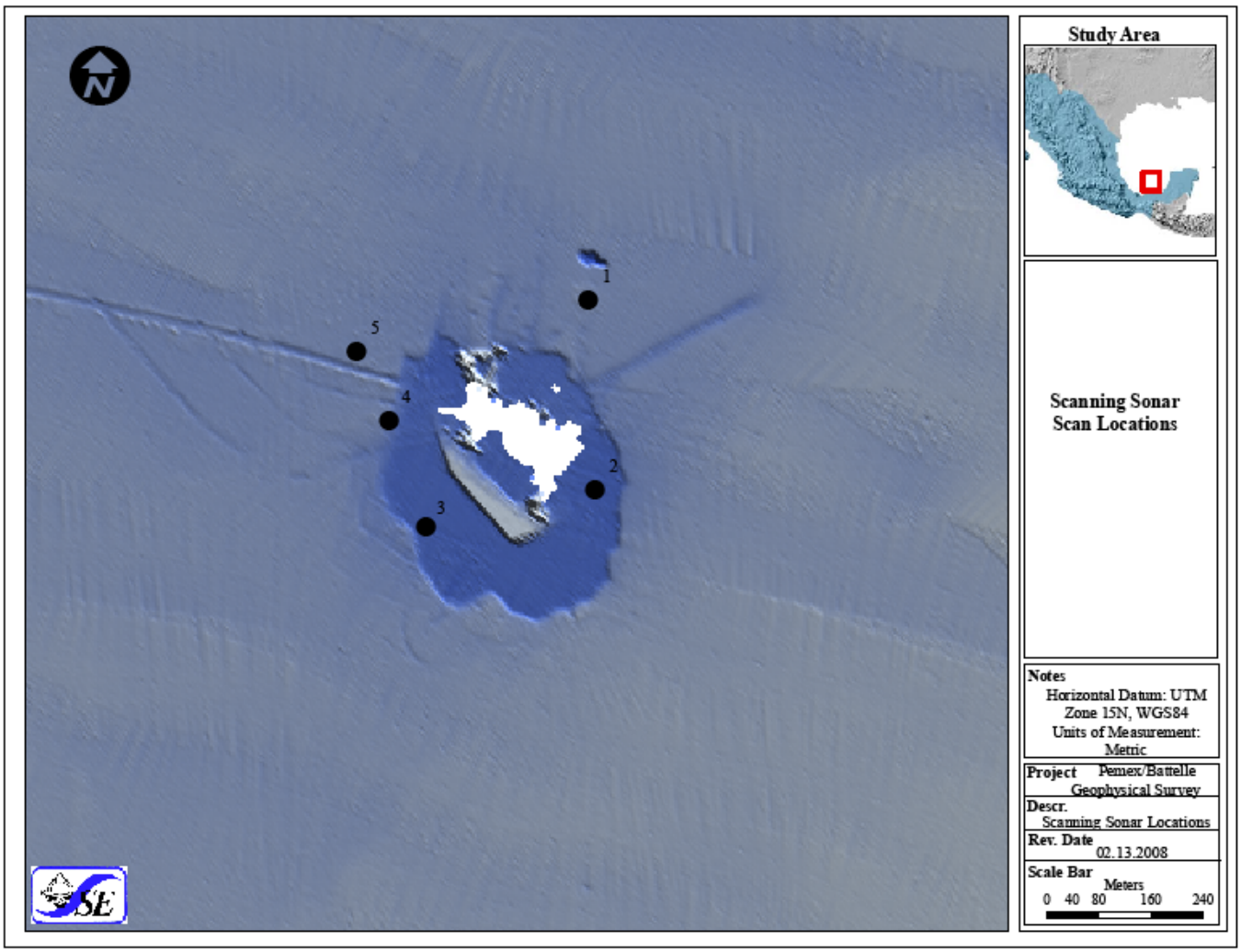


Figure N16. Sector scanning sonar locations around project site.

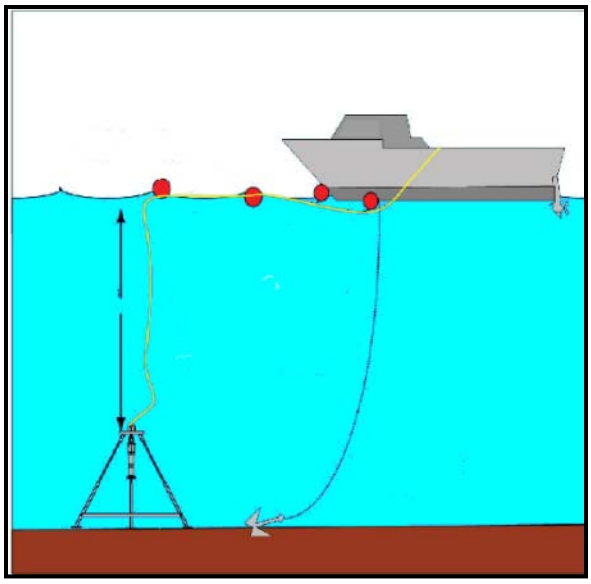


Figure N17. Graphic depicting scanning sonar deployment.

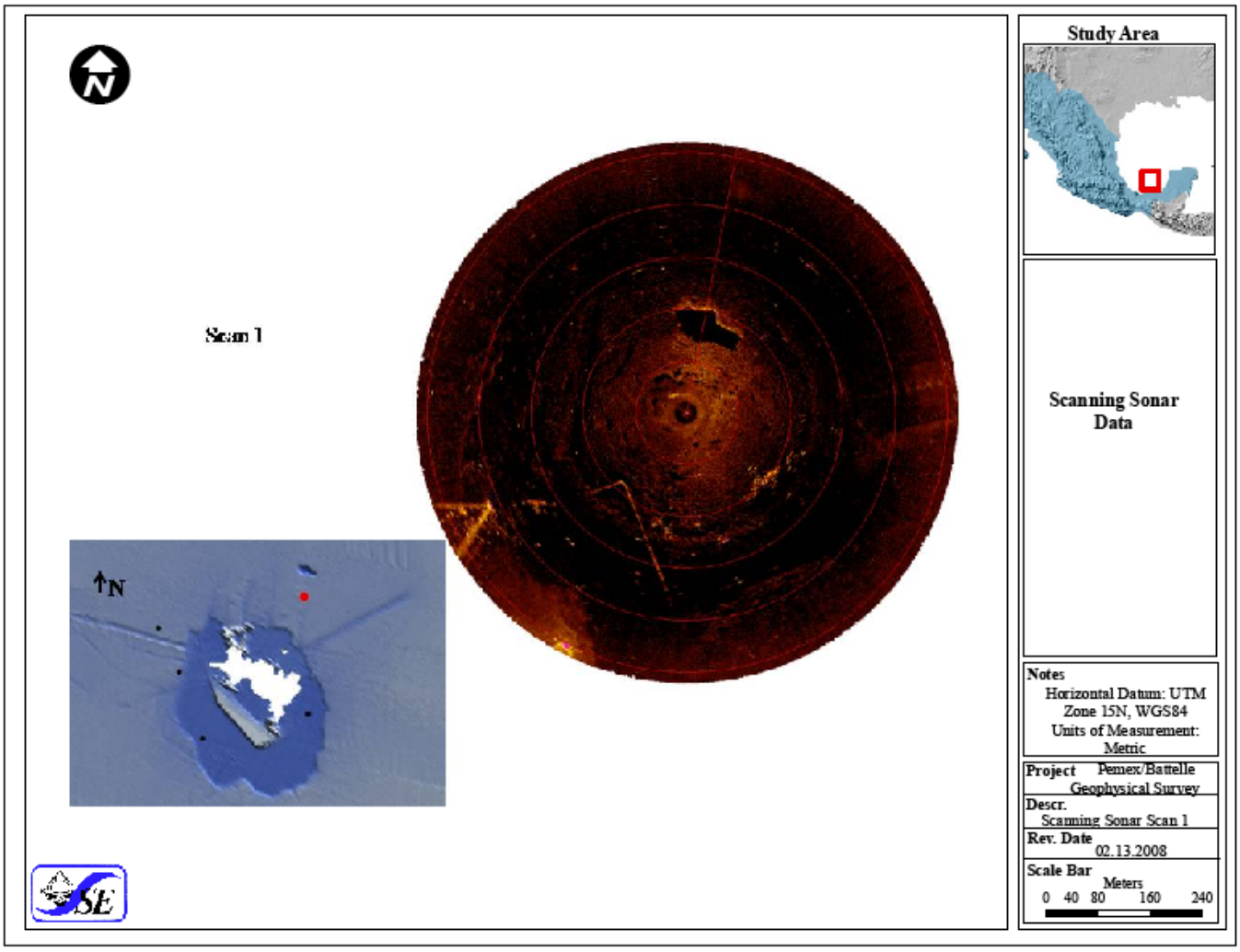


Figure N18. Data from sector scan location 1.

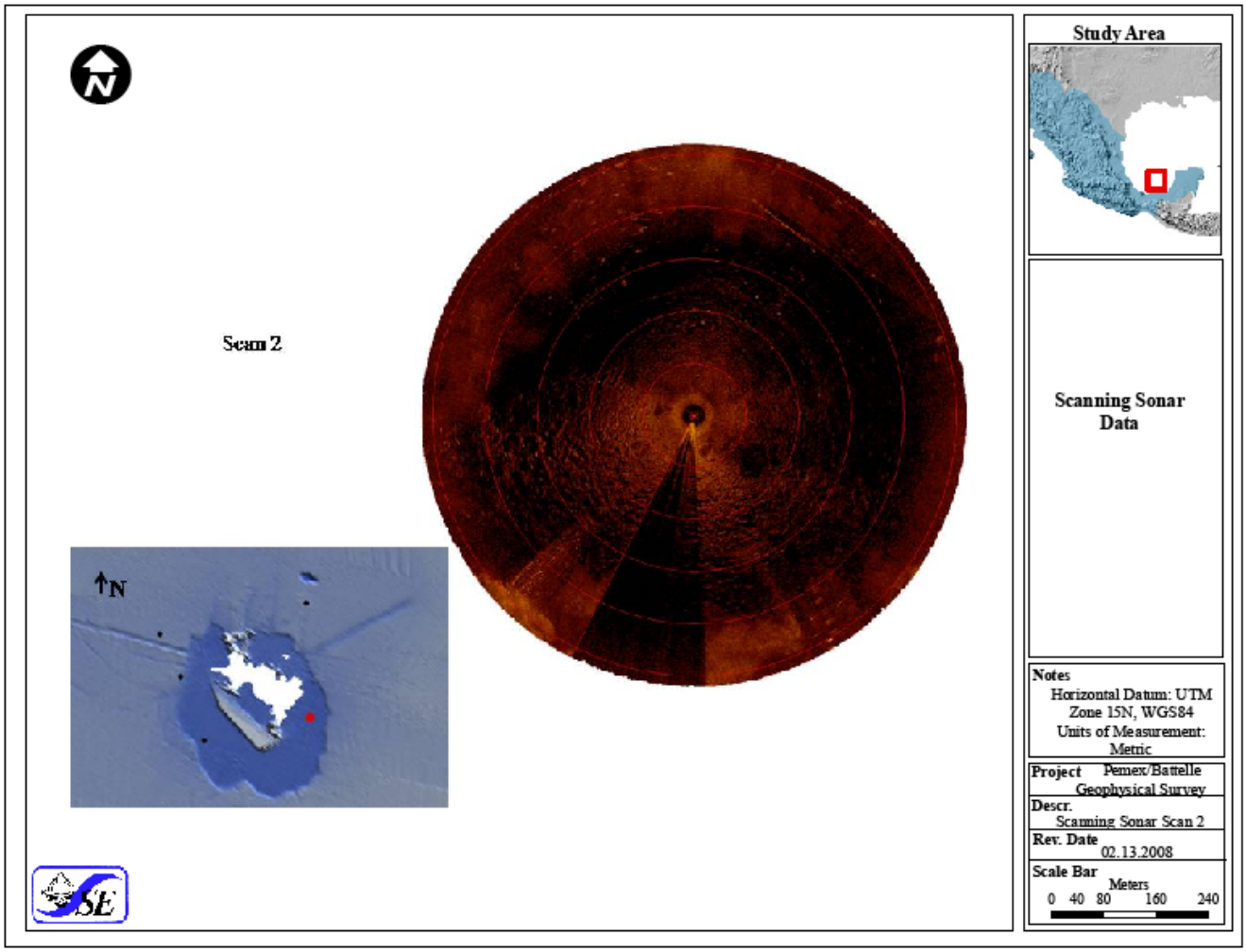


Figure N19. Data from sector scan location 2.

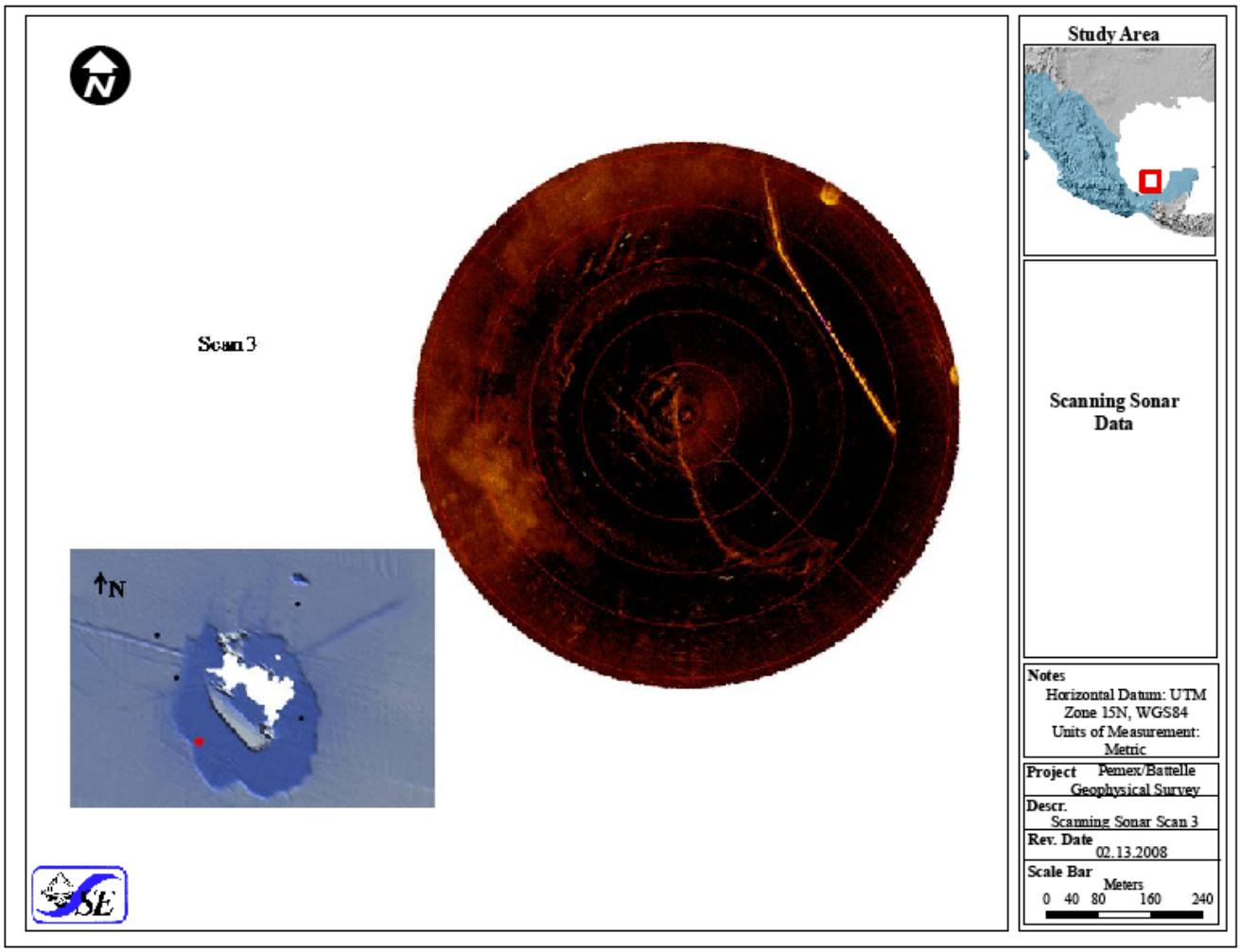


Figure N20. Data from sector scan location 3.

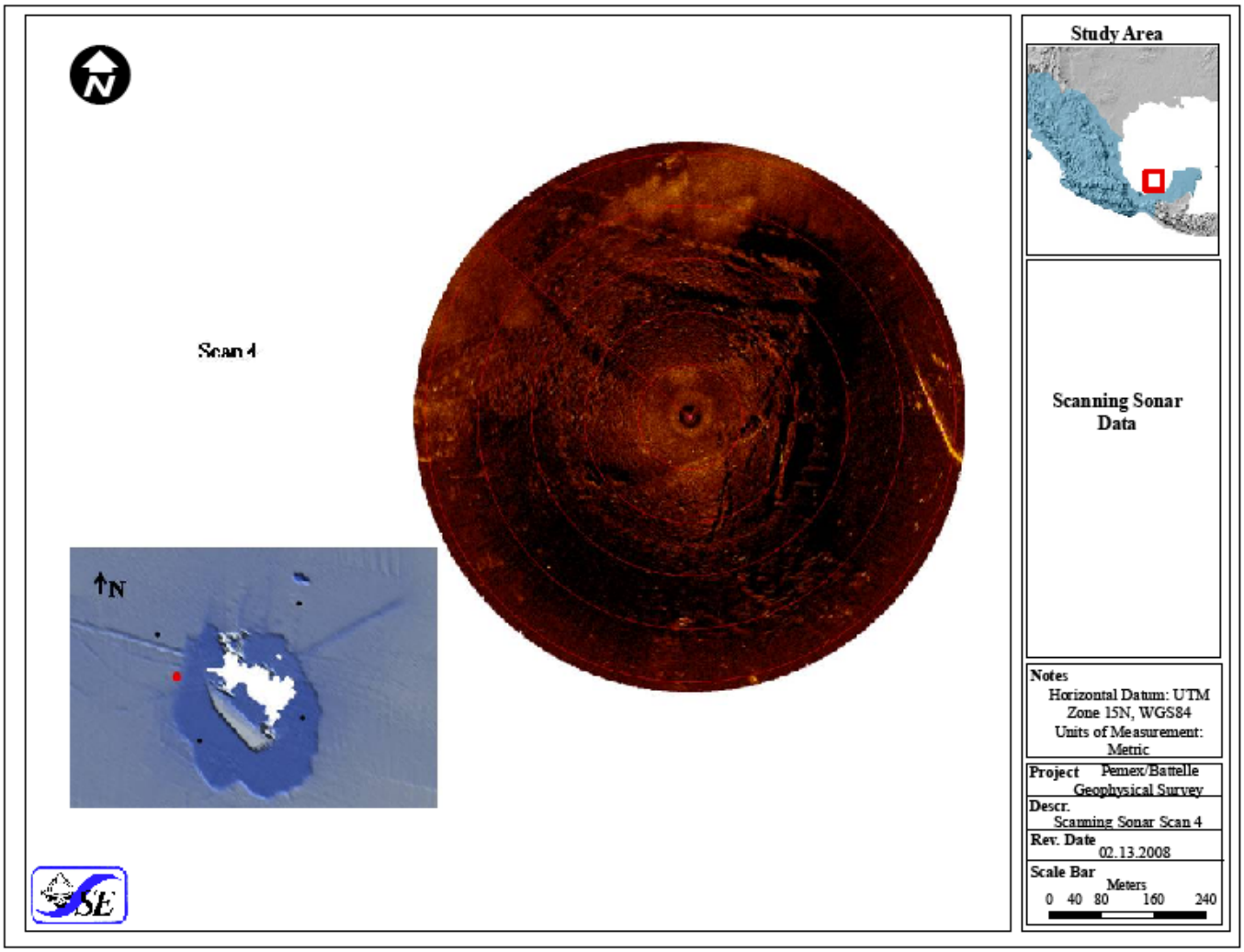


Figure N21. Data from sector scan location 4.

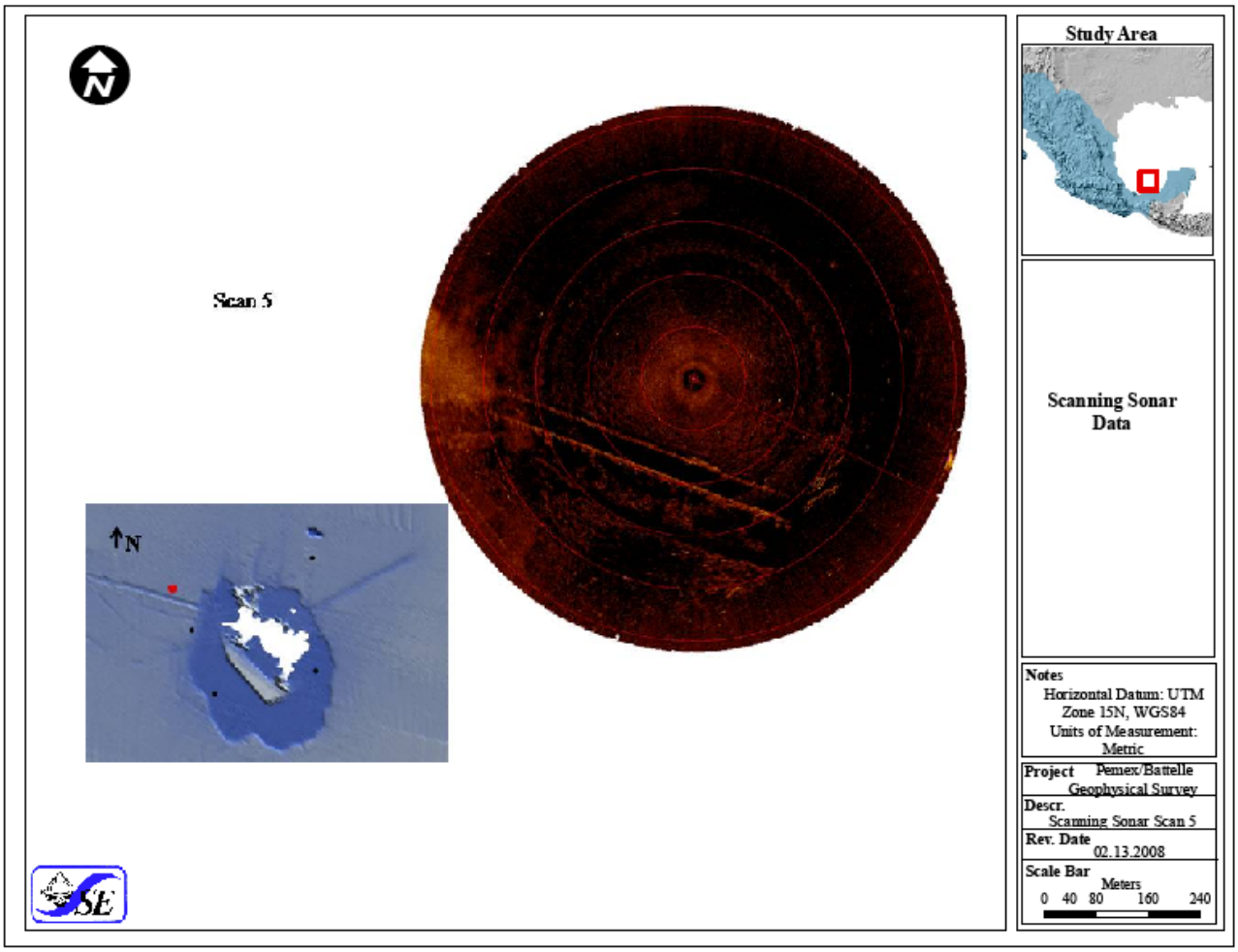


Figure N22. Data from sector scan location 5.

APPENDIX B – Geophysical Survey – Daily Log

1/31/08:

Operations suspended due to weather

2/1/08:

Operations suspended due to weather

2/2/08

Operations suspended due to weather until 24:00 hours. At 24:00 hrs the vessel Isla Verde transits to Unumacinta platform site. All survey gear is mobilized.

2/3/08

Operations suspended due to weather until 24:00 hours. At 24:00 hrs the vessel Isla Verde transits to Unumacinta platform site.

2/4/08

Multibeam bathymetry survey began at 07:00 hour. Multibeam bathymetry ended at 19:00 hours.

2/5/08

Side scan sonar bathymetry survey mobilization began at 07:00 hour. Side scan sonar survey began at 08:30 hours. Side scan sonar survey ended at 14:00 hours.

Sector scan sonar bathymetry survey mobilization began at 14:00 hour. Sector scan sonar survey began at 15:30 hours. Side scan sonar survey ended at 19:00 hours.

APPENDIX C – Instruments

Brian Lee

Platform Usumacinta

Ciudad del Carmen, Mexico

Gulf of Mexico

GEOTECHNICAL ANALYSIS

Prepared for:

Battelle Memorial Institute

Prepared by:

GEMS, Inc.

10615 Shadow Wood Drive Suite 200

Houston, Texas 77043

Tel: (713) 468-1410

Sea Engineering, Inc.

200 Washington Street, Suite 210

Santa Cruz, CA 95060

Tel: (831) 421-0871

Fax: (831) 421-0875

N47

T A B L E O F C O N T E N T S

		Page
SECTION 1:	**INTRODUCTION**	1
SECTION 2:	**GEOTECHNICAL FIELD PROGRAM**	2
SECTION 3:	**GEOTECHNICAL LABORATORY PROGRAM**	3
	LABORATORY TESTING PROGRAM	3
	SUMMARY OF LABORATORY TESTS	3
SECTION 4:	**INTERPRETED SOIL CONDITIONS**	4
	OVERVIEW OF SOIL PHYSICAL AND STRENGTH PROPERTIES	4
	INDEX TESTING	4
	CARBONATE CONTENT	5
	SPECIFIC GRAVITY	5
	GRAIN SIZE DISTRIBUTION	5
	SUBMERGED UNIT WEIGHT	5
	STRENGTH TESTING	6
	INDIVIDUAL CORE SOIL CONDITIONS	6
	UC1	6
	UC2D	6
	UC3B	6
	UC4	7
	UC6	7
	UC7	7
	UC8	7
	DISCUSSION OF INTERPRETATIONS	7
SECTION 5:	**CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS**	4
	FOUNDATION CONSIDERATIONS	4
REFERENCES		8

TABLES

	Page
TABLE I: CORE RECOVERIES	2
TABLE II: LABORATORY TEST SUMMARY	3

Brian Lee

APPENDICES

Appendix A: Core Location Plot
Appendix B: Core Logs
Appendix C: Summary of Test Results and Hydrometer Grain Size Curves
Appendix D: Plasticity Chart
Appendix E: Index Tests and Submerged Unit Weight Plots
Appendix F: Undrained Shear Strength and Sensitivity Plots

Brian Lee

SECTION 1: INTRODUCTION

GEMS and Sea Engineering Inc. (SEI) have assigned and supervised a laboratory testing program on 10 vibrocores taken in the Bay of Campeche offshore Mexico. GEMS and SEI were contracted by Batelle Memorial Institute to conduct a seafloor geotechnical sampling program to investigate shallow soil conditions near a mat-supported drilling rig and offshore platform. This report presents the results of a laboratory program to measure the physical and geotechnical engineering properties of sediment samples obtained from the vibrocores taken as part of this survey. All laboratory results are plotted on boring logs or in tabular form in this report.

The purpose of the geotechnical investigation was to obtain seafloor soil samples for laboratory classification and strength testing. The specific objective of the geotechnical component of the survey was to identify soil types and characteristics at the site for foundation studies and analysis. Details of the investigation are provided in the following sections.

Brian Lee

SECTION 2 GEOTECHNICAL FIELD PROGRAM

A total of 10 cores were obtained for the purpose of geotechnical analyses utilizing a 4-in. OD (outer diameter) vibrocorer. The cores were acquired by SEI during February, 2008. A post plot of the core locations within the survey area is presented on Figure A-1 in Appendix A. Water depths were not available at the time of this report, although the average water depth in the area is understood to be about 80 ft. The ten cores intended for geotechnical analyses, which are the subject of this report, were taken at six general areas primarily near the mat rig. Two sites included two or more cores taken in close vicinity of each other, and we interpreted the extra cores to be "re-shoots", taken when the first core resulted in unsatisfactory sample recovery. The sample recovery for each core is shown in Table 1 below.

The sample lengths recovered by the 10 vibrocores ranged from about 3.6 to 28.1 ft bml (below mudline), with the average length of about 14 ft for the longest seven cores. As we understand, upon retrieval of the corer the sample liner was extruded from the core barrel and cut into approximately 10-inch long sections, labeled, both ends capped, and placed in plastic ice-cooler containers for shipment to a laboratory testing facility. The core sections were transported to the geotechnical laboratory owned by C&C Technologies in Houston, Texas for testing.

Table N1: Core Locations and Water Depths

Core ID	Number of Subsections	Coordinates UTM Zone 15N, NAD83, Meters		Sample Recovery [feet]
		X	Y	
UC1	19	530,798.63	2,080,197.73	16.25
UC2	3	530,874.37	2,080,157.01	2.56
UC2c	4	530,880.27	2,080,161.70	3.6
UC2d	16	530,871.52	2,080,148.26	12.71
UC3	7	530,842.40	2,080,202.21	6.5
UC3b	24	530,836.99	2,080,202.18	20.27
UC4	34	530,969.09	2,080,079.54	28.06
UC6	15	530,874.81	2,080,082.74	12.46
UC7	6	530,864.64	2,080,110.16	4.9
UC8a	10	530,813.19	2,080,134.30	8.58

Brian Lee

SECTION 3: GEOTECHNICAL LABORATORY PROGRAM

Laboratory Testing Program

A series of laboratory tests was assigned as part of the project work scope that included representative soil samples that provided foundation support of a mat supported jack-up rig. The laboratory program was designed to determine the pertinent strength, classification, and physical properties of the recovered seafloor soils. Testing was performed in general accordance with ASTM standards. C&C Technologies conducted the geotechnical laboratory testing that included: (1) undisturbed and remolded miniature vanes, (2) moisture content, (3) density, and (4) Atterberg limit tests. A limited number of other tests were performed that included specific gravity, carbonate content, hydrometer and grain size analysis (sieve).

Summary of Laboratory Tests

The type and number of tests performed on the 10 vibrocores are listed below in Table 2.

Table N2: Laboratory Test Summary

Type of Test		Number of Tests per Core										
		UC1	UC2	UC2c	UC2d	UC3	UC3b	UC4	UC6	UC7	UC8	Total
Classification and Physical	Moisture content	27	2	3	21	7	29	33	18	9	10	**159**
	Submerged Unit Wt.	2	1	0	1	1	1	2	2	1	2	**13**
	Atterberg limits	5	1	0	4	2	7	2	2	2	1	**26**
	Minus 200 Sieve	7	0	1	4	2	6	4	5	4	3	**36**
	Hydrometer analysis	2	0	1	1	1	0	2	2	2	2	**13**
	Carbonate Content	2	0	0	2	1	1	2	1	2	1	**12**
	Specific Gravity	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	**3**
Strength	Torvane:	11	1	8	12	22	20	17	11	5	4	**111**
	Mini-vane Undisturbed	11	1	1	9	3	16	16	11	4	3	**75**
	Mini-vane Remolded	11	1	0	8	1	15	16	11	4	3	**70**

The miniature vane, moisture content, density, carbonate content, percent passing No. 200 sieve, and Atterberg limit test results are presented in graphical form on the core logs in Appendix B. A tabulation of these laboratory test data is presented in the Summary of Test Results in Appendix C.

Brian Lee

Atterberg limit test results are plotted on the plasticity chart in Appendix D. Appendix E presents geotechnical test results plots for all index testing.

SECTION 4: INTERPRETED SOIL CONDITIONS

Geotechnical analyses of the ten vibrocores are discussed in the following subsections. For illustration purposes the cores have been plotted separately on the boring logs in Appendix A and together in the various plots in Appendices C through F. The results of the "short" cores UC2, UC2c and UC3 have not been plotted on separate logs, as emphasis was placed on the corresponding longer-recovery cores (UC2d and UC3b); however, the tabular results of all tests are given in the Summary of Tests Results in Appendix C.

Overview of Soil Physical and Strength Properties

Index Testing. The results of the moisture content tests are plotted in Appendix E, Figure E-1. The moisture contents of the piston cores near the mudline fall in the general range of about 40 to 80 percent, and tend to decrease with depth, at least initially. Moisture contents overall vary from about 30 to 200 percent, and average about 54 percent though with substantial "scatter" (Std. Dev ~ 27). The Summary of Test Results in Appendix C provides the moisture content and liquid limit data with depth. The moisture contents of the very soft clays are typically above the liquid limits overall. Silty material present in most cores resulted moisture content variability over short intervals. The presence of "free water" at the ends of the cut sections may also be reason for some of the variation in moisture content measurements.

Atterberg limit test results for all ten cores are plotted on the plasticity chart in Appendix D. Atterberg limit tests were conducted on 26 samples collected from the ten piston cores. The results are also plotted on the boring logs (Figures B-1 through B-10). The plasticity chart is used to aid in the classification of cohesive soils. On the plasticity chart the liquid limit for a specimen is plotted on the x-axis. The plasticity index (PI), with the plasticity index defined as the difference between the liquid and plastic limits (PI=liquid limit-plastic limit), is plotted on the y-axis for a specimen. As can be seen from the plasticity charts, the majority of data fall within a band that is essentially parallel to, and above, the A-line. The charts also indicate that the samples from the cores are predominantly clays of medium to low plasticity (CL). Liquid limits (LL) range from about 108 to 41 (avg. 58, Std. Dev ~ 21), and the plasticity indices (PI) vary from about 76 to 14, (avg. 26, Std. Dev ~ 18). The plot on Figure D-1 indicates almost all samples tested fall within the clay range (above the A-line) and thus are classified as plastic clays. Core UC4 at about 9-ft depth fell below the A-line and is classified as a clayey silt. The majority of samples had liquid limits less than 50 which are classified as lean clay; however, almost every core contained at least one sample with a liquid limit greater than 50. Of the sixteen liquid limits greater than 50, about half were from sample depths of 1.0 ft or less. Only two samples had a liquid limit greater than 100, cores UC-1 and UC-8, both at depths less than 1.0-ft.

Plasticity index results with respect to depth for the individual cores are presented on the Summary of Test Results in Appendix C for comparison. A PI that generally decreases gradually with increasing depth is typical of clay formations found in offshore Gulf of Mexico soils. The Summary of Test Results shows the decrease of PI with depth is somewhat scattered and cyclical in nature, which may indicate separate depositional environments during the build-up of the stratigraphic profile or disturbance of the sediments from construction and workover activities. Liquidity index

Brian Lee

(LI) data versus depth are shown in Appendix E. The liquidity index is a property that relates the natural water content (w) of a cohesive soil to its Atterberg limits, and is given by the relationship:

$$LI = (w - PL)/PI$$

The LI can provide a qualitative indication of the cohesive soil strata stress history through the relationship of moisture content and undrained shear strength. LI values near 1.0 generally indicate very soft to soft normally to under consolidated cohesive soils while values approaching zero are likely to indicate very stiff or stronger overconsolidated clays. Decreasing LI values with depth are an indication of generally increasing shear strength. The LI profiles at the vibrocore locations show some degree of scatter, with LI increasing near the mudline in some cases. The changes in PI profile are not readily revealed in the LI profile, due to the corresponding changes in water content of the clays and the presence of silt.

Carbonate Content. Carbonate solubility tests were performed on selected samples using the gasometric method (ASTM D-4373). A carbonate classification system developed by Clark and Walker (1977) was used to determine the appropriate nomenclature of the soils. Soils are classified as calcareous when the carbonate content is between 10 and 50 percent and as carbonate when the carbonate content is greater than 50 percent, respectively. The results from the twelve (12) tests are plotted on the boring logs and are tabulated in Appendix C. The test results indicate that the carbonate content of the clays from the vibrocores ranges from 7.6 to 16.5 percent, with an average of about 11 percent among the twelve tests. The soils can be classified as calcareous, although these levels of calcium carbonate measured in the samples are not considered high enough to influence the engineering properties of the soil.

Specific Gravity. Specific gravity (Gs) tests were performed as part of the laboratory program on selected samples recovered from the vibrocores, primarily as a component of the hydrometer tests. Specific gravity is defined as the unit weight of soil solids divided by the unit weight of water. The measured Gs values ranged from 2.69 to 2.72, which is typical for clays (Lambe and Whitman, 1969), and are tabulated in Appendix C Summary of Test Results. An average value of 2.7 has been used for calculations with the hydrometer tests.

Grain-Size Distribution. The grain-size distribution of selected cohesive samples was determined by hydrometer analysis as part of the laboratory-testing program performed by C&C Technologies. The resulting grain size distribution curves are presented in Appendix C. Additionally, sieve analyses were performed as part of the laboratory program, to determine the quantity of material passing the No. 200 (75-μm) sieve, the boundary between sands and fines (silts and clays). The percentage of fines (silt and clay) is determined by washing the material through the #200 (75mm) sieve. We compute the percentage by measuring the weight of soil passing (i.e., percentage by weight of particles finer than 75 μm).

Results from the hydrometer and No. 200 sieve analyses indicate that at least 69 percent of the material by weight passes the No. 200 sieve, and the average was about 89 percent (high = 98.8 percent, Std. Dev ~ 7.5 for 36 tests). A single test, the sample from UC2d at 8.5 ft depth yielded about 31 percent sand-sized material (material larger than 75 μm). The percent material passing the No. 200 sieve from all analyses is plotted on the core logs.

Brian Lee

Submerged Unit Weight. As part of the laboratory testing, the total unit weights were measured on selected samples from each piston core. The density of seawater was subtracted from the measured total unit weight to obtain an estimate of the submerged unit weight of the sample. These unit weight measurements are plotted on the boring logs (Figures B), tabulated in the Summary of Test Results in Appendix C, and plotted for comparison purposes in Appendix E. The measured submerged unit weight varied between about 35 to 57 pcf among the ten cores. The degree of variation in the submerged unit weights is likely due to variations in silt content. The overall average submerged unit weight for the ten cores was about 42 pcf (Std. Dev ~ 6.2). Also shown in Appendix E are calculated submerged unit weights. These unit weights, shown with open symbols, were computed by assuming 1) a specific gravity of the solids to be 2.70 and 2) 100% saturation of the soil samples.

Strength Testing. The undrained shear strength tests and computed sensitivity results based on undisturbed and remolded miniature vane tests are plotted in Appendix F. The shear strength results of the undisturbed miniature vane tests indicate all of the clays sampled are classified as very soft (<250 psf). The undrained shear strengths of the clays generally range from about 20 to 90 psf near the mudline, although generally increase with depth (Figure F-1a). The strengths are typically in the 20 to 90 psf range to about 2 ft depth for most cores although core UC3 appears to have the highest mudline strengths, nearer to 100 psf at 1.0 ft depth. The greatest degree of variation among measured shear strengths with the miniature vane test are in the depth range of about 2 to 4 ft depth, where an apparent "crust" is seen in most cores. The presence of silt inclusions within the clay is also possibly responsible for some of the apparent higher shear strengths.

The clay sensitivities (undisturbed shear strength/remolded shear strength) for the 10 cores are also plotted in Appendix F. Sensitivities close to 1.0 generally are considered an indication of major sample disturbance. Sensitivities in the range of 1.5 to 3 are considered an indication of relatively good sample quality. The sensitivities values obtained from the 10 cores range from a low of 1.0 to a high of 5.4. Most values are fall in the range of about 2.0 to 4.0. The average sensitivity is 2.85 (Std. Dev = 1.07).

Individual Core Soil Conditions

UC1. The multibeam survey data depictied in Appendix A suggests that Core UC1 is in an area of previous disturbance. The soils encountered in this core were primarily very soft olive gray clay with silt pockets. Sandy silt in the upper sections of this core prevented strength testing with the miniature vane. Sieve test at 0.8 ft yielded 76 percent fines, although an Atterberg Limits test just above this depth revealed a high plasticity clay. Soil conditions within this core are quite variable primarily from the standpoint of the amount of silt inclusions within the clay. Most of the other cores tested did not appear to have as much silt in the upper few feet as in core UC1.

The shear strength measured between 2.4 and 7.4 ft showed some increase with depth, and the sensitivity of the clays, as per comparison with the remolded miniature vane test was relatively high, near about 4. Torvane tests were also conducted near the same depths as the miniature vane tests. Although the Torvane is considered a less accurate estimate of shear strength than the miniature vane, the difference between the strength results of these tests at similar depths reveals a larger difference than typical for most highly plastic clays, and is a further reflection of the degree of silt in the clay.

Brian Lee

Below about 10 ft depth the amount of silt and sandy silt appears to increase, down to the core termination depth of 16.3 ft.

UC2d. The multibeam survey data depicted in Appendix A suggests that all UC2 cores are in an area of previous disturbance. The recovery of UC2d was the greatest among the two other cores received in the laboratory which also had UC2- designations. Testing emphasis was placed on core UC2d, and with a few tests conducted on UC2 and UC2c, although section 2 (0.65 to 1.5 ft) of core UC2c was extruded and split for observation. The split section revealed many silt pockets within the clay. Soil properties of UC2d appear similar at least in the upper 4 ft of soil. Very silty clay to clayey silt is present from about 4 to 6 ft followed by sandy silt and clayey silt from about 6 to 9 ft. The undrained shear strength from minature vane testing was about 100 psf at 3 to 4-ft below the mudline.

UC3b. The multibeam survey data depictied in Appendix A suggests that all UC3 cores are in an area of previous disturbance. Similar to UC2d, core UC3b is predominantly clay, with varying degrees of silt inclusions and silt fraction, to almost 12 ft depth at which it becomes mostly sandy silt, with some clay inclusions. The soil sensitivity of the cohesive layer averaged 3, which is a typical value observed for Gulf of Mexico clays. The lowest minature vane strength measured was 80 psf at about 5-ft penetration.

UC4. The multibeam survey data depictied in Appendix A suggests that Core UC4 is in an area not previously disturbed. This core had the greatest recovery of all cores. The Core consisted of a 15-ft thick stratum of clay overlying alternating layers of sandy silt and silty clay. There is a thin layer of very silty clay to clayey silt at 9.1-ft penetration. The miniature vane strength tests show soil strengths greater than 100 psf below 5-ft penetration.

UC6. The multibeam survey data depictied in Appendix A suggests that UC6 is in an area not previously disturbed. The stratigraphy consists of a very soft clay to the final penetration of 12.5 ft. The strengths tests indicate a possible crustal zone from about 3 to 4-ft penetration.

UC7. The multibeam survey data depictied in Appendix A suggests that UC7 is in an area of previous disturbance. The recovery for this core was only 4.8 ft. The shear strengths from the remolded minature vane tests are similar to the undisturbed results indicating the samples or the formation are disturbed.

UC8. The multibeam survey data depictied in Appendix A suggests that UC8 is in an area of previous disturbance. Core recovery at this location is about 8.5 ft. The stratigraphy shows a layer of very soft clay. The miniature vane tests show a possible crustal zone at about 4-ft penetration.

Discussion of Interpretations

The results of the laboratory program generally indicate very silty clays that are typically normally consolidated below about 5 ft depth. The clays have a large number of silt pockets and inclusions and some cores reveal small layers of sandy silt. The plasticity chart indicates that the samples are predominantly clays of medium to low plasticity (CL).

In our opinion three of the vibrocores (UC6, UC7, and UC8) taken the farthest distance from the mat rig reveal a crust to about 5 ft depth that has a maximum undrained shear strength in the order of about 180 psf at about 3 ft depth. Below about 5 ft depth the strength increases from about 80 psf at 5 ft depth to about 120 psf at 12 ft depth. We believe that the remainder of the vibrocores also

Brian Lee

sampled a higher strength crust in the upper 5 ft, but the strength is variable and possibly disturbed due to the placement of the rig and the displacement of the softer clay from beneath the mat.

Based on our experience we believe that the undrained strength (80 to 100 psf at 5 ft depth) in the vibrocores is sufficiently strong to provide sufficient bearing capacity to resist overturning of the rig during storm loading conditions. These strengths in the upper five feet are over-consolidated and will develop a reduced skin friction on the base of the mat rig. Based on the degree of disturbance during mat placement, the unit skin friction beneath the base of the mat available to resist horizontal sliding may be in the order of 30 to 35 psf. We base these values on the measured soil sensitivities of the samples that average about 2.85. Of course the risk of horizontal sliding is a function of the horizontal loads applied to the rig during maximum storm conditions as compared to the total soil resistance developed on the total base area of the mat.

REFERENCES

American Society for Testing and Materials (2000), *Soil and Rock; Building Stones; Geotextiles,* Annual Book of ASTM Standards, Vols., 4.08 and 4.09, ASTM, West Conshohocken, Pennsylvania.

Clark, A.R. and Walker, B.F. (1977), *A Proposed Scheme for the Classification and Nomenclature for Use in the Engineering Description of Middle Eastern Sedimentary Rocks*, Geotechnique, Vol. 27, No. 1, pp. 93-99.

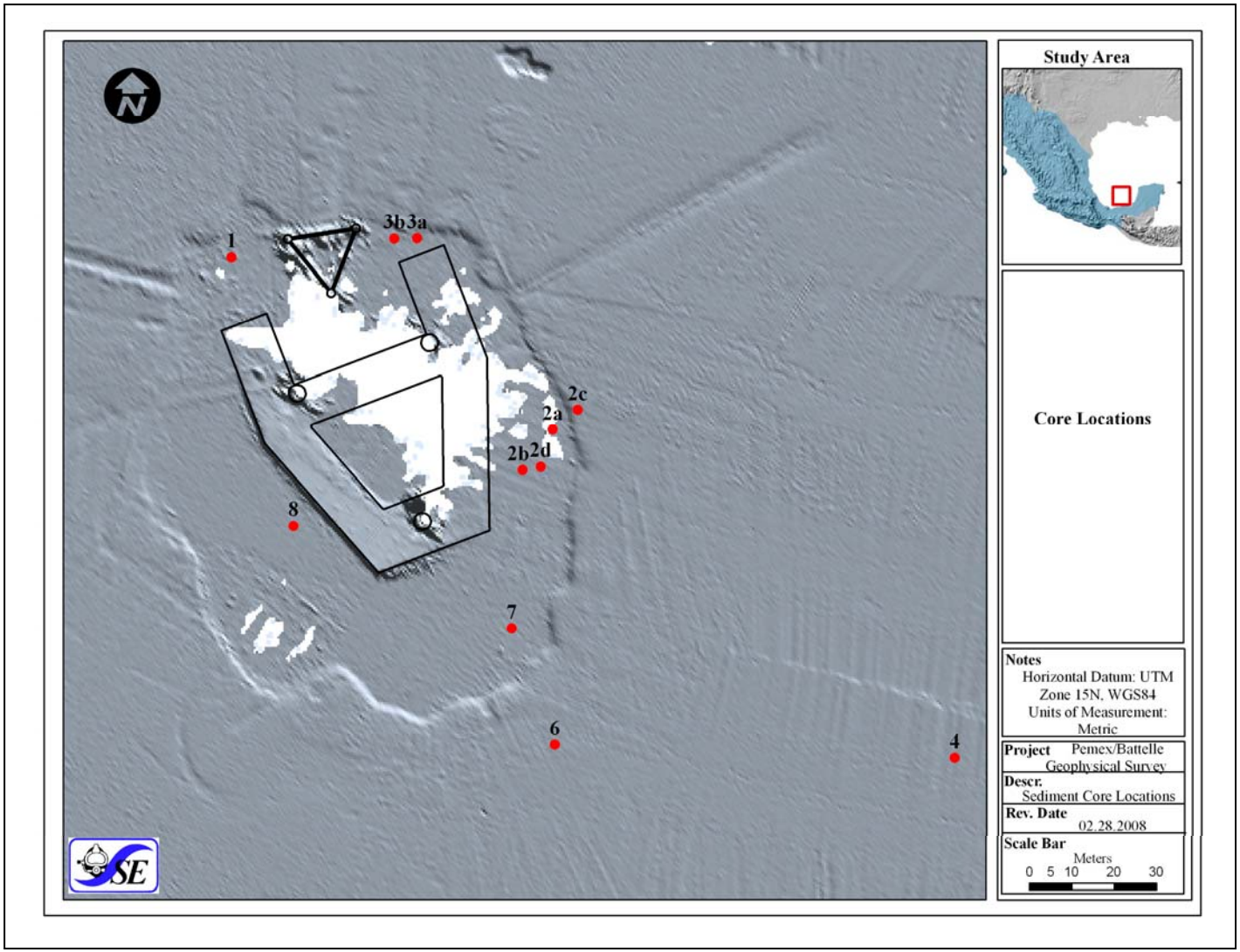
Lambe, T.W. and Whitman, R.V. (1969), Soil Mechanics, John Wiley & Sons, Inc., New York, p. 448.

Brian Lee

APPENDIX A

Core Location Plot

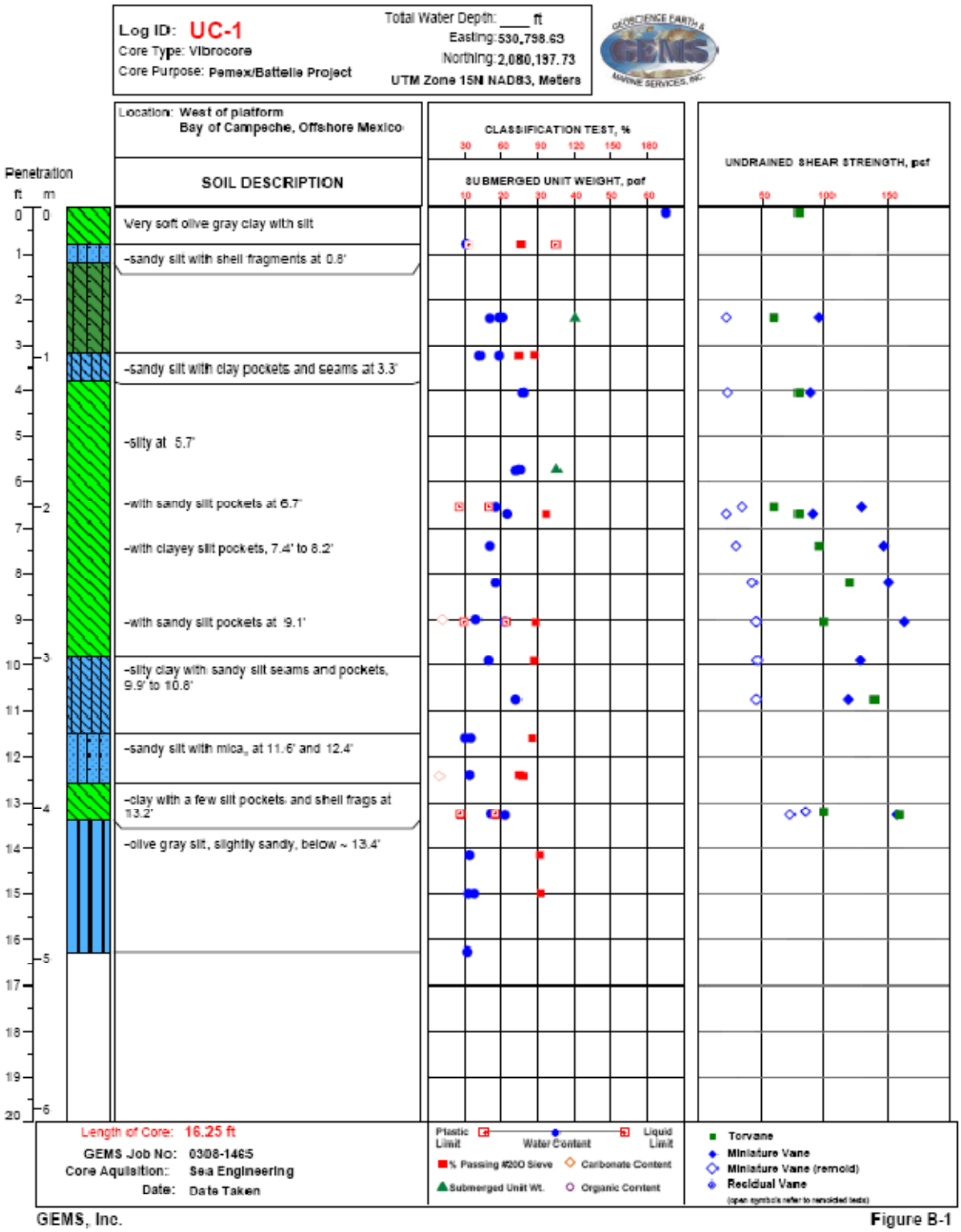
Brian Lewis


Study Area
Core Locations
Notes
Horizontal Datum: UTM
Zone 15N, WGS84
Units of Measurement:
Metric
Project Pemex/Battelle
Geophysical Survey
Descr.
Sediment Core Locations
Rev. Date
02.28.2008
Scale Bar
Meters
0 5 10 20 30
1
3b
3a
2c
2a
2b
2d
8
7
6
4

APPENDIX B

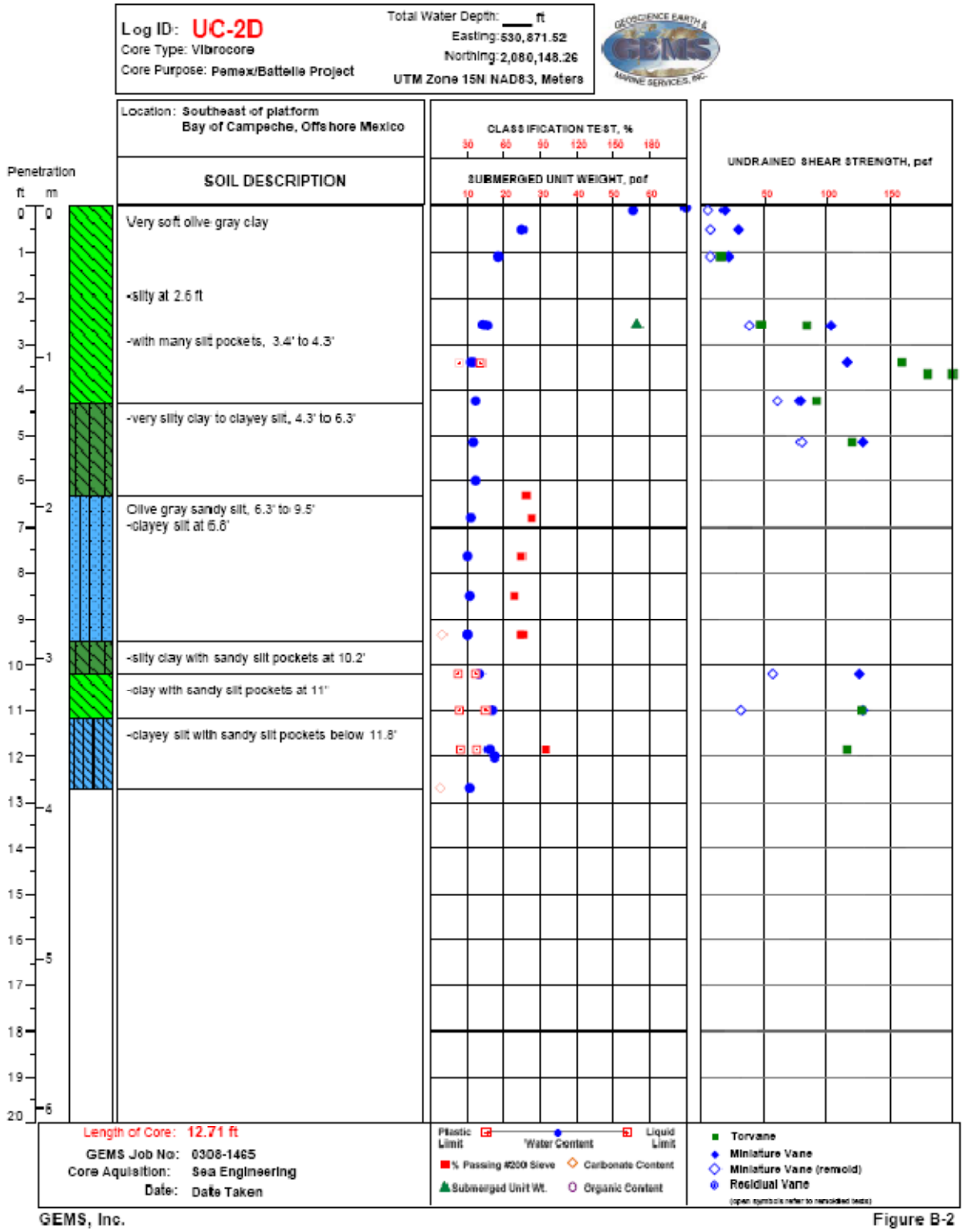
Core Logs

Brian Lewis



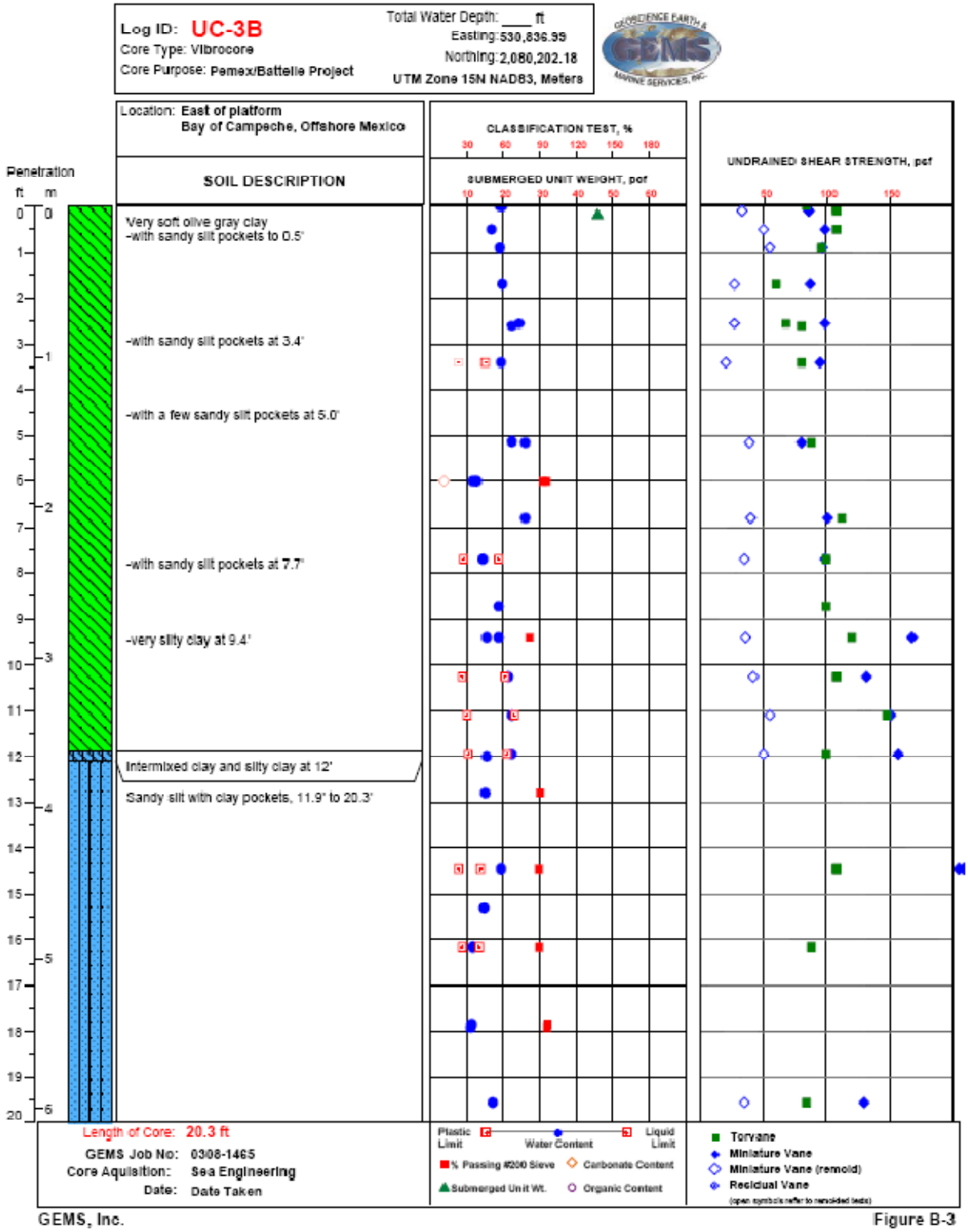
GEMS, Inc.

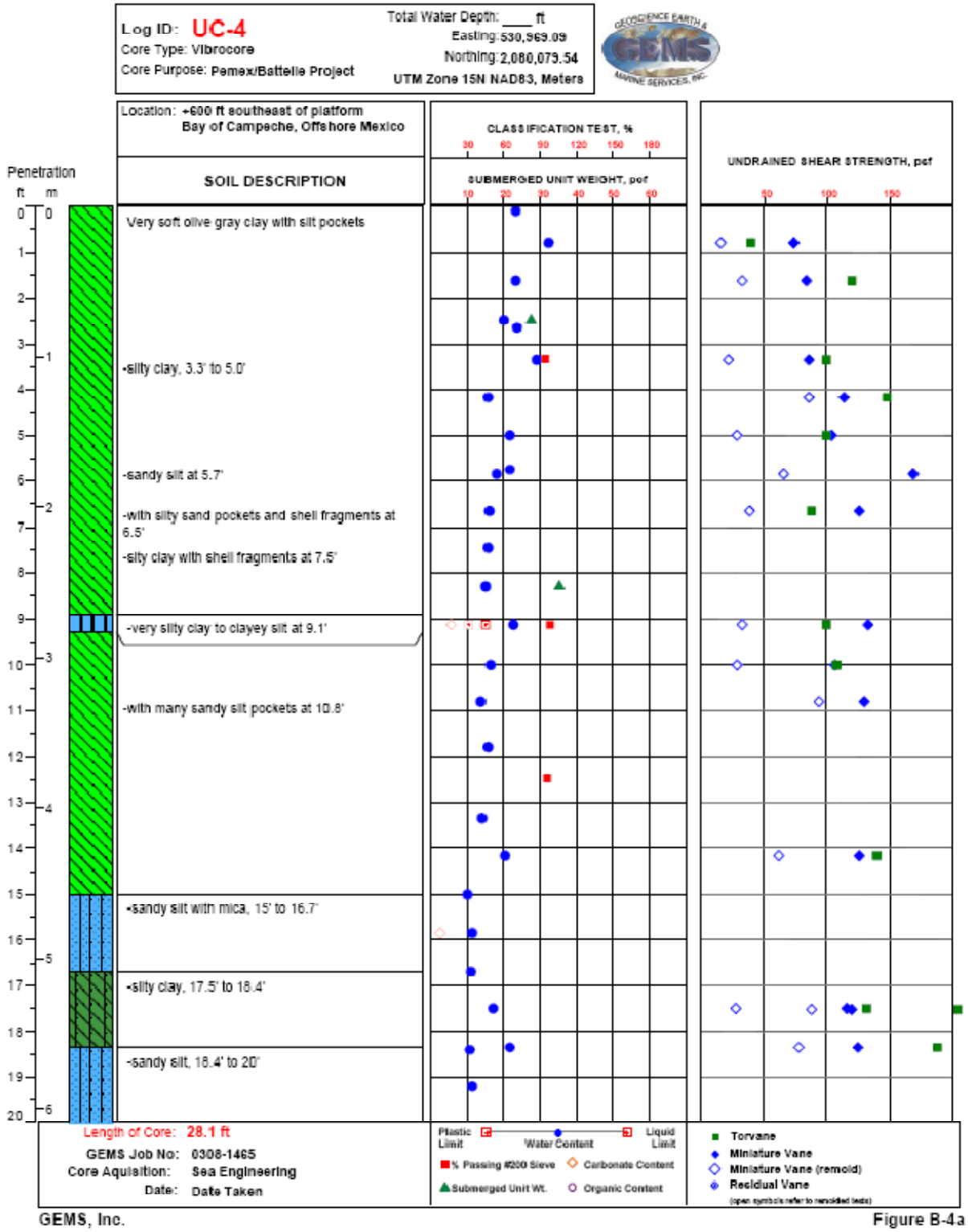
Figure B-1



GEMS, Inc.

Figure B-2

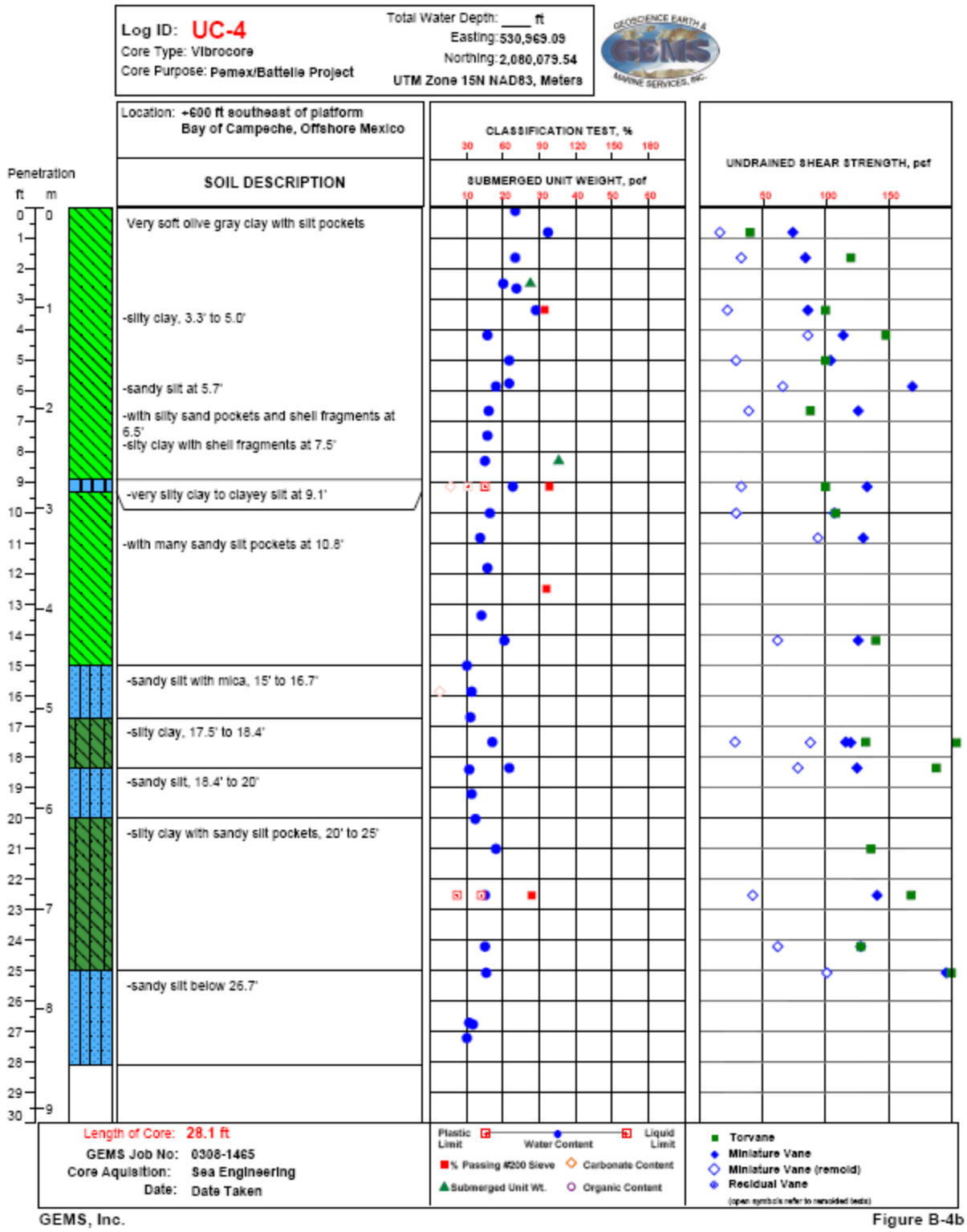

Log ID: UC-3B
Core Type: Vibrocore
Core Purpose: Pemex/Battelle Project
Total Water Depth: ___ ft
Easting: 530,836.99
Northing: 2,080,202.18
UTM Zone 15N NAD83, Meters
Location: East of platform
Bay of Campeche, Offshore Mexico
SOIL DESCRIPTION
Penetration
ft m
CLASSIFICATION TEST, %
SUBMERGED UNIT WEIGHT, pcf
UNDRAINED SHEAR STRENGTH, psf
Very soft olive gray clay
-with sandy silt pockets to 0.5'
-with sandy silt pockets at 3.4'
-with a few sandy silt pockets at 5.0'
-with sandy silt pockets at 7.7'
-very silty clay at 9.4'
Intermixed clay and silty clay at 12'
Sandy silt with clay pockets, 11.9' to 20.3'
Length of Core: 20.3 ft
GEMS Job No: 0308-1465
Core Aquisition: Sea Engineering
Date: Date Taken
Plastic Limit
Water Content
Liquid Limit
% Passing #200 Sieve
Carbonate Content
Submerged Unit Wt.
Organic Content
Torvane
Miniature Vane
Miniature Vane (remold)
Residual Vane
(open symbols refer to remolded tests)
GEMS, Inc.
Figure B-3



GEMS, Inc.

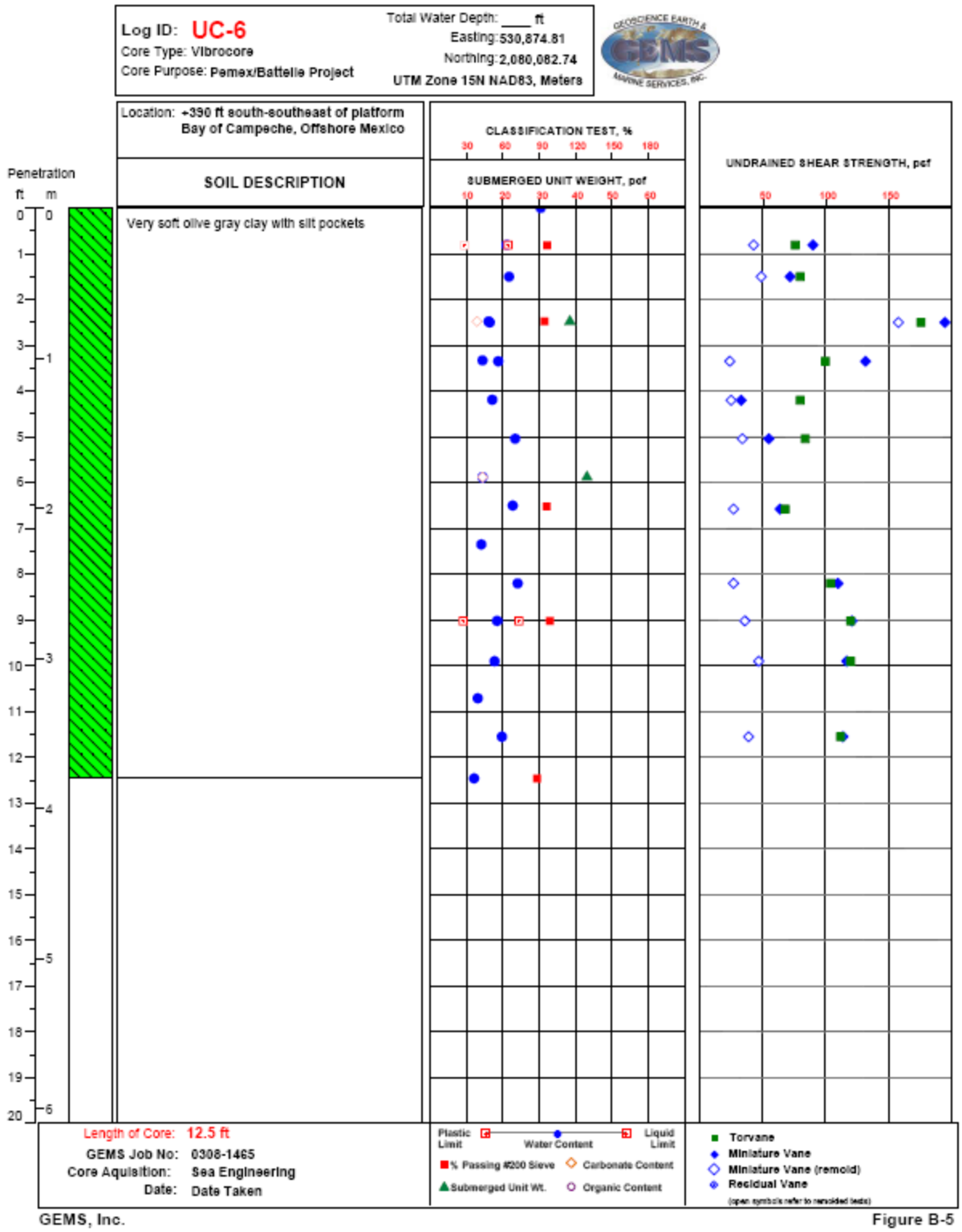
Figure B-4a

Brian Lee



GEMS, Inc.

Figure B-4b



GEMS, Inc.

Figure B-5

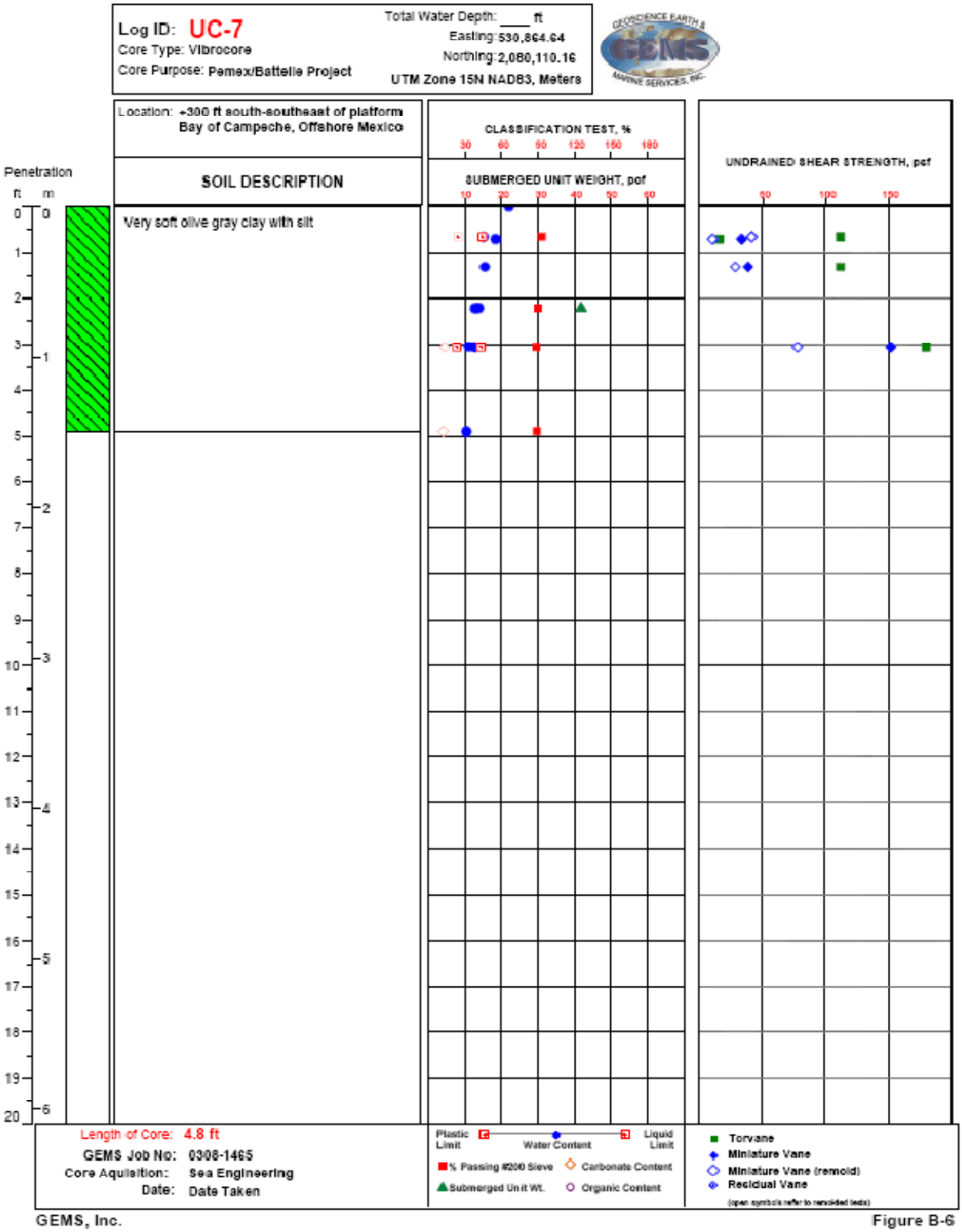
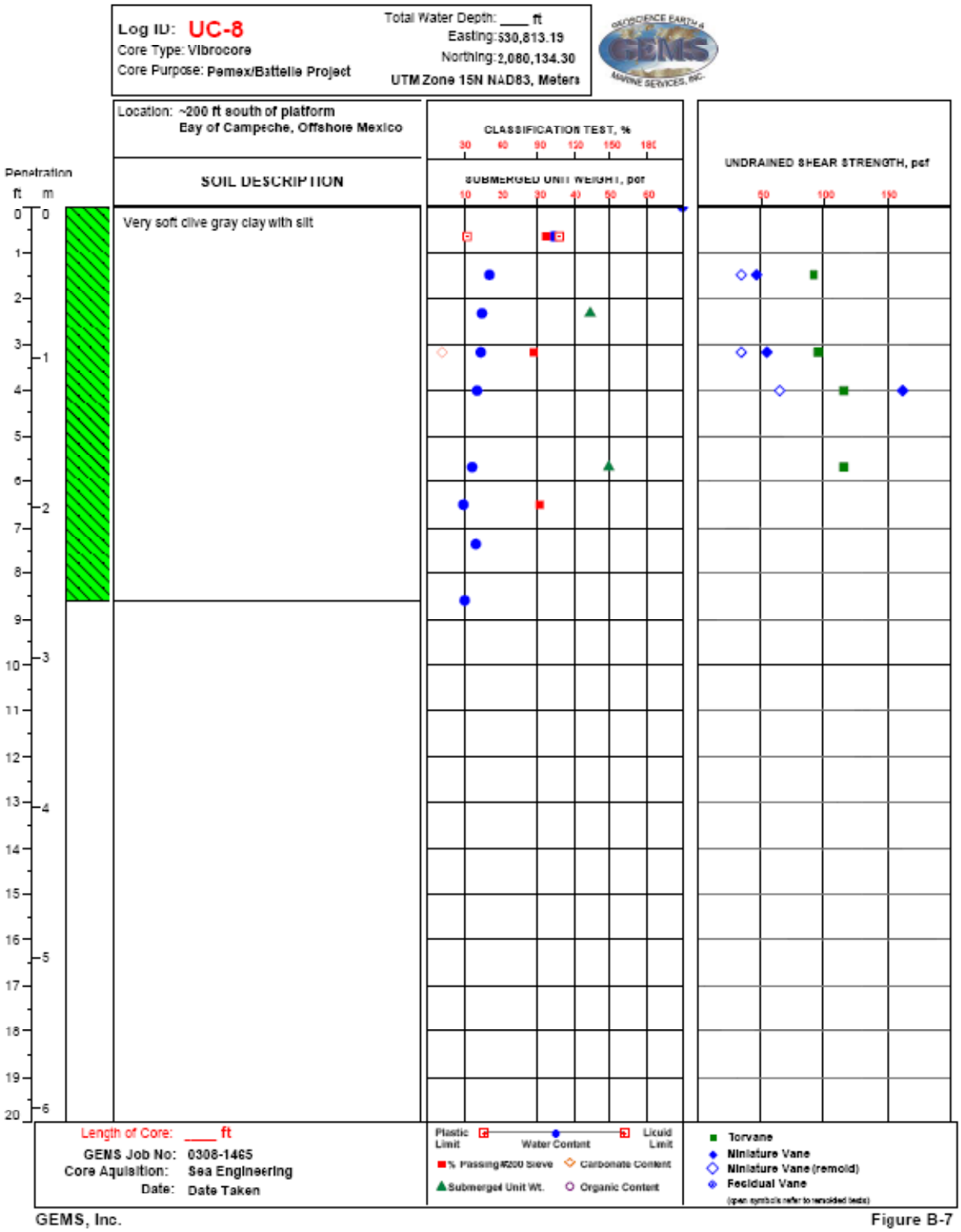

Log ID: UC-7
Core Type: Vibrocore
Core Purpose: Pemex/Battelle Project
Total Water Depth: ____ ft
Easting: 530,864.64
Northing: 2,080,110.16
UTM Zone 15N NAD83, Meters
Location: +300 ft south-southeast of platform
Bay of Campeche, Offshore Mexico
SOIL DESCRIPTION
Penetration
ft m
Very soft olive gray clay with silt
CLASSIFICATION TEST, %
30 60 90 120 150 180
SUBMERGED UNIT WEIGHT, pcf
10 20 30 40 50 60
UNDRAINED SHEAR STRENGTH, psf
50 100 150
Length of Core: 4.8 ft
GEMS Job No: 0308-1465
Core Aquisition: Sea Engineering
Date: Date Taken
Plastic Limit
Water Content
Liquid Limit
% Passing #200 Sieve
Carbonate Content
Submerged Unit Wt.
Organic Content
Torvane
Miniature Vane
Miniature Vane (remold)
Residual Vane
(open symbols refer to remolded tests)
GEMS, Inc.

Figure B-6



GEMS, Inc.

Figure B-7

APPENDIX C

Summary of Test Results and Hydrometer Grain Size Curves

CORE	SECT. NO.	SAMPLE DEPTH (ft)	CLASSIFICTION TEST RESULTS									UNDRAINED SHEAR STRENGTH (psf)				
			Atterberg Limits			Water Content	Submerg. Unit Wt. (pcf)	Percent Fines	Carb. Content	Organic Content	Specific Gravity	Torvane	Pocket Pene.	Miniature Vane		
			LL	PL	PI									Und	Res	Rem
UC1	1	0.00														
UC1	1	0.81	105	33	72	196						80				
UC1	2T	0.80														
UC1	4T	2.40				31		76								
UC1	4	2.40				61						60		96		22
UC1	3	2.42				58										
UC1	4	3.23				50	40.2									
UC1	4	3.25						87								
UC1	5T	3.25				58										
UC1	6T	4.05				42		74								
UC1	7T	4.90				78						80		89		23
UC1	7	5.73														
UC1	8	5.75				75	35.2									
UC1	9T	6.55	49	25	24	72										
UC1	9	6.71				55						60		130		35
UC1	10T	7.40				65		97				80		91		22
UC1	11T	8.20				50						96		147		30
UC1	11	9.00				55						120		151		43
UC1	12T	9.05	64	29	35	39			11							
UC1	11	9.06				63						100		164		46
UC1	13T	9.90						88								
UC1	14T	10.75				49		87						129		47
UC1	15T	11.60				72						140		119		46
UC1	15	11.60				30		85								
UC1	16T	12.40				35										
UC1	15	12.42				34		75								
UC1	16	13.20						78	9							
UC1	16	13.27	55	26	29							100		330		85
UC1	17T	13.25	55	26	29							160		158		73
UC1	16B	13.28				51										
UC1	18T	14.15				63										
UC1	19T	15.00				34		92								

SUMMARY OF TEST RESULTS

Brian Lee

CORE	SECT. NO.	SAMPLE DEPTH (ft)	CLASSIFICTION TEST RESULTS									UNDRAINED SHEAR STRENGTH (psf)				
			Atterberg Limits			Water Content	Submerg. Unit Wt. (pcf)	Percent Fines	Carb. Content	Organic Content	Specific Gravity	Torvane	Pocket Pene.	Miniature Vane		
			LL	PL	PI									Und	Res	Rem
UC1	19	15.00				33		93								
UC1	19	16.25				38										
UC2	1	0.00				32										
UC2	3	2.56	49	24	25	54										
UC2C	1	0.00				49	37.8					152		148		55
UC2C	2	1.50				65										
UC2C		1.58				49						300		87		
UC2C		1.75										100				
UC2C		1.75										180				
UC2C		1.92										140				
UC2C		1.92										140				
UC2C		2.08										120				
UC2C		2.08										140				
UC2C		3.23										120				
UC2C	4	3.58						92								
UC2D	1T	0.00				46										
UC2D	1	0.00				167								19		6
UC2D	2T	0.50				212										
UC2D	3T	1.10				75								30		8
UC2D	4	2.58				55						16		22		8
UC2D	5T	2.60				43	56.7					48				
UC2D	6T	3.40				46						84		104		39
UC2D	6	3.40				35										
UC2D		3.42	41	23	18	33						160		116		
UC2D		3.65														
UC2D		3.65										200				
UC2D		3.98										180				
UC2D		3.98										260				
UC2D	7T	4.25										280				

SUMMARY OF TEST RESULTS

Sheet 2 of 7

Brian Lee

CORE	SECT. NO.	SAMPLE DEPTH (ft)	CLASSIFICTION TEST RESULTS									UNDRAINED SHEAR STRENGTH (psf)				
			Atterberg Limits			Water Content	Submerg. Unit Wt. (pcf)	Percent Fines	Carb. Content	Organic Content	Specific Gravity	Torvane	Pocket Pene.	Miniature Vane		
			LL	PL	PI									Und	Res	Rem
UC2D	8T	5.15				37						92		79		61
UC2D	9	6.00				35						120		129		80
UC2D	9	6.81				37										
UC2D	10T	6.80						83								
UC2D	11T	7.65				33		79								
UC2D	12T	8.50				30		75								
UC2D	12	9.35				32		69								
UC2D	13T	9.35				30		74	9							
UC2D	14T	10.20	37	22	15	30		75								
UC2D	15T	11.00	45	23	22	40						128		126		57
UC2D	16T	11.85	38	24	14	50						116		129		32
UC2D	16	12.00				48		95								
UC2D	16	12.70				52										
UC3	1	0.00				32			8							
UC3	2	1.00				54										
UC3		1.30				59						100		111		
UC3		1.30										100				
UC3		1.30										100				
UC3		1.30										100				
UC3		1.50										120				
UC3		1.50										90				
UC3		1.63										90				
UC3		1.63										100				
UC3		1.79										100				
UC3		1.79										100				
UC3	3	2.73										110				
UC3	4	2.90				50	40.5									
UC3	5	3.55				57						112				
UC3		3.56	50	24	26	59						90		146		
UC3		3.80														
UC3		3.80										140				

SUMMARY OF TEST RESULTS

CORE	SECT. NO.	SAMPLE DEPTH (ft)	CLASSIFICTION TEST RESULTS									UNDRAINED SHEAR STRENGTH (psf)				
			Atterberg Limits			Water Content	Submerg. Unit Wt. (pcf)	Percent Fines	Carb. Content	Organic Content	Specific Gravity	Torvane	Pocket Pene.	Miniature Vane		
			LL	PL	PI									Und	Res	Rem
UC2D	8T	5.15				37						92		79		61
UC2D	9	6.00				35						120		129		80
UC2D	9	6.81				37										
UC2D	10T	6.80						83								
UC2D	11T	7.65				33		79								
UC2D	12T	8.50				30		75								
UC2D	12	9.35				32		69								
UC2D	13T	9.35				30		74	9							
UC2D	14T	10.20	37	22	15	30		75								
UC2D	15T	11.00	45	23	22	40						128		126		57
UC2D	16T	11.85	38	24	14	50						116		129		32
UC2D	16	12.00				48		95								
UC2D	16	12.70				52										
UC3	1	0.00				32			8							
UC3	2	1.00				54										
UC3		1.30				59						100		111		
UC3		1.30										100				
UC3		1.30										100				
UC3		1.30										100				
UC3		1.50										120				
UC3		1.50										90				
UC3		1.63										90				
UC3		1.63										100				
UC3		1.79										100				
UC3		1.79										100				
UC3	3	2.73										110				
UC3	4	2.90				50	40.5									
UC3	5	3.55				57						112				
UC3		3.56	50	24	26	59						90		146		
UC3		3.80														
UC3		3.80										140				

SUMMARY OF TEST RESULTS

Sheet 3 of 7

Boston Lee

CORE	SECT. NO.	SAMPLE DEPTH (ft)	CLASSIFICTION TEST RESULTS									UNDRAINED SHEAR STRENGTH (psf)				
			Atterberg Limits			Water Content	Submerg. Unit Wt. (pcf)	Percent Fines	Carb. Content	Organic Content	Specific Gravity	Torvane	Pocket Pene.	Miniature Vane		
			LL	PL	PI									Und	Res	Rem
UC3		3.97										140				
UC3		3.97										140				
UC3		4.13										140				
UC3		4.13										140				
UC3		4.26										140				
UC3		4.26										140				
UC3	4	3.56										160				
UC3	7	6.50	49	25	24	57						136		97		25
UC3		6.81				48		97	11							
UC3B	1T	0.00						84								
UC3B	1	0.00				59						108		86		33
UC3B	1T	0.50				57						84				
UC3B	2T	0.90				50						108		99		50
UC3B		0.10				57						96		97		55
UC3B	3T	1.70										108		86		33
UC3B	4T	2.55				59						60		87		27
UC3B	4	2.60				73						68		99		27
UC3B	5T	3.40	45	23	22	67						80				
UC3B	6	5.13				58						60		95		20
UC3B	7T	5.15				67	45.9									
UC3B	7	6.00				78						88		80		39
UC3B	8T	6.00				35		93	11							
UC3B	9T	6.80				38		96								
UC3B	10T	7.70	56	27	29	78						112		101		40
UC3B	11	8.70				43						100		99		35
UC3B	11	9.40				56						100				
UC3B	12T	9.40				56		91								
UC3B	13T	10.25	61	26	35	46						120		168		36
UC3B	14T	11.10	69	30	39	64						108		132		42
UC3B	15T	11.95	63	31	32	67						148		151		55
UC3B	15	12.00				67						100		157		50

SUMMARY OF TEST RESULTS

Brian Lee

CORE	SECT. NO.	SAMPLE DEPTH (ft)	CLASSIFICTION TEST RESULTS									UNDRAINED SHEAR STRENGTH (psf)				
			Atterberg Limits			Water Content	Submerg. Unit Wt. (pcf)	Percent Fines	Carb. Content	Organic Content	Specific Gravity	Torvane	Pocket Pene.	Miniature Vane		
			LL	PL	PI									Und	Res	Rem
UC3B	16T	12.80				46										
UC3B	18T	14.45	41	23	18	45		90								
UC3B		14.45				56		89				108		209		
UC3B	18	15.30										108		209		
UC3B	20T	16.15	40	26	14	44										
UC3B		16.15				35		89								
UC3B	21	17.90										88				
UC3B	22T	17.85				33		96								
UC3B	24T	19.55				34		96								
UC3B	24	20.30				51						84		130		35
UC4	1	0.00				50										
UC4	2	0.80				70										
UC4	2	1.63				97						40		74		16
UC4	3	2.48				70						120		84		33
UC4	4	2.64				60	27.5									
UC4	4	3.33				71										
UC4	5	3.35						94								
UC4	5	4.17				87						100		86		22
UC4	7	5.00				47						148		114		86
UC4	8	5.75				65						100		104		29
UC4	8	5.85				65										
UC4	9	6.65				54						216		169		66
UC4	9	7.46				48						88		126		39
UC4	10	8.29				47										
UC4	11	9.13	45	31	14	45	35.3									
UC4	13	10.00				68		98	17			100		133		33
UC4	13	10.81				49						108		107		29
UC4	15	11.80				41						212		130		94
UC4	15	12.48				47					2.71					
UC4	19	13.35						96								
UC4	19	14.17				42										

SUMMARY OF TEST RESULTS

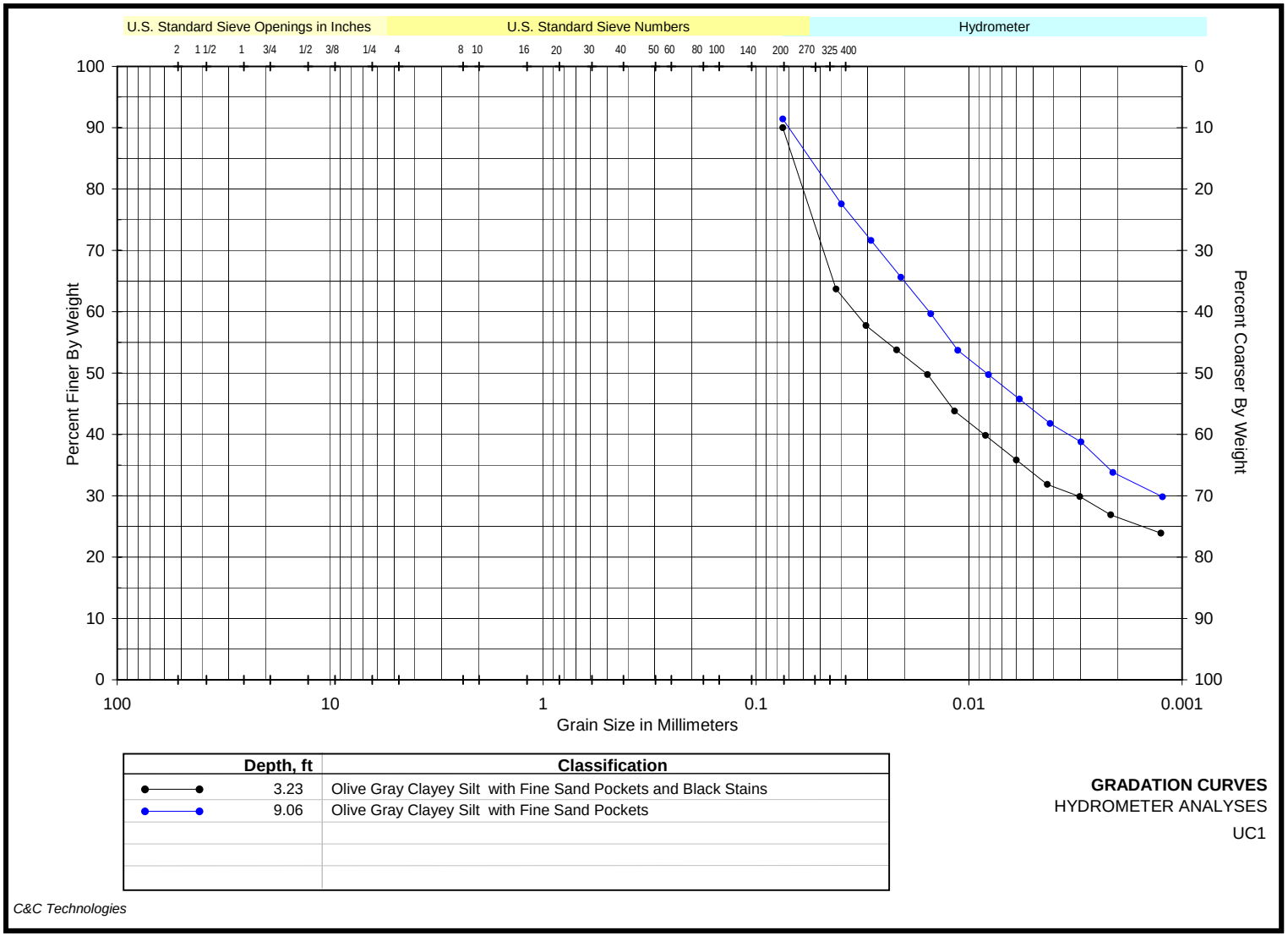
Sheet 5 of 7

CORE	SECT. NO.	SAMPLE DEPTH (ft)	CLASSIFICTION TEST RESULTS									UNDRAINED SHEAR STRENGTH (psf)				
			Atterberg Limits			Water Content	Submerg. Unit Wt. (pcf)	Percent Fines	Carb. Content	Organic Content	Specific Gravity	Torvane	Pocket Pene.	Miniature Vane		
			LL	PL	PI									Und	Res	Rem
UC4	19	15.00				61						140		126		62
UC4	20	15.85				30										
UC4	20	16.69				34			8							
UC4	21B	17.52				33										
UC4	22	17.50				53						204		120		88
UC4	22	18.35				51						132		116		28
UC4	23	18.40				65						188		125		78
UC4	24	19.20				32										
UC4	24	20.02				34										
UC4	27	21.00				37										
UC4	27	22.52	42	22	20	54						136				
UC4	30	24.20				45		83				168		141		42
UC4	30	25.06				45						128		128		62
UC4	33	26.70				46						200		196		101
UC4	33	26.75				32										
UC4	34	27.20				35										
UC4	34	27.60				30										
UC6	1	0.00														
UC6	1	0.81	64	28	36	91										
UC6	2	1.50				63		96				76		90		43
UC6	3	2.48				65						80		72		49
UC6	4	2.50				48	38.4	94								
UC6	4	3.33				49						176		195		158
UC6	5	3.35				43										
UC6	6	4.19				56						100		132		24
UC6	6	4.20				51										
UC6	6	5.04										80		33		25
UC6	7	5.88				70						84		55		34
UC6	8	6.50				43	43.1									
UC6	8	6.52				68										
UC6	9	6.58						96								

SUMMARY OF TEST RESULTS

CORE	SECT. NO.	SAMPLE DEPTH (ft)	CLASSIFICTION TEST RESULTS									UNDRAINED SHEAR STRENGTH (psf)				
			Atterberg Limits			Water Content	Submerg. Unit Wt. (pcf)	Percent Fines	Carb. Content	Organic Content	Specific Gravity	Torvane	Pocket Pene.	Miniature Vane		
			LL	PL	PI									Und	Res	Rem
UC6	9	7.35										68		64		27
UC6	11	8.20				42										
UC6	11	9.02	73	27	46	72						104		110		27
UC6	13	9.90				55		99				120		121		36
UC6	13	10.71				53						120		117		47
UC6	15	11.55				39										
UC6	15	12.46				59						112		114		39
UC7	1	0.00				36		88	13							
UC7	1	0.65	44	24	20	66										
UC7	2	0.70				45		93				112		42		42
UC7	2	1.30				55						16		34		11
UC7	3	2.20				46						112		39		29
UC7	3	2.21				41										
UC7	4	3.05				38	41.8	90			2.72					
UC7	4	3.06	43	23	20	33						272				
UC7	6	4.90				38		89	13			180		152		78
UC8	1	0.00				31		89	12							
UC8	1	0.63	108	32	76	211										
UC8	2	1.48				103		97								
UC8	3	2.31				50						92		47		35
UC8	4	3.17				44	44.7									
UC8	6	4.00				43		87	12			96		55		35
UC8	7	5.67				40						116		163		65
UC8	8	6.50				36	49.7					116				
UC8	10	7.35				29		92			2.69					
UC8	10	8.58				39										

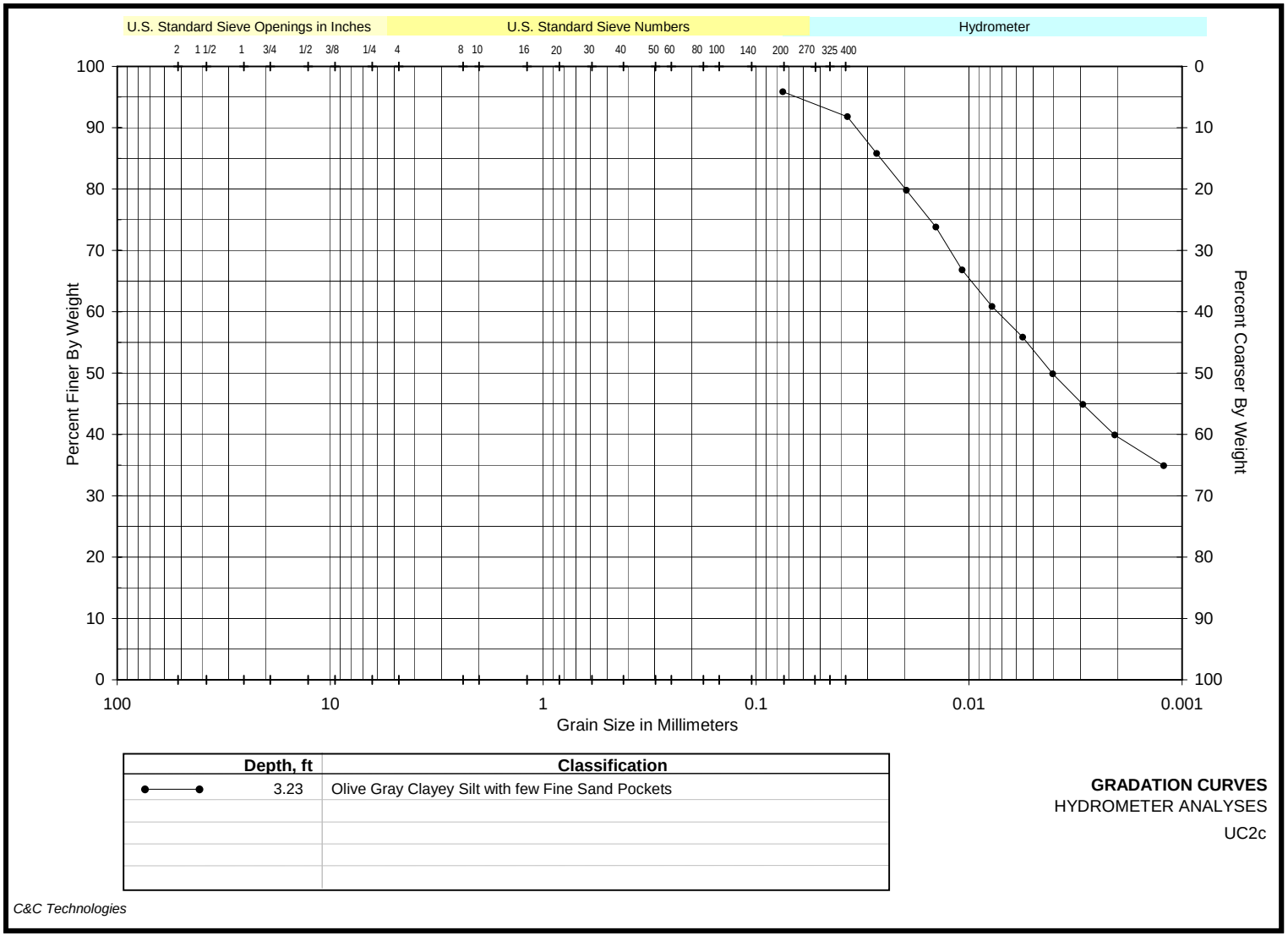
SUMMARY OF TEST RESULTS



Depth, ft	Classification
3.23	Olive Gray Clayey Silt with Fine Sand Pockets and Black Stains
9.06	Olive Gray Clayey Silt with Fine Sand Pockets

GRADATION CURVES
HYDROMETER ANALYSES
UC1

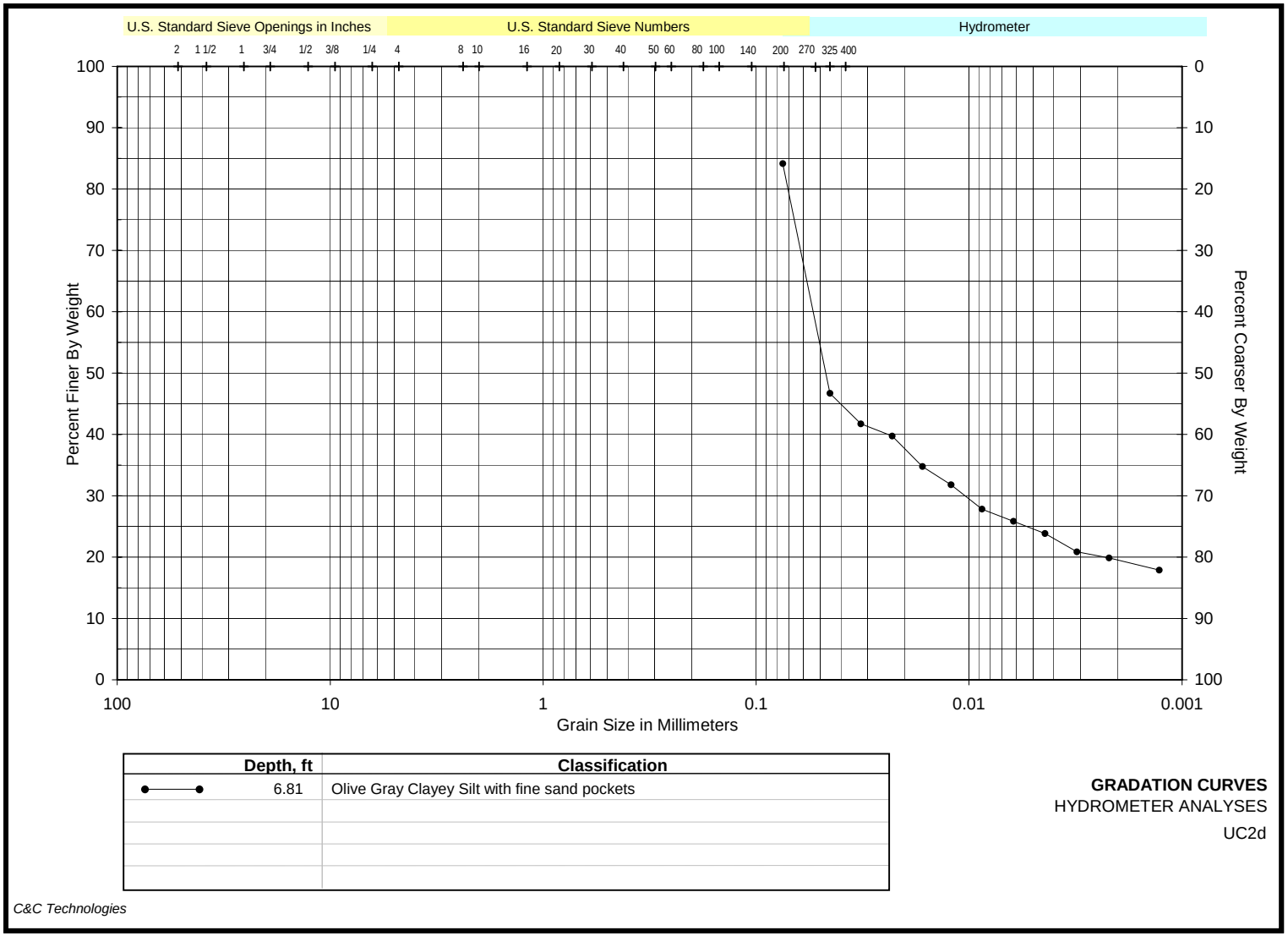
C&C Technologies



Depth, ft	Classification
3.23	Olive Gray Clayey Silt with few Fine Sand Pockets

GRADATION CURVES
HYDROMETER ANALYSES
UC2c

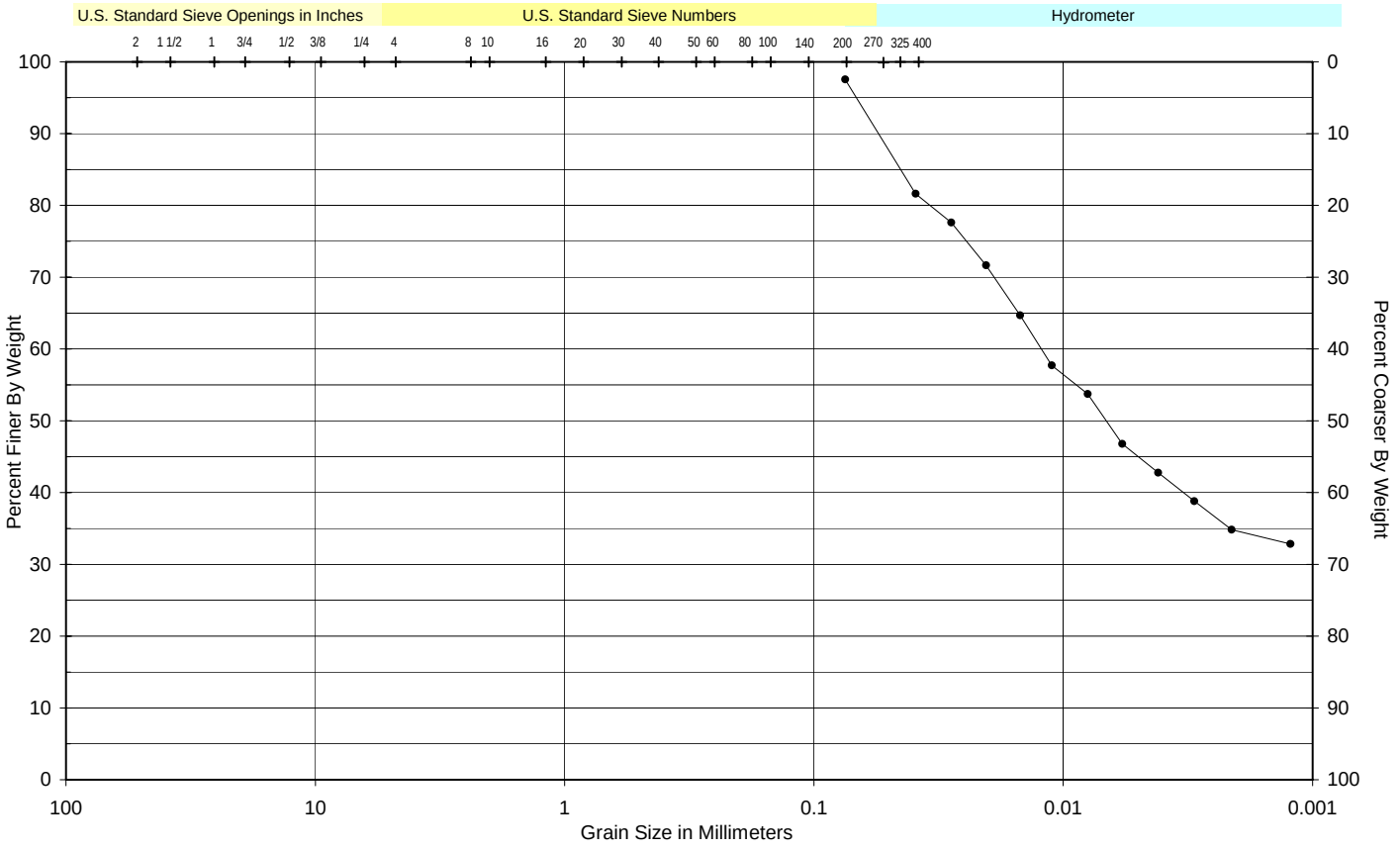
C&C Technologies



Depth, ft	Classification
6.81	Olive Gray Clayey Silt with fine sand pockets

GRADATION CURVES
HYDROMETER ANALYSES
UC2d

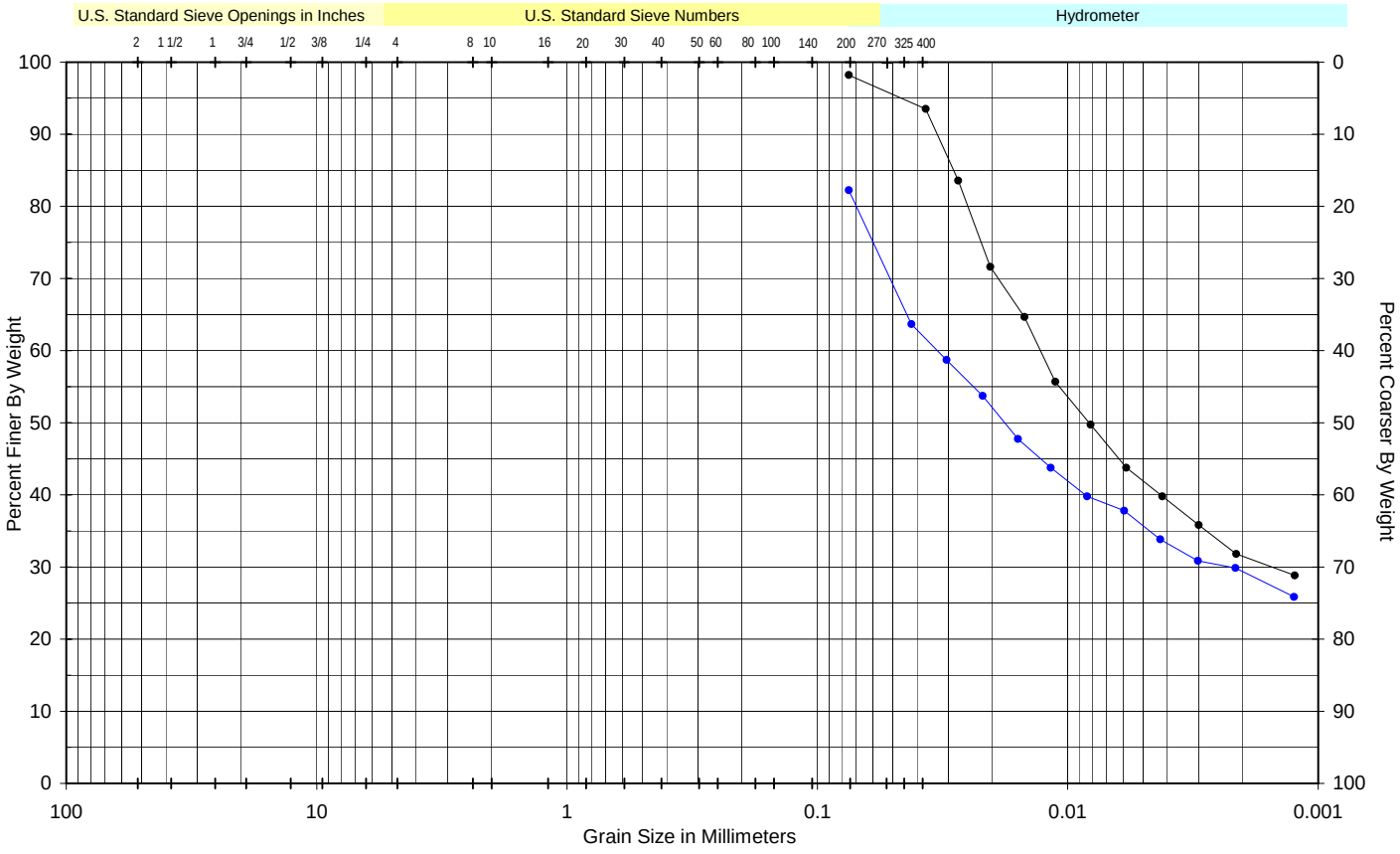
C&C Technologies



Depth, ft	Classification
6.5	Olive Gray Clayey Silt with Fine Sand pockets

GRADATION CURVES
HYDROMETER ANALYSES
UC3

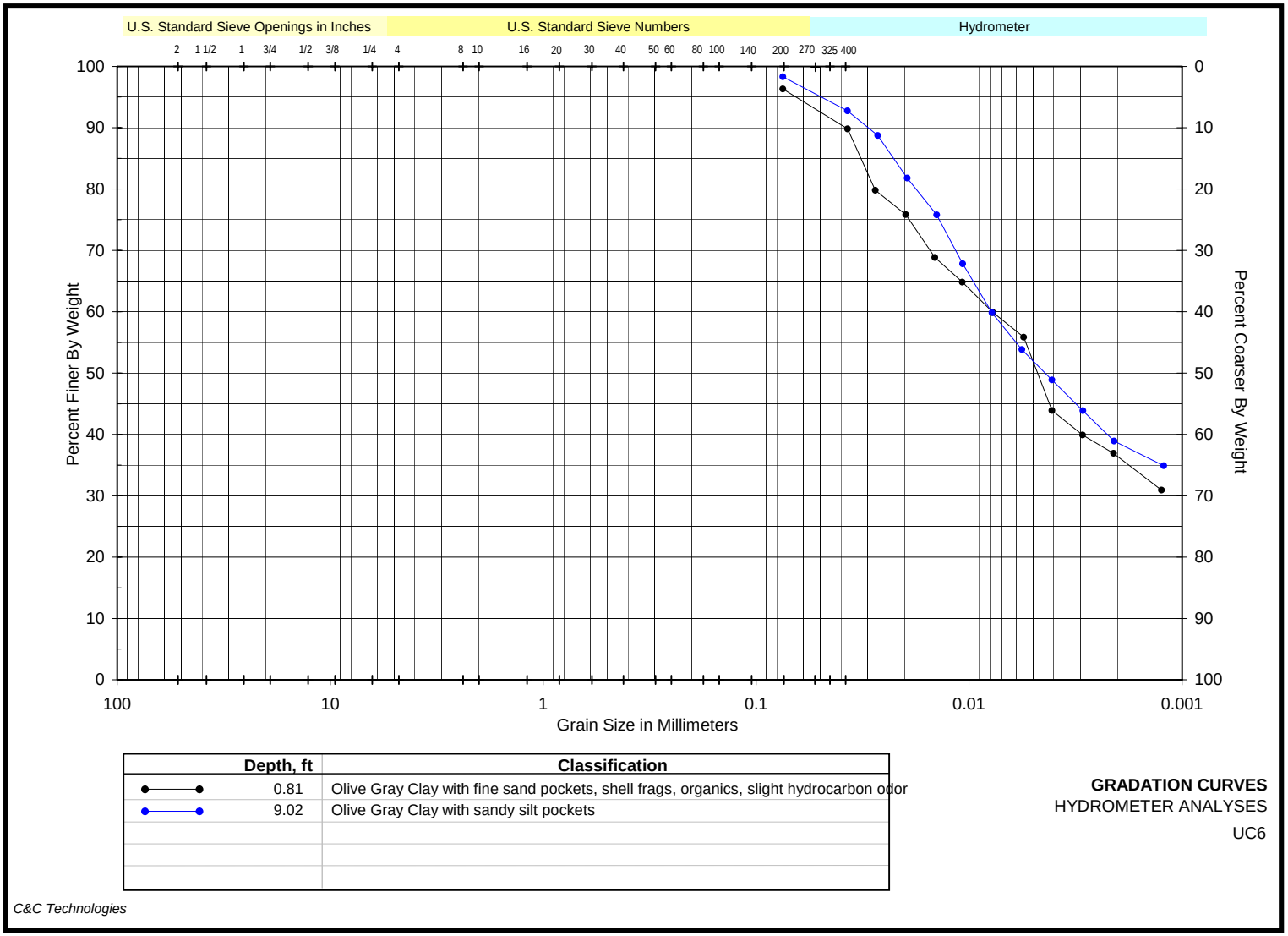
C&C Technologies



Depth, ft	Classification
9.13	Dark Olive Gray Very Silty Clay with sand pockets
22.52	Olive Gray Very Silty Clay with Fine Sand Pockets

GRADATION CURVES
HYDROMETER ANALYSES
UC4

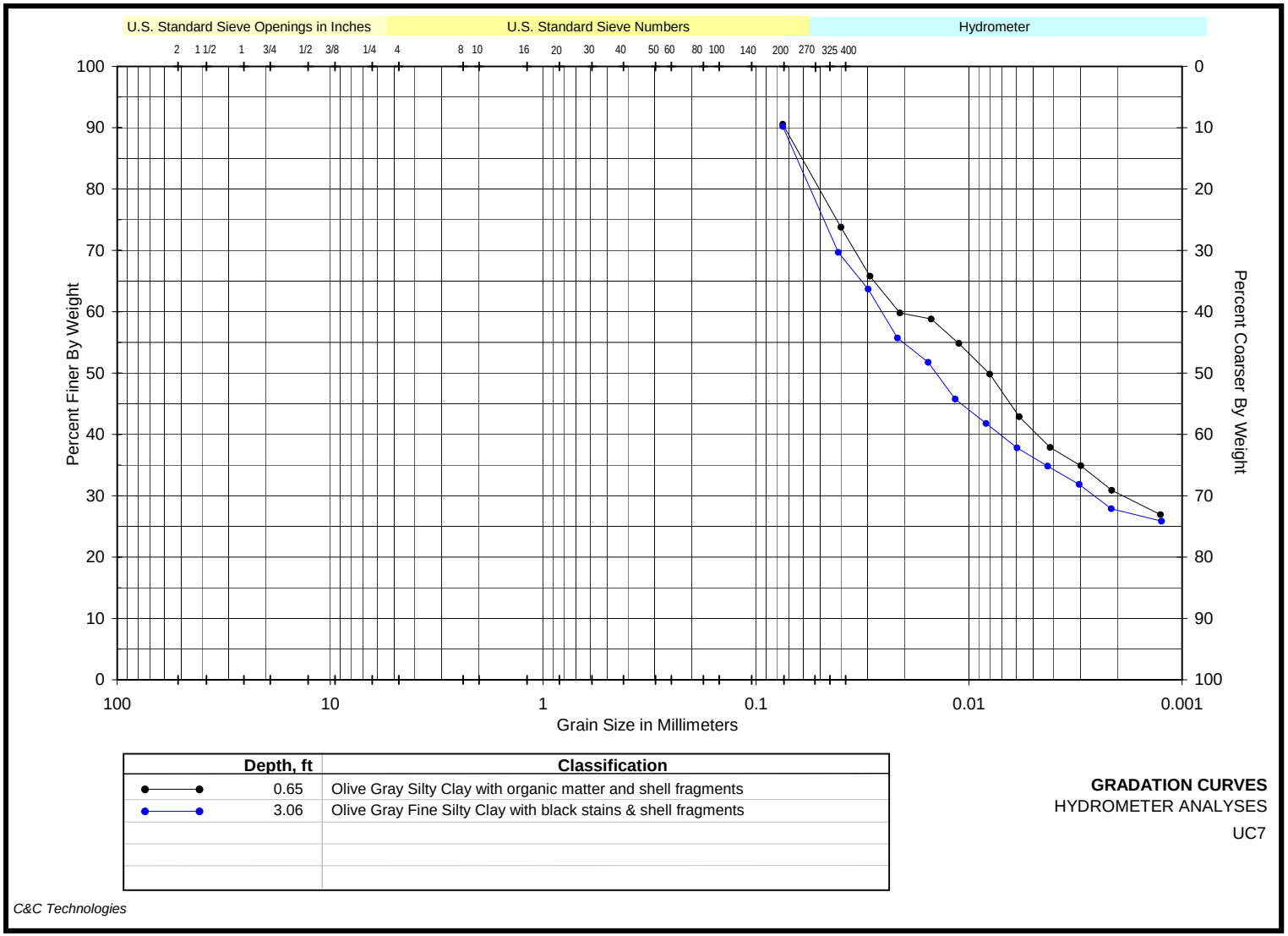
C&C Technologies



Depth, ft	Classification
0.81	Olive Gray Clay with fine sand pockets, shell frags, organics, slight hydrocarbon odor
9.02	Olive Gray Clay with sandy silt pockets

GRADATION CURVES
HYDROMETER ANALYSES
UC6

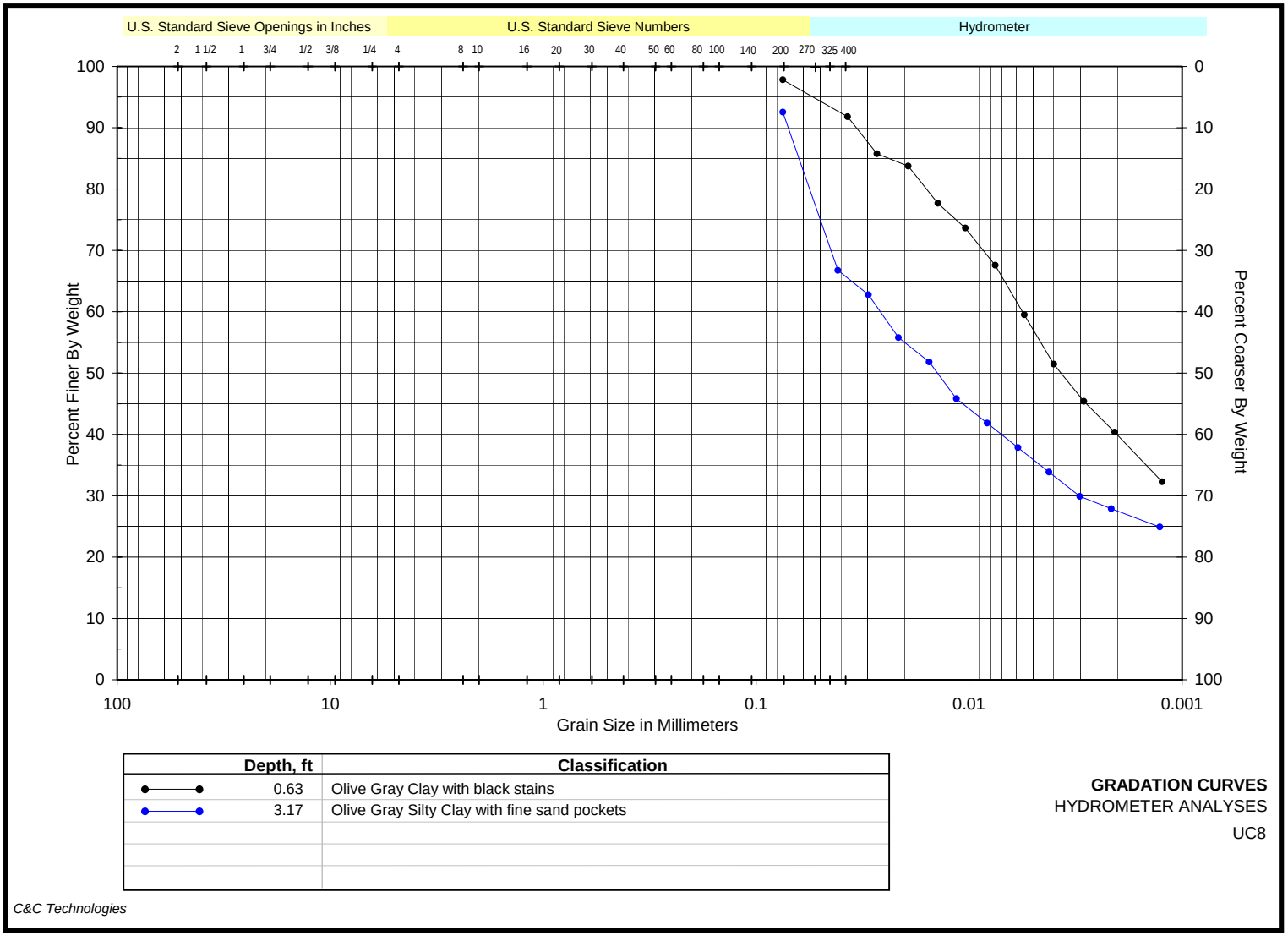
C&C Technologies



Depth, ft	Classification
0.65	Olive Gray Silty Clay with organic matter and shell fragments
3.06	Olive Gray Fine Silty Clay with black stains & shell fragments

GRADATION CURVES
HYDROMETER ANALYSES
UC7

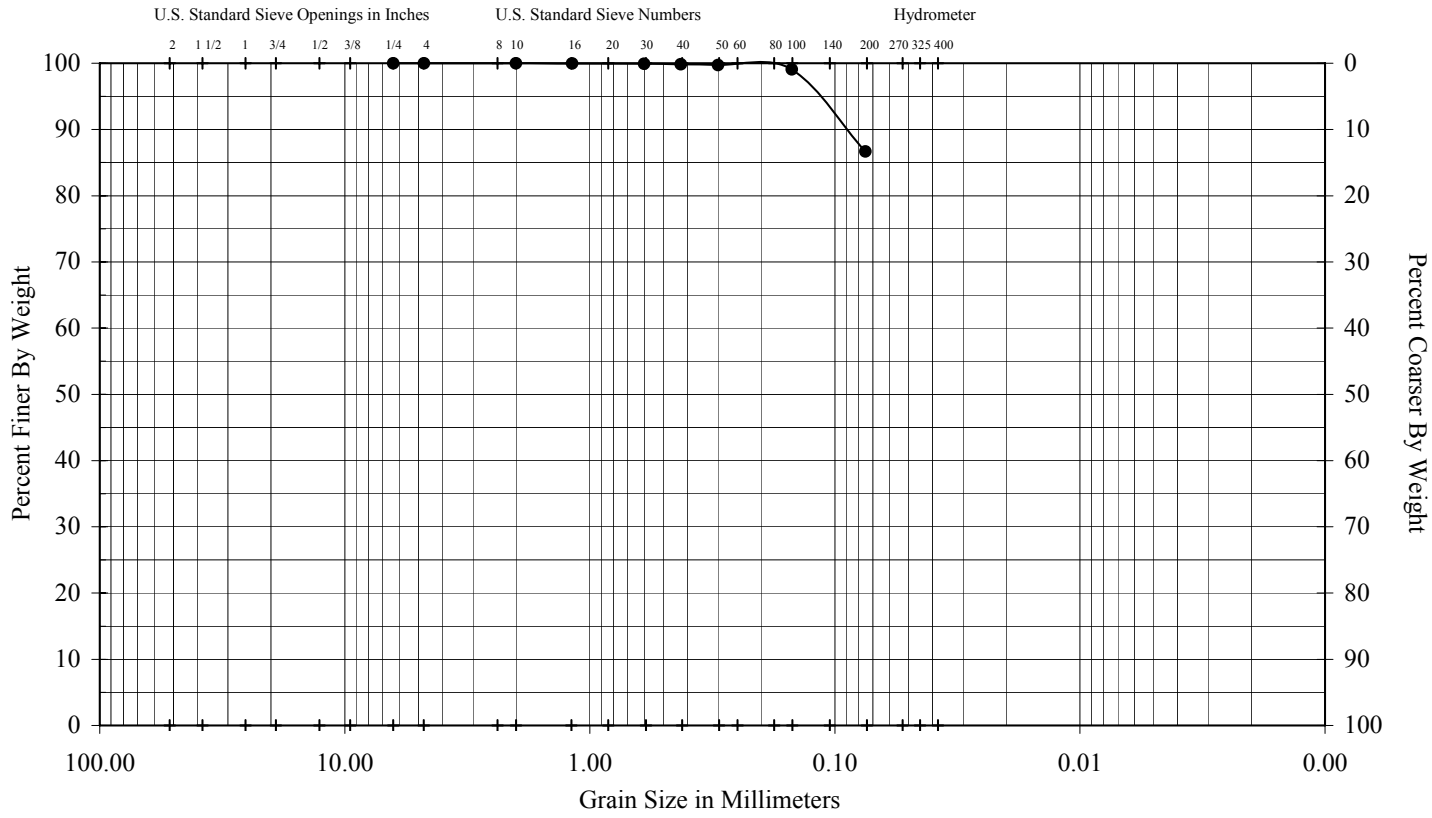
C&C Technologies



	Depth, ft	Classification
●——●	0.63	Olive Gray Clay with black stains
●——●	3.17	Olive Gray Silty Clay with fine sand pockets

GRADATION CURVES
HYDROMETER ANALYSES
UC8

C&C Technologies

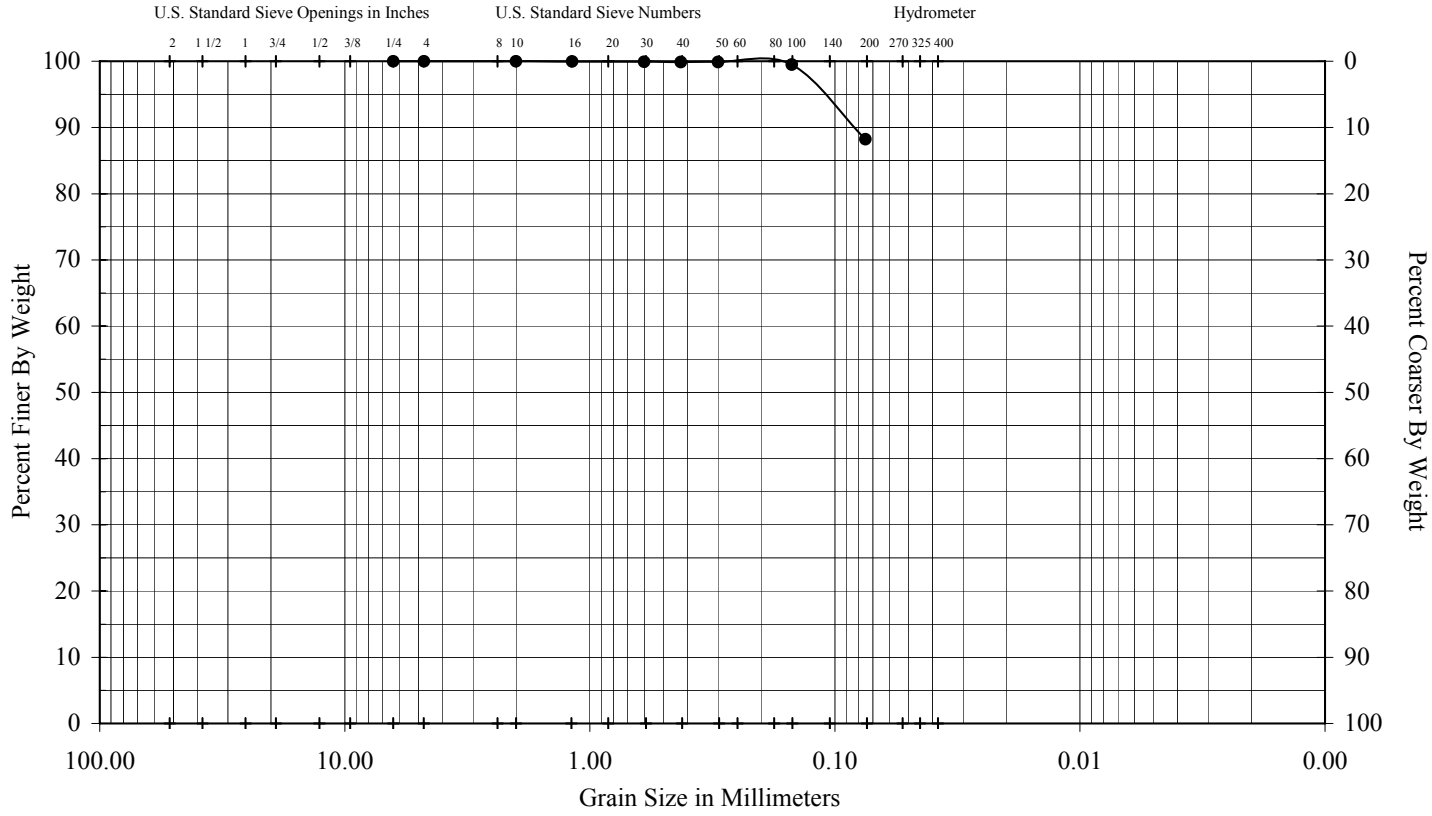


Boring	Depth, ft.	Classification
UC1	3.23	Olive Gray Clay with Fine Sand pockets & Black stains

C&C TECHNOLOGIES

GRAIN SIZE ANALYSIS CURVE

PROJECT NO.	DRAWING NO.
3604	

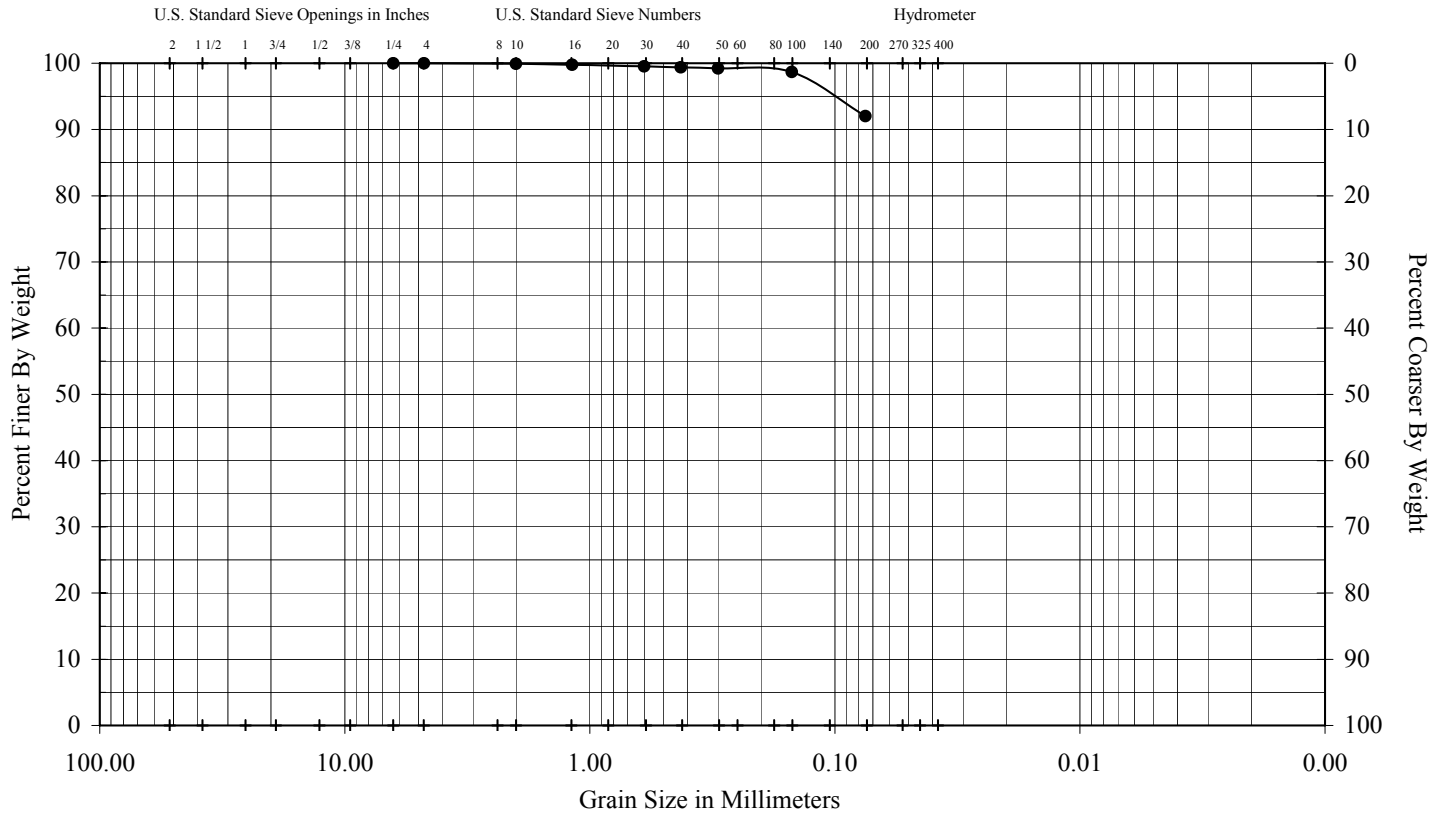


Boring	Depth, ft.	Classification
UC1	9.06	Olive Gray Clay with Fine Sand pockets

C&C TECHNOLOGIES

GRAIN SIZE ANALYSIS CURVE

PROJECT NO.	DRAWING NO.
3604	

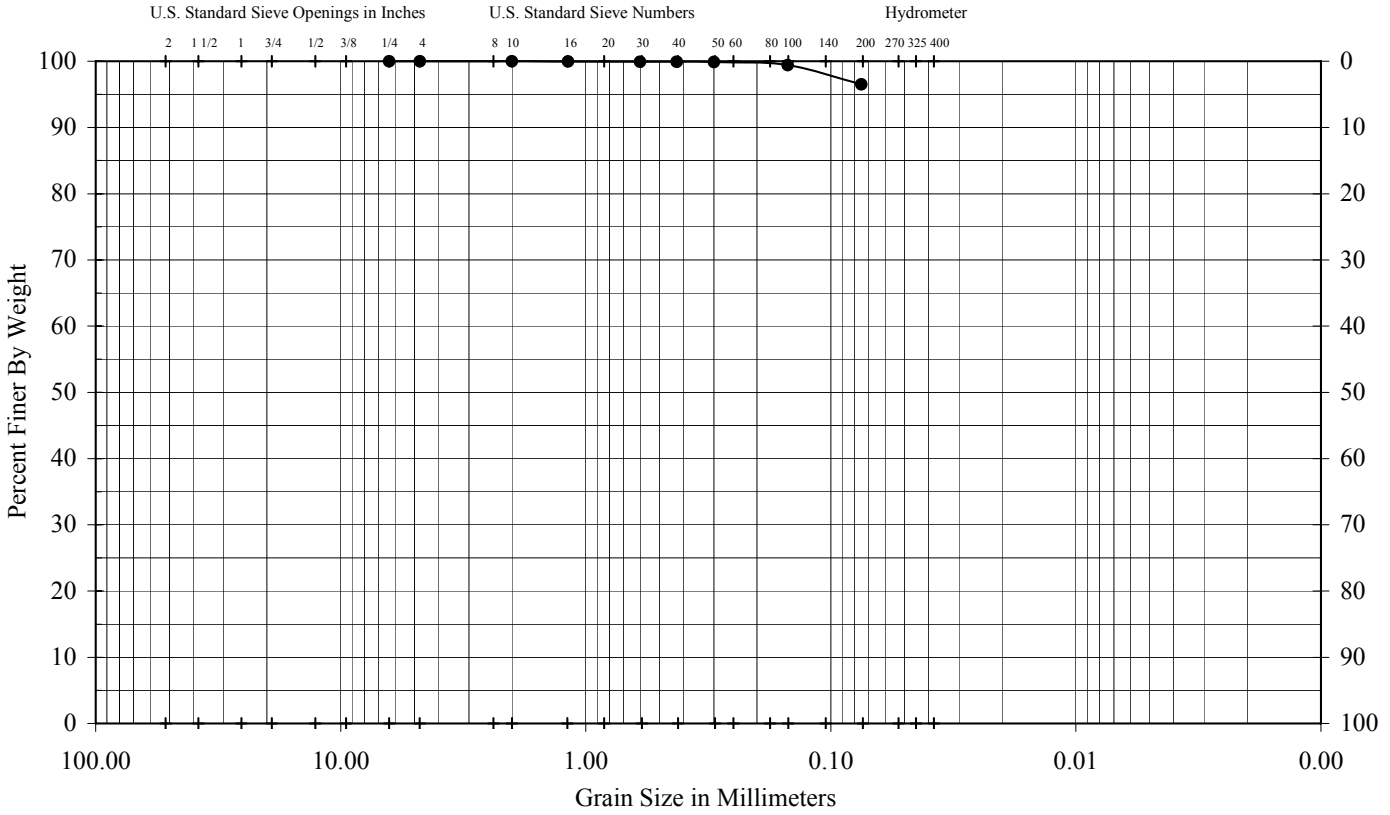


Boring	Depth, ft.	Classification
UC2c	3.23	Olive Gray Silty Clay with few Fine Sand pockets

C&C TECHNOLOGIES

GRAIN SIZE ANALYSIS CURVE

PROJECT NO.	DRAWING NO.
3604	

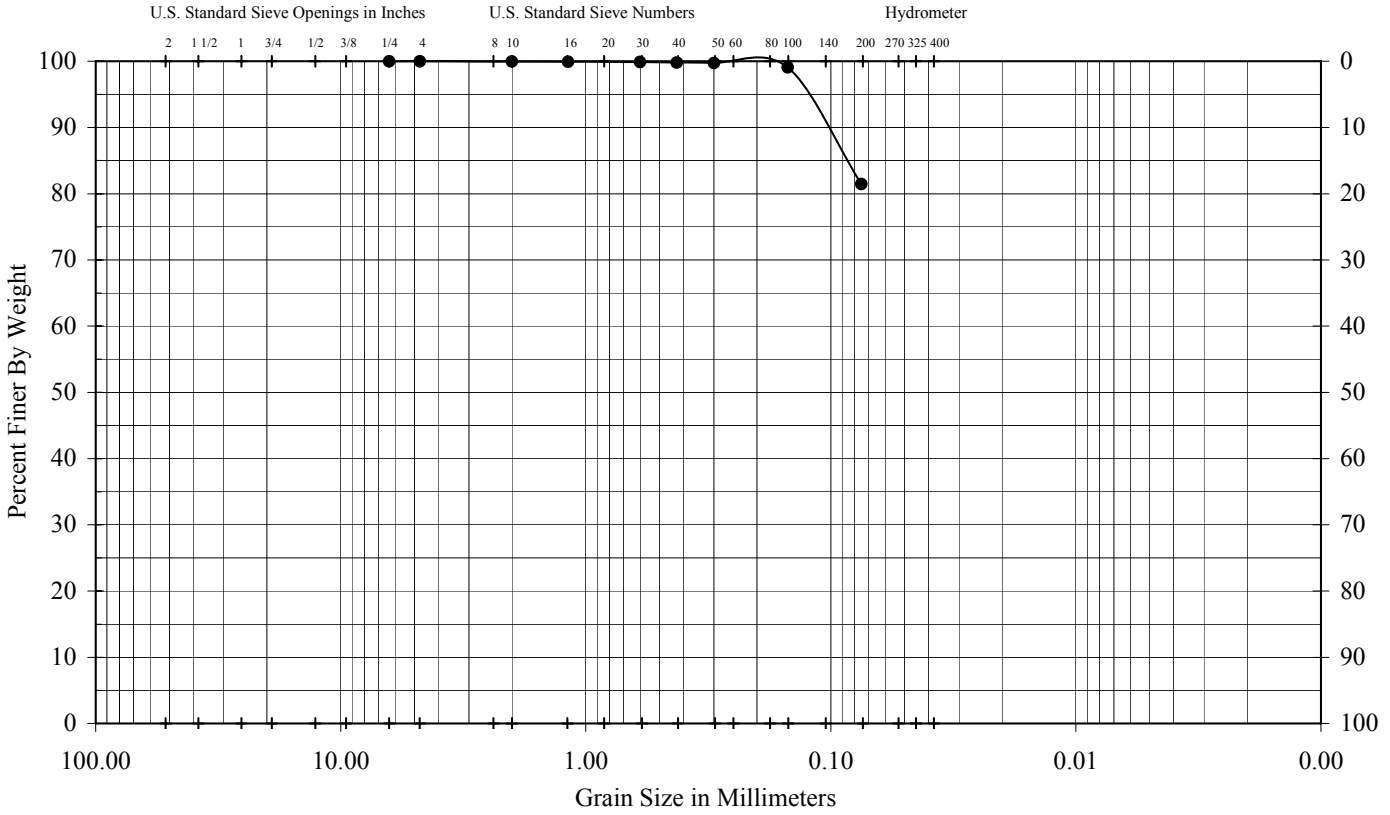


Boring	Depth, ft.	Classification
UC3	6.50	Olive Gray Silty Clay

C&C TECHNOLOGIES

GRAIN SIZE ANALYSIS CURVE

PROJECT NO.	DRAWING NO.
3604	

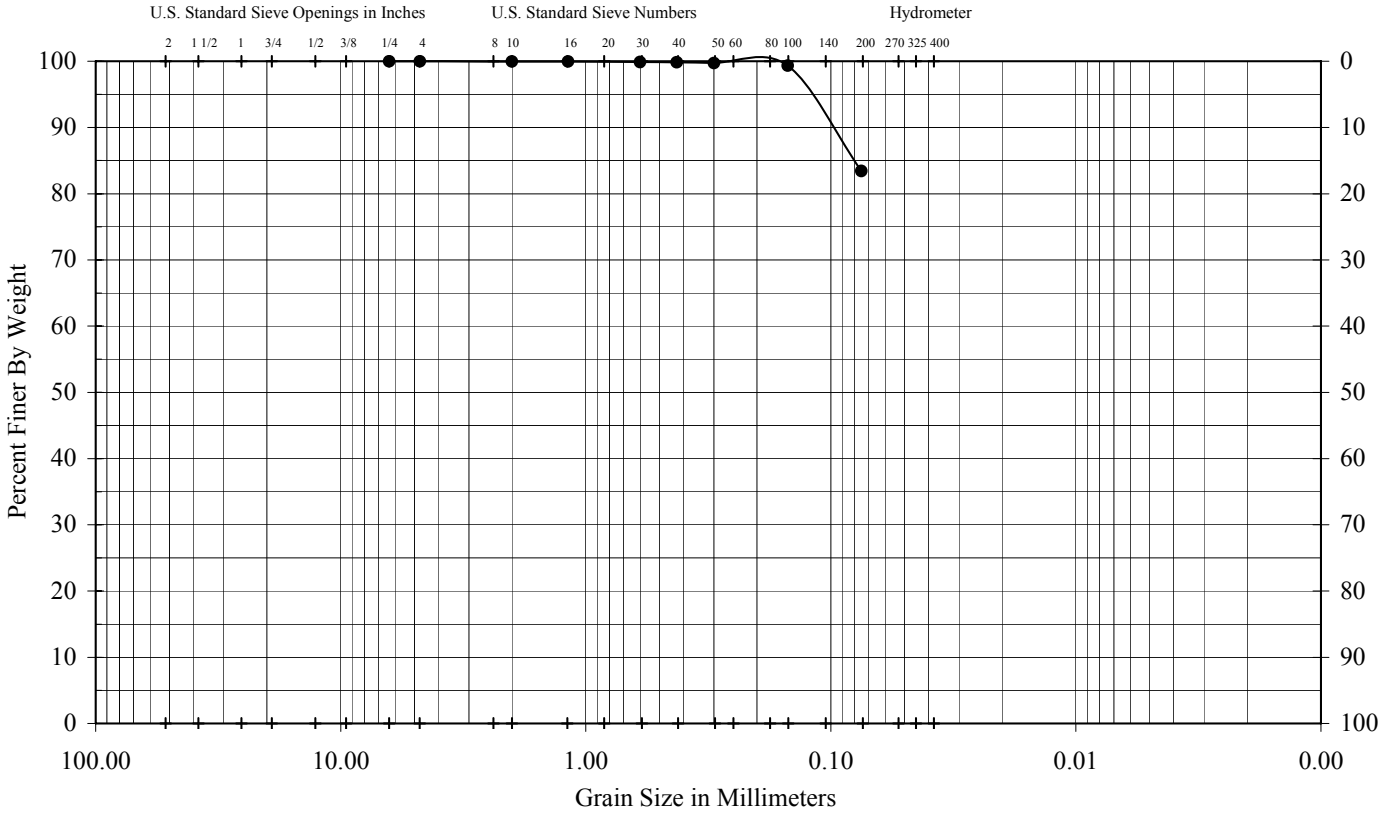


Boring	Depth, ft.	Classification
UC3b	9.40	Olive Gray Sandy Clay

C&C TECHNOLOGIES

GRAIN SIZE ANALYSIS CURVE

PROJECT NO.	DRAWING NO.
3604	

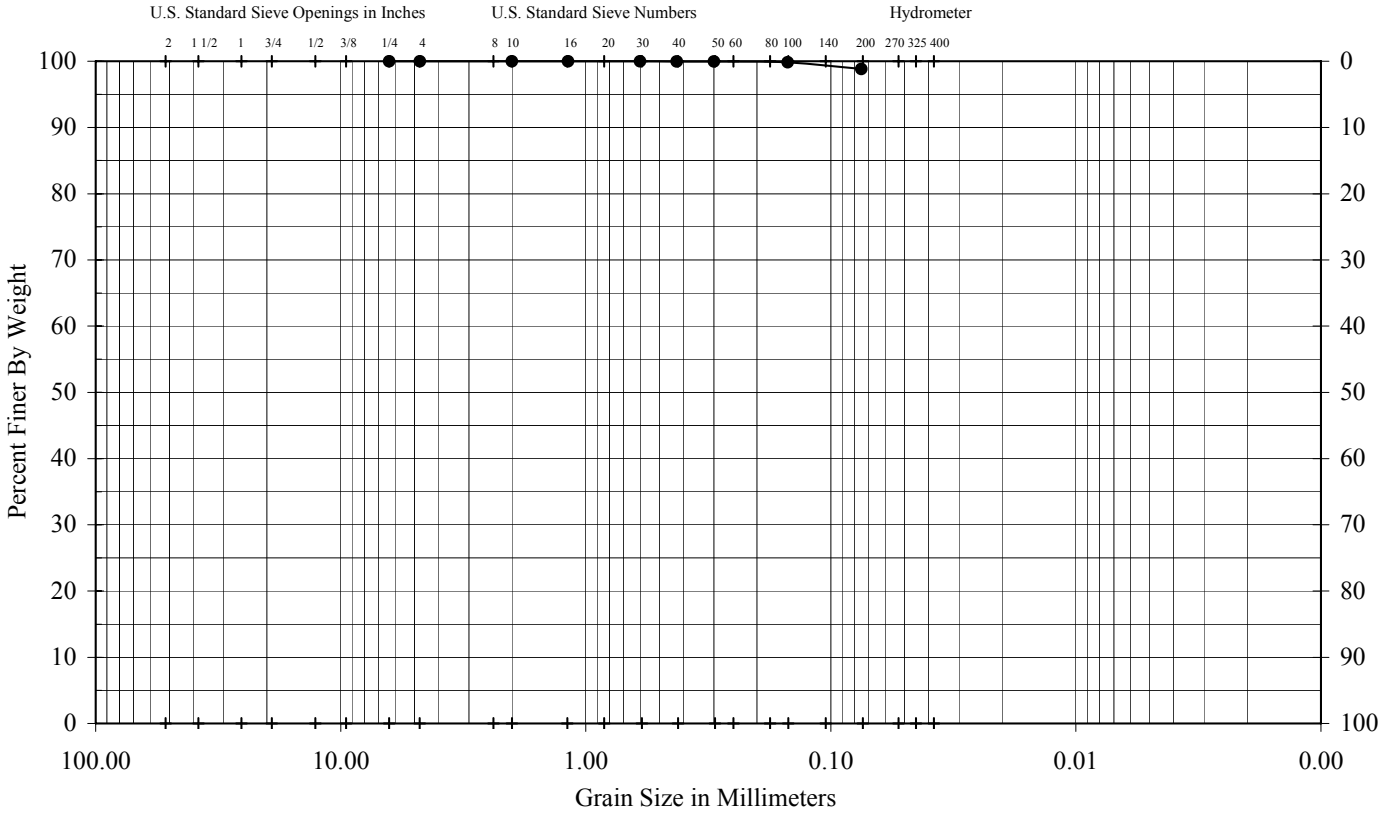


Boring	Depth, ft.	Classification
UC4	22.52	Olive Gray Clay with Fine Sand pockets

C&C TECHNOLOGIES

GRAIN SIZE ANALYSIS CURVE

PROJECT NO.	DRAWING NO.
3604	

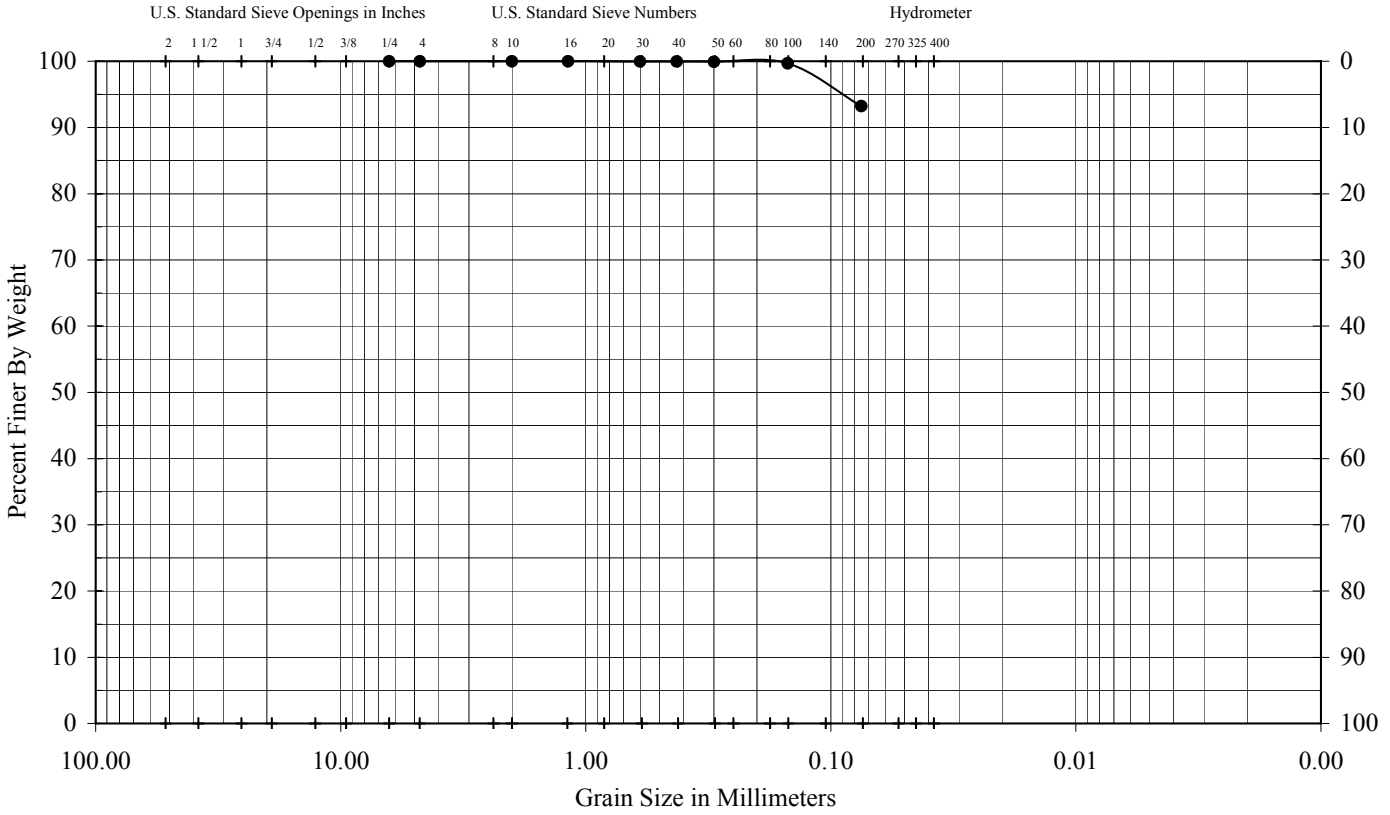


Boring	Depth, ft.	Classification
UC6	9.02	Olive Gray Silty Clay

C&C TECHNOLOGIES

GRAIN SIZE ANALYSIS CURVE

PROJECT NO.	DRAWING NO.
3604	

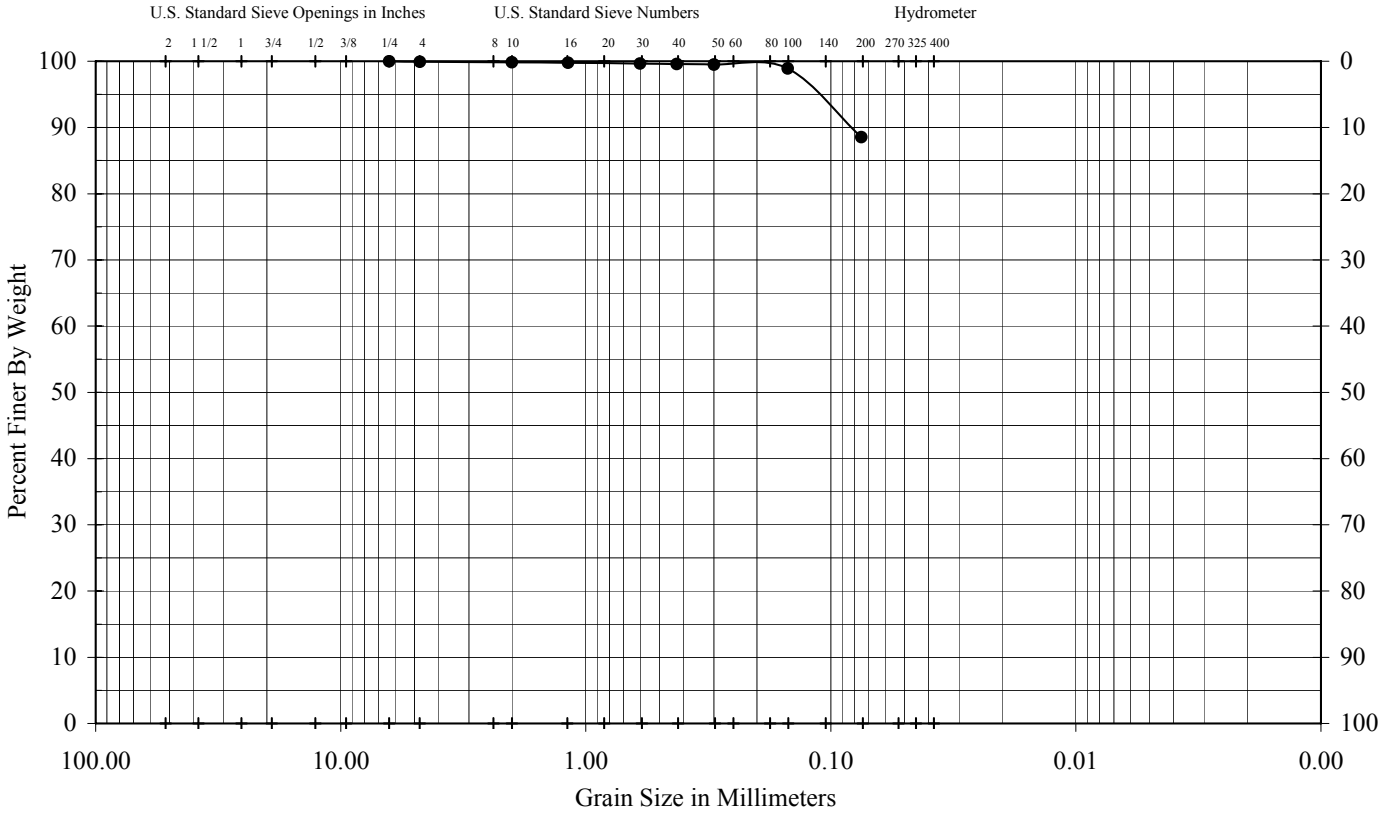


Boring	Depth, ft.	Classification
UC7	0.65	Olive Gray Silty Clay

C&C TECHNOLOGIES

GRAIN SIZE ANALYSIS CURVE

PROJECT NO.	DRAWING NO.
3604	

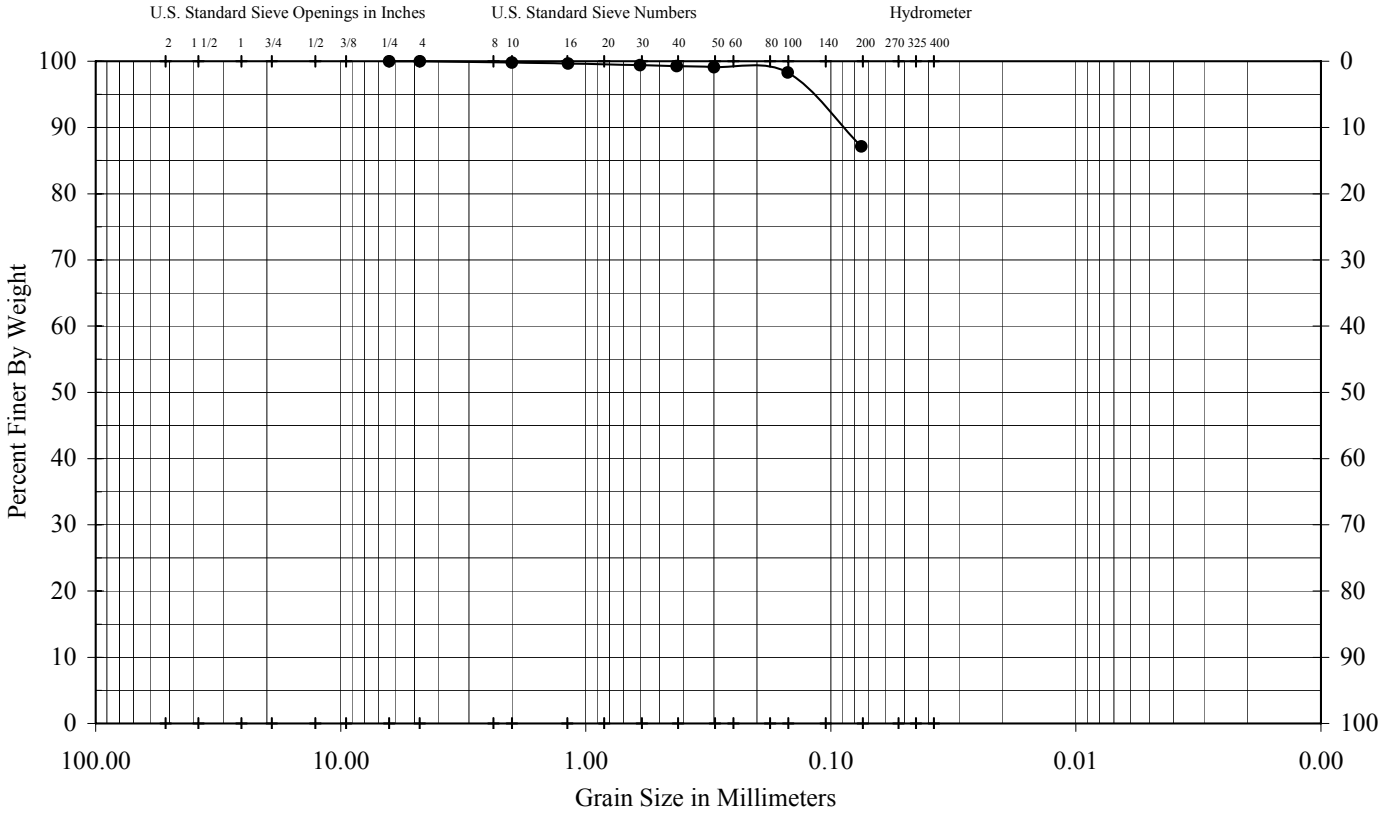


Boring	Depth, ft.	Classification
UC7	3.06	Olive Gray Sandy Clay with Black Stains & Shell fragments

C&C TECHNOLOGIES

GRAIN SIZE ANALYSIS CURVE

PROJECT NO.	DRAWING NO.
3604	



Boring	Depth, ft.	Classification
UC8	3.17	Olive Gray Silty Clay with fine sand pockets

C&C TECHNOLOGIES

GRAIN SIZE ANALYSIS CURVE

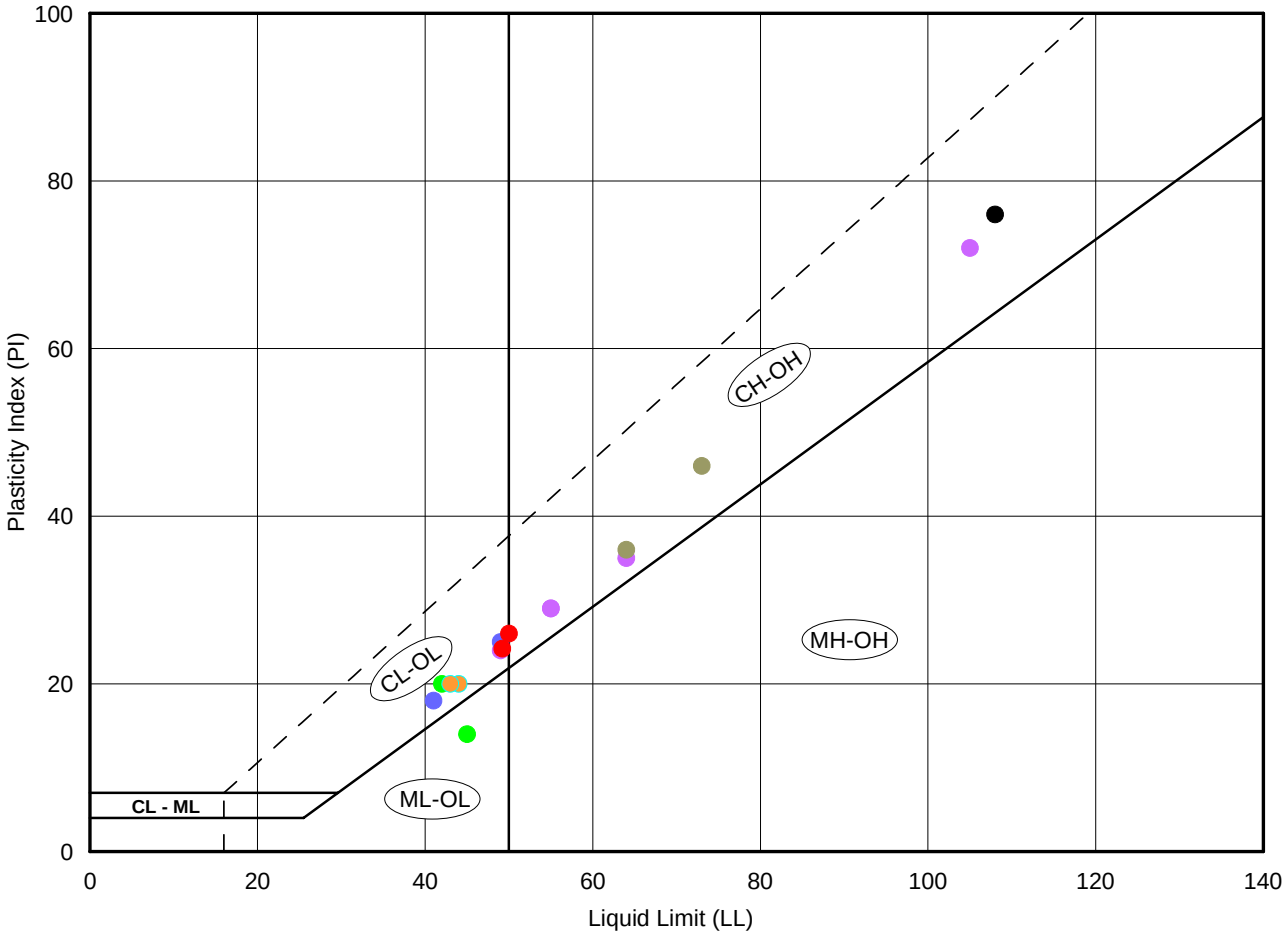
PROJECT NO.	DRAWING NO.
3604	

APPENDIX D

Plasticity Chart

Brian Lewis

GEMS, Inc.



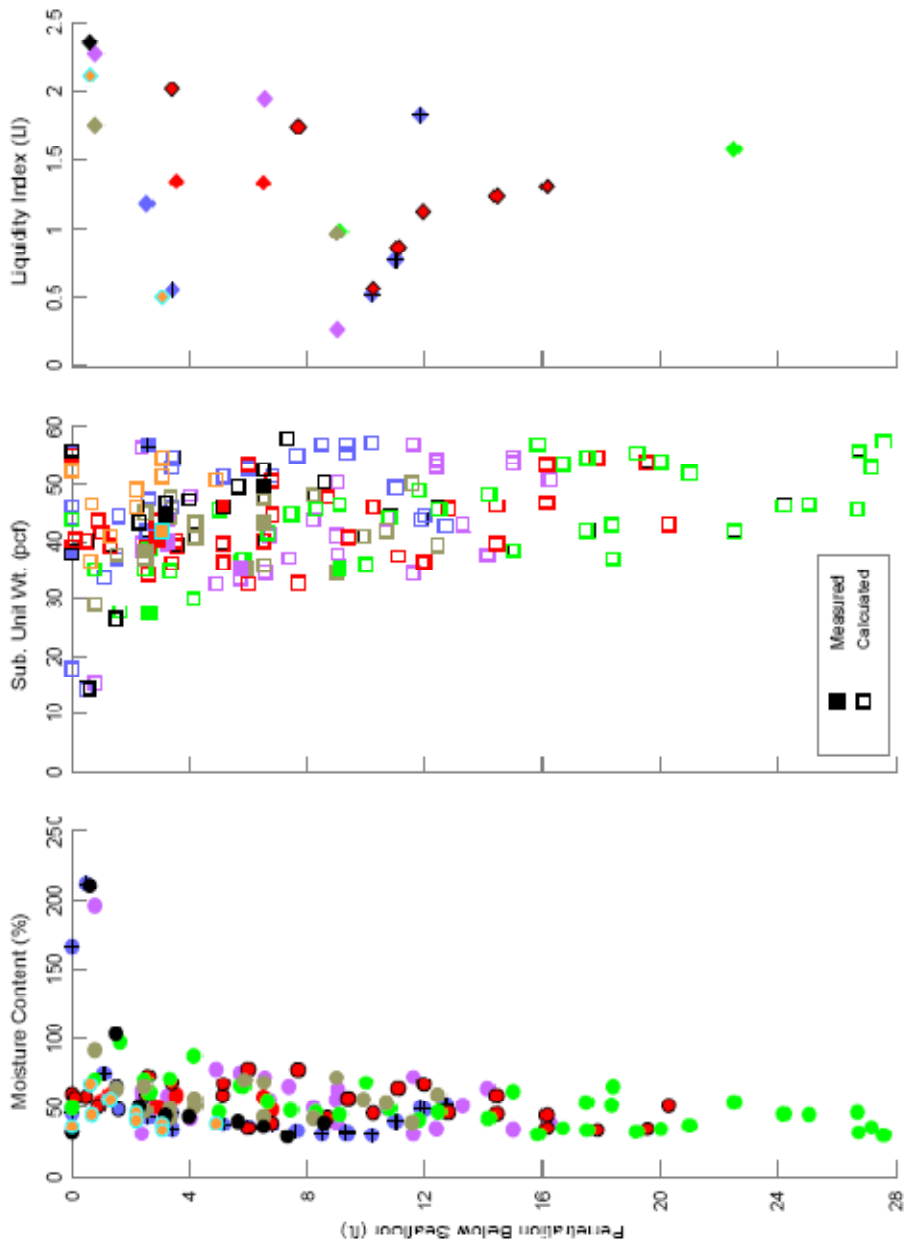
PLASTICITY RESULTS
Sea Engineering Vibrocores

Figure D-1

APPENDIX E

Index Tests and Submerged Unit Weight Plots

Brian Lee



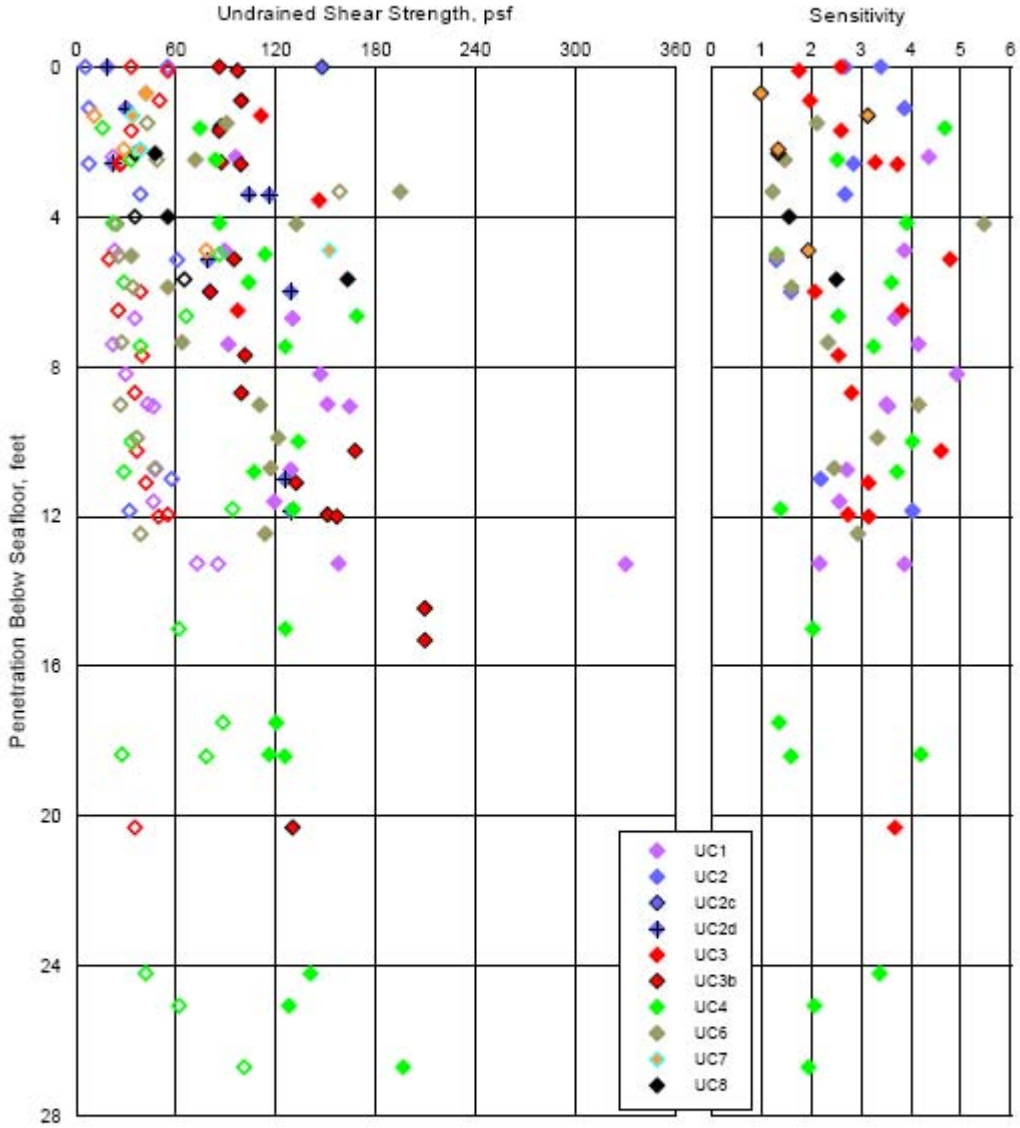
CLASSIFICATION TEST RESULTS
Sea Engineering Vibrocores

Appendix E

GEMS, Inc.

APPENDIX F

Undrained Shear Strength and Sensitivity Plots



UNDRAINED SHEAR STRENGTH PROFILE
Sea Engineering Vibrocores

GEMS, Inc.

Appendix F

Platform Usumacinta - Slope Analysis

Bathymetric data were extracted along 5 lines that coincide with the location of the Usumacinta mat structure. The purpose was to complete a slope analysis of the mat structure above the seafloor. Figure 1 shows the locations of the transect lines from which data were extracted. The lines are plotted overlaying the multibeam data that encompasses the mat structure. The four lines that are oriented, roughly, southwest to northeast are labeled P1-P4, increasing sequentially from south to north. The fifth line (P5) is perpendicular to the others. The lines were selected based on the orientation of the mat structure as it lies in the seabed.

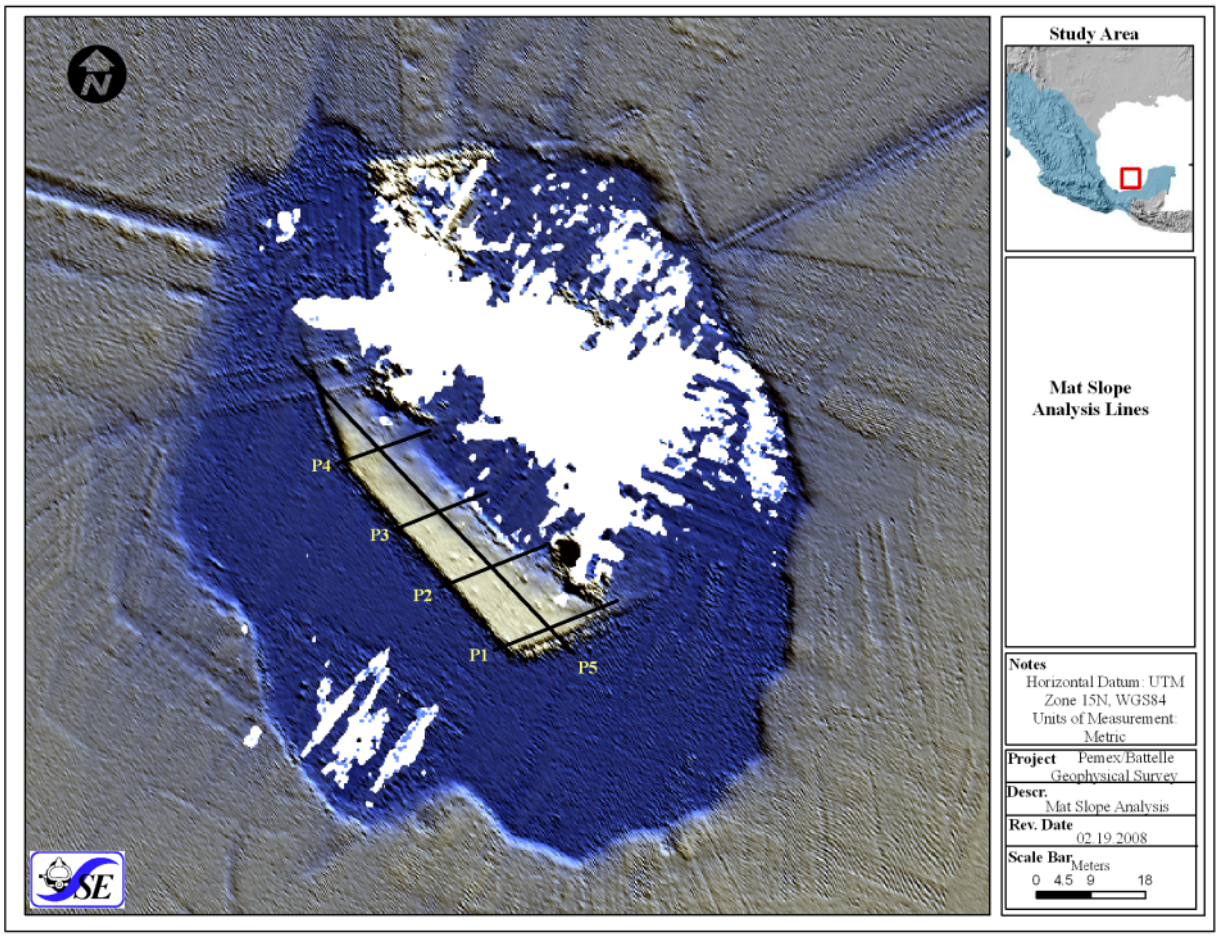


Figure N1. Bathymetry in proximity to the platform structures showing locations of extracted profile lines.

An example of the extracted data is shown in Figure 2. A slope analysis was computed from the highest ridge of the sloping mat to the approximate point at which the mat intersects with the seafloor (see notation in Figure 2). The slope is computed through a linear regression using all data points between the max and min elevations. Table 1 lists the computed slopes of the mat for each of the extracted profile lines. The result of the analysis is that the mat appears to be listing approximately 6-7º towards the northeast (aligned with P1-P4), and 1º towards the northwest (P5).

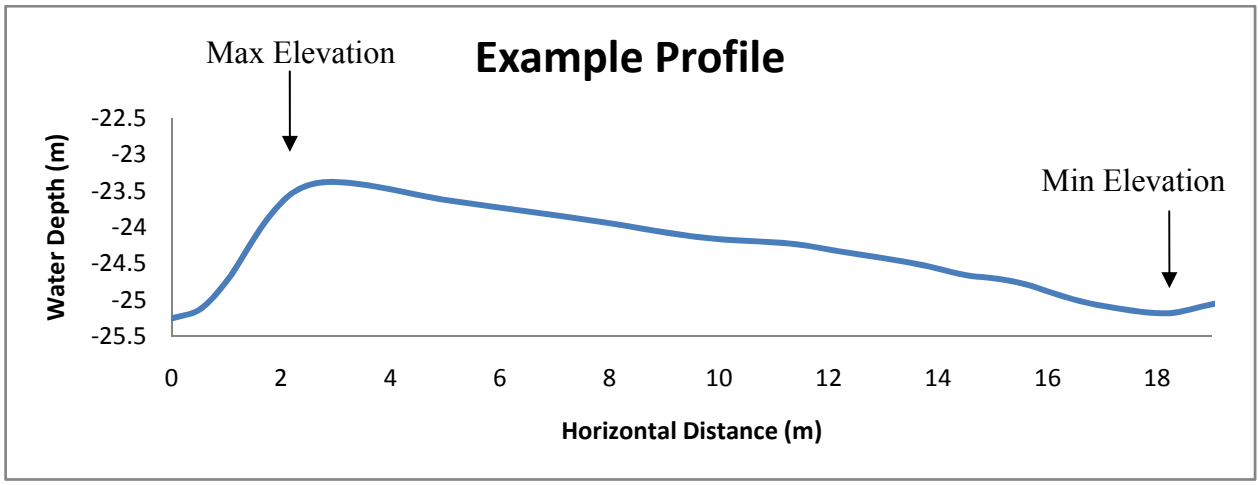


Figure N2. Example of extracted profile. Horizontal distance is from west to east.

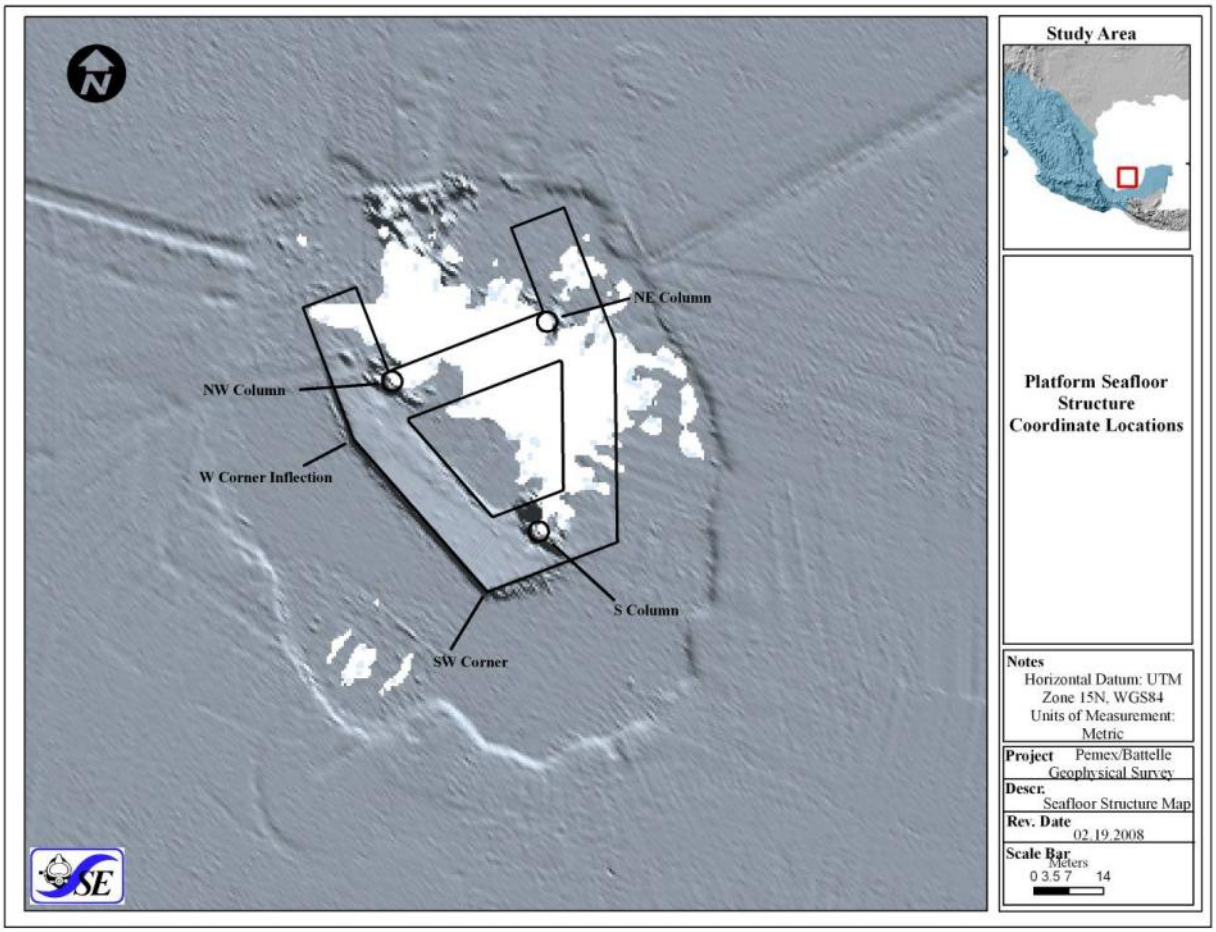
Table N1. Slope computation for each profile line.

Profile	Slope Angle	Direction
P1	5.97º	Southwest to Northeast
P2	6.52º	Southwest to Northeast
P3	6.80º	Southwest to Northeast
P4	5.97º	Southwest to Northeast
P5	0.99º	Southeast to Northwest

Platform Usumacinta – Coordinates of Key Locations on Seafloor

The georeferenced multibeam data set was used to make a best estimate of the coordinates of key locations on the mat. The figure below illustrates the points in the table. The coordinate system is WGS84, UTM Zone 15 N, meters.

Location	X (m)	Y(m)
NW Column	530814.0	2080165.7
NE Column	530845.2	2080177.7
S Column	530843.5	2080135.5
SW Corner	530833.2	2080123.3
W Inflection Corner	530806.3	2080154.0



Platform Usumacinta – Sediment Plumes in the Bay of Campeche Region

The Bay of Campeche suspended solids concentrations are subject to the discharge of the Usumacinta river basin. The Usumacinta River of Guatemala and Mexico drains one of the largest areas of contiguous tropical rain forest in the region. The Usumacinta River bifurcates and empties into the Bay of Campeche through smaller tributaries. Two of these tributaries are within 20 miles of the Platform Usumacinta site and the third empties in Laguna de Terminos.

Sediment loadings from the river into the bay have not been well characterized, so satellite imagery was examined to investigate general patterns of sediment loading from the river. Images obtained from LANDSAT were obtained continuously for the past 3 decades. Figure 1 shows the approximate location of the platform. In the figure, a large plume extending offshore can be seen from the western tributary. Additionally a persistent nearshore plume can be seen extending out of Laguna de Terminos. The platform structure is located in this turbidity plume. Images from 1980 through 1990 are shown in Figures 1 - 5. In many of the figures, a large plume extending offshore can be seen from the western tributary. A persistent nearshore plume can also be seen extending out of Laguna de Terminos to the east in the First 3 images. The platform location is located within the influence of this plume region.

Brian Lee

Although no quantitative analysis of these figures is provided, the images suggest that influence from river sediment input could be a significant source of suspended solids that would deposit on the sediment bed throughout the year. The large plumes also suggest that the material is fine grained and remains suspended for a large distance offshore. The observations of fine silt sediments in the offshore geotechnical studies support the transport of fine sediment from the river basin. The imagery and data would suggest that low density recently deposited sediments could be expected throughout this region. Further geotechnical analysis will yield characteristics of the sediments.

Brian Lee

Figure N1. Landsat Image 11/17/1980

Figure N2. Landsat Image 3/18/1982

Brian Lee

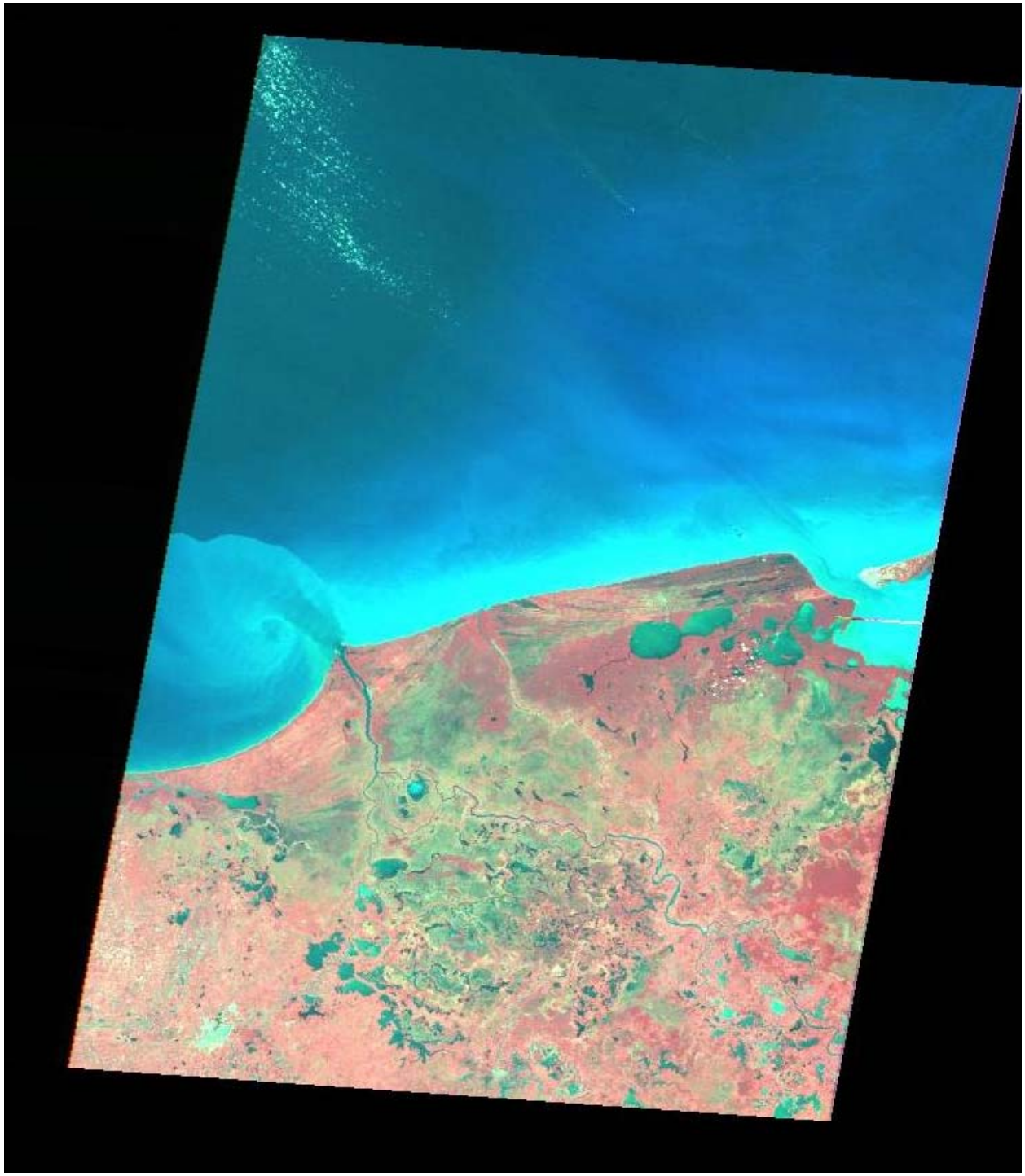


Figure N3. Landsat Image 2/5/1983

Brian Lee

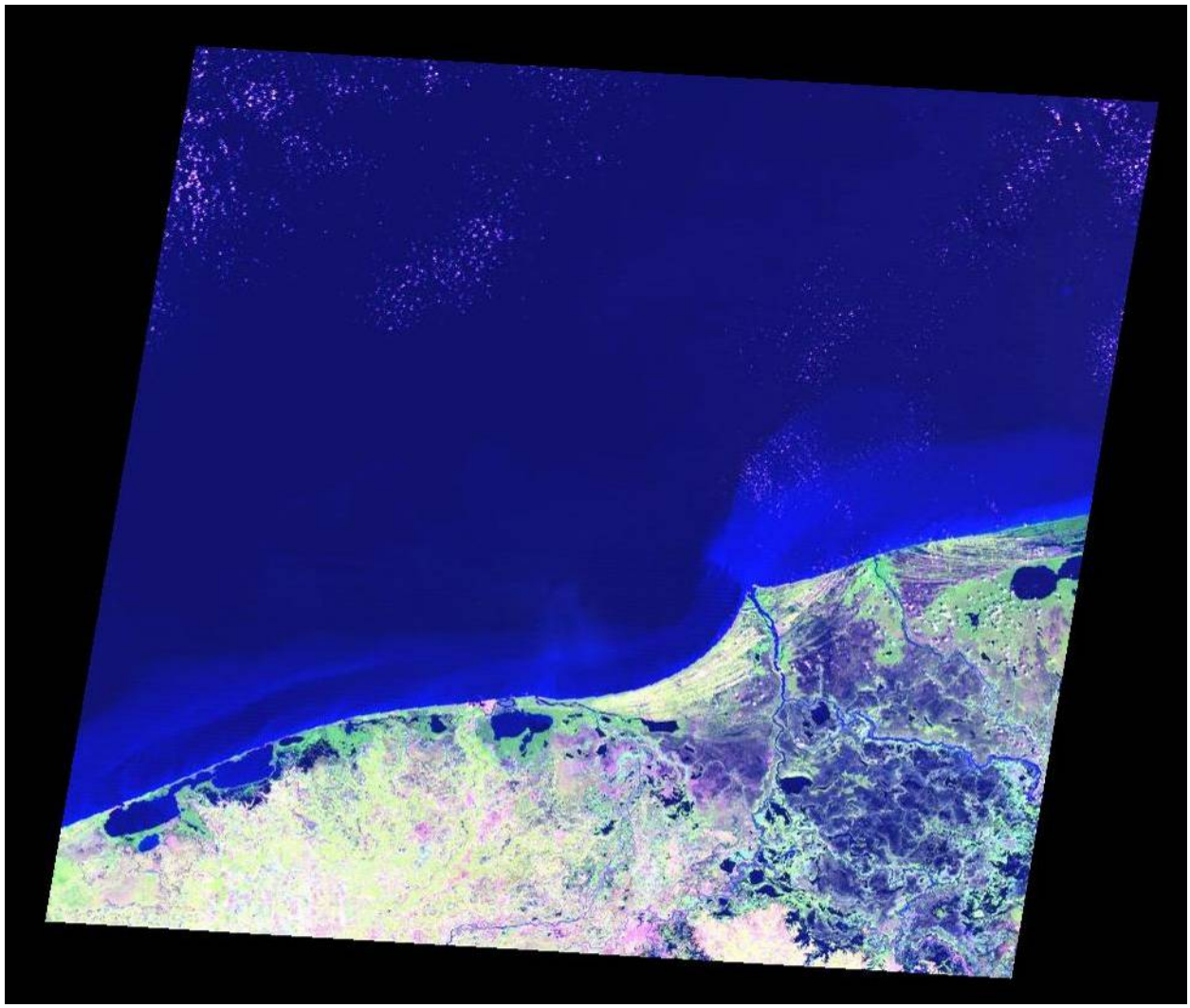


Figure N4. Landsat Image 11/3/1988

Brian Lee

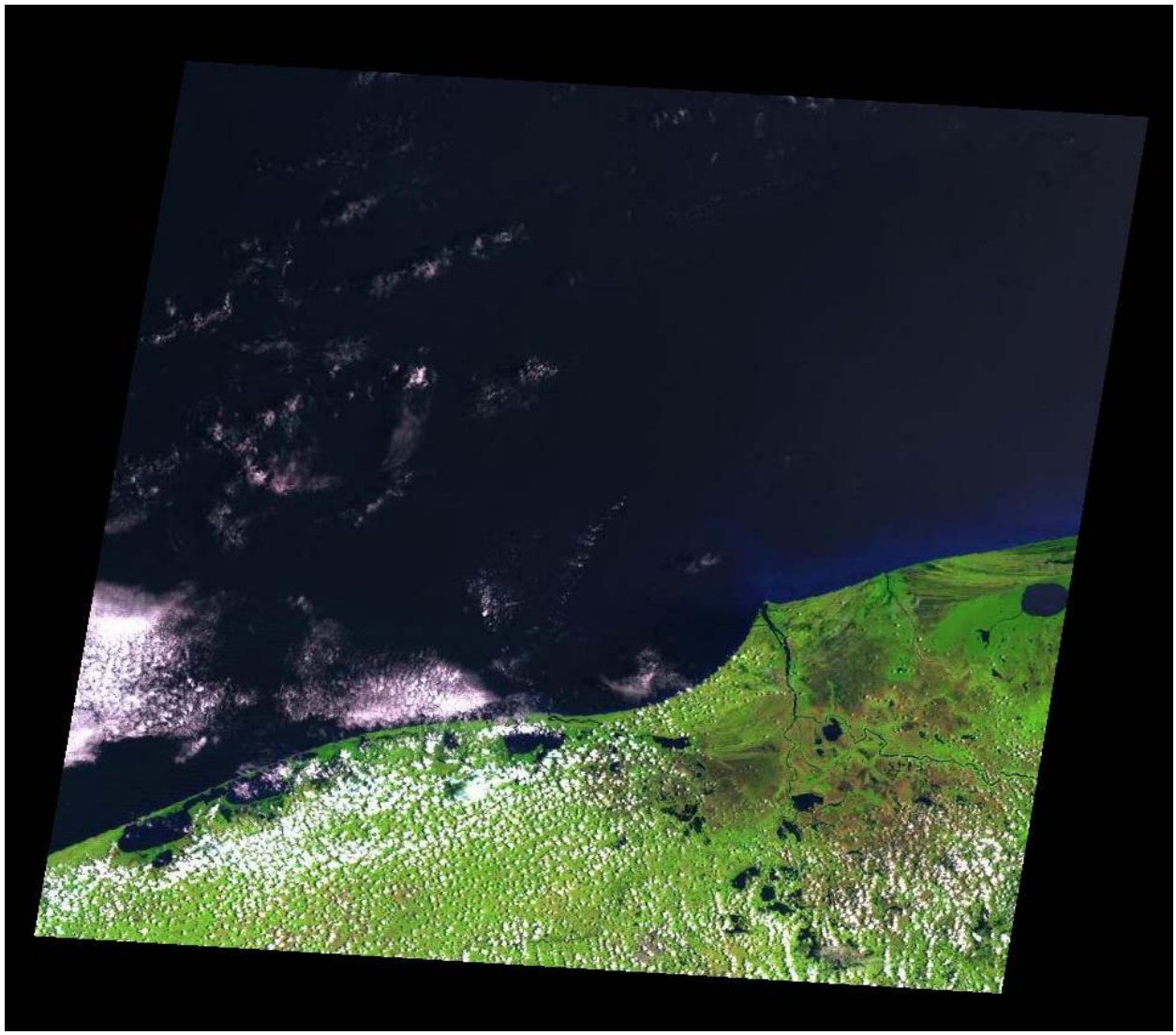


Figure N5. Landsat Image 4/15/1990

Platform Usumacinta - Transect Analysis

Bathymetric data were extracted along 27 parallel transect lines that are oriented west to east encompassing the entire footprint of the Usumacinta. The lines were spaced at a distance of 5 meters (Figure 1). Lines are numbered from south to north (1-27 lines). Bathymetric data were extracted along each of the lines and plotted as a west-to-east distance versus depth profile (Figures 2-6). Visual analysis of the transect lines does not yield a surface expression of previous platform imprint. Imprints from previous platforms could be present under the present mat position or have been covered by the movement of the Usumacinta and not be visible in the surface survey data.

Brian Lee

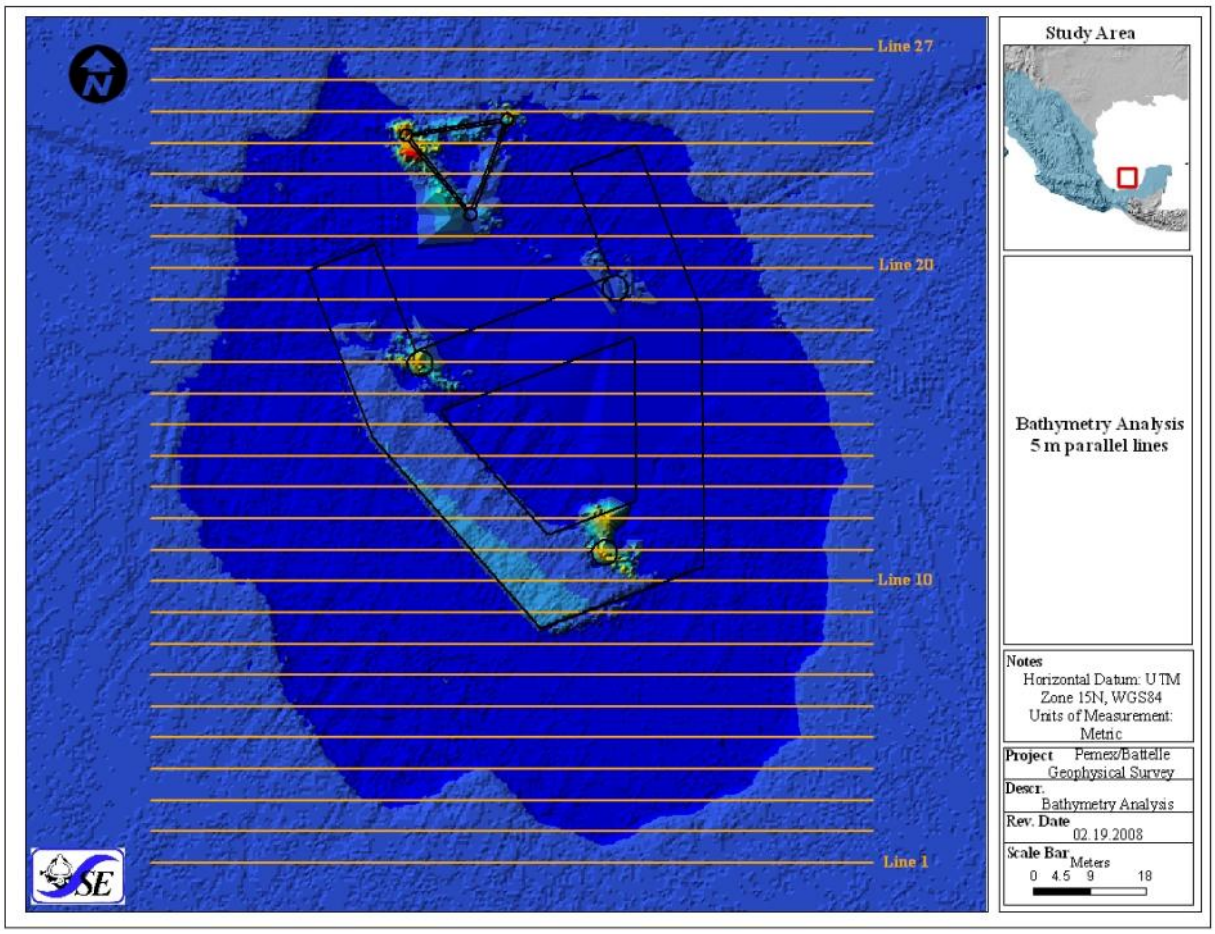


Figure N3. Bathymetry in proximity to the platform structure showing locations of extracted profile lines.

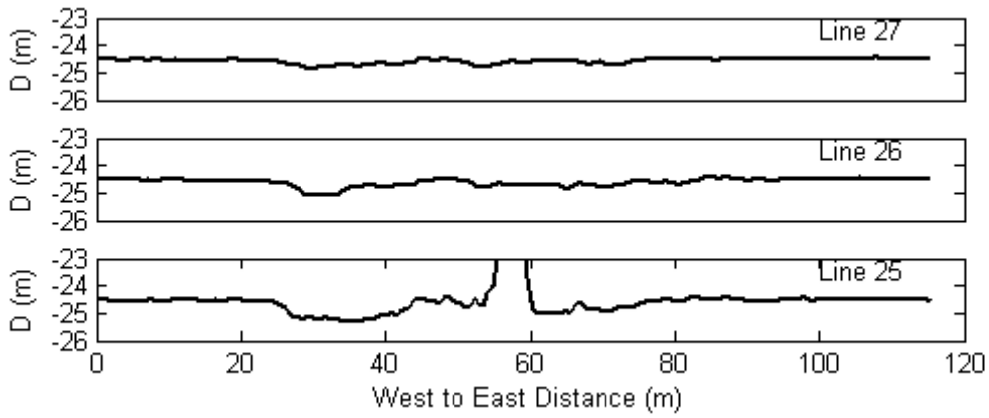


Figure N4. West to east depth profiles (lines 25-27).

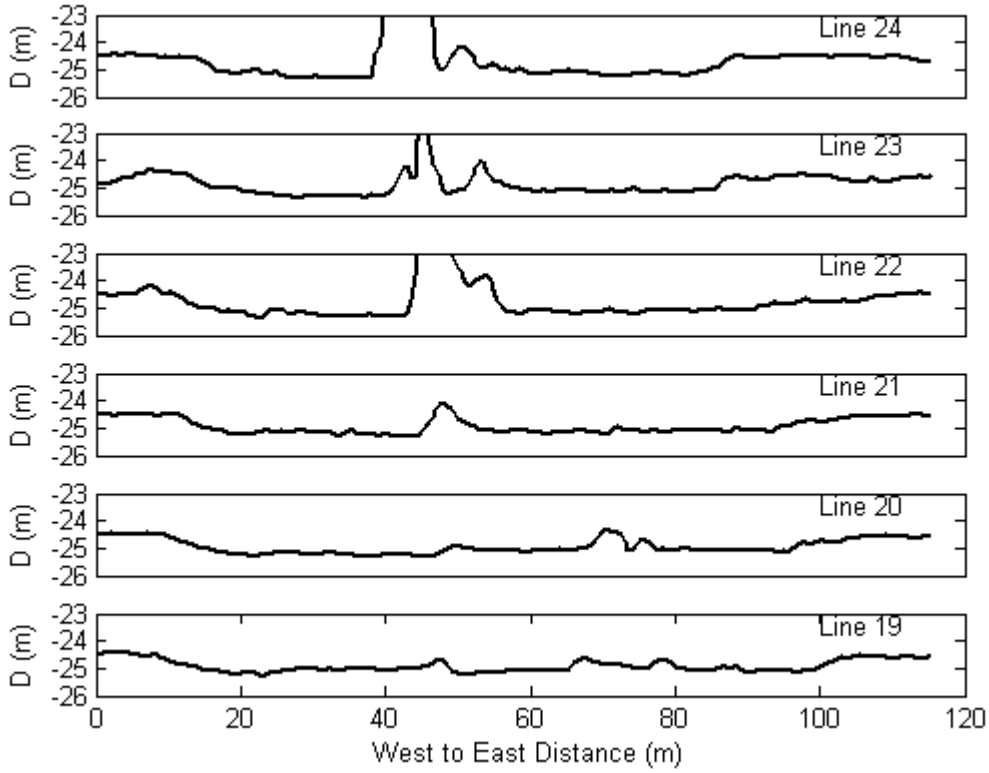


Figure N5. West to east depth profiles (lines 19-24).

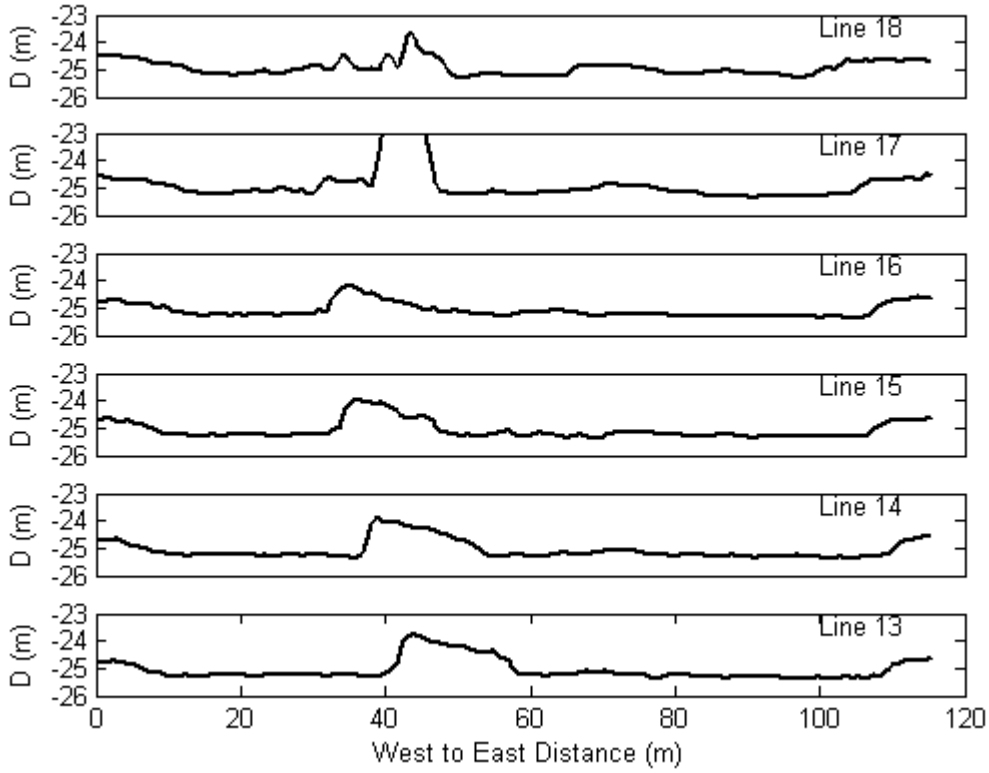


Figure N6. West to east depth profiles (lines 13-18).

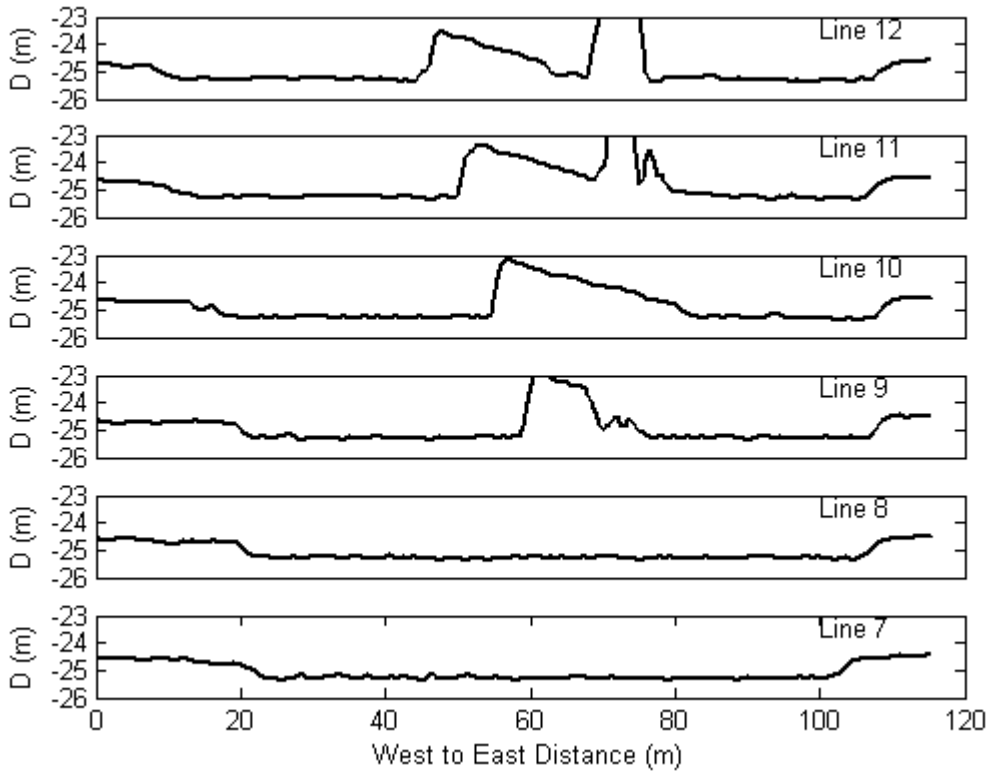


Figure N7. West to east depth profiles (lines 7-12).

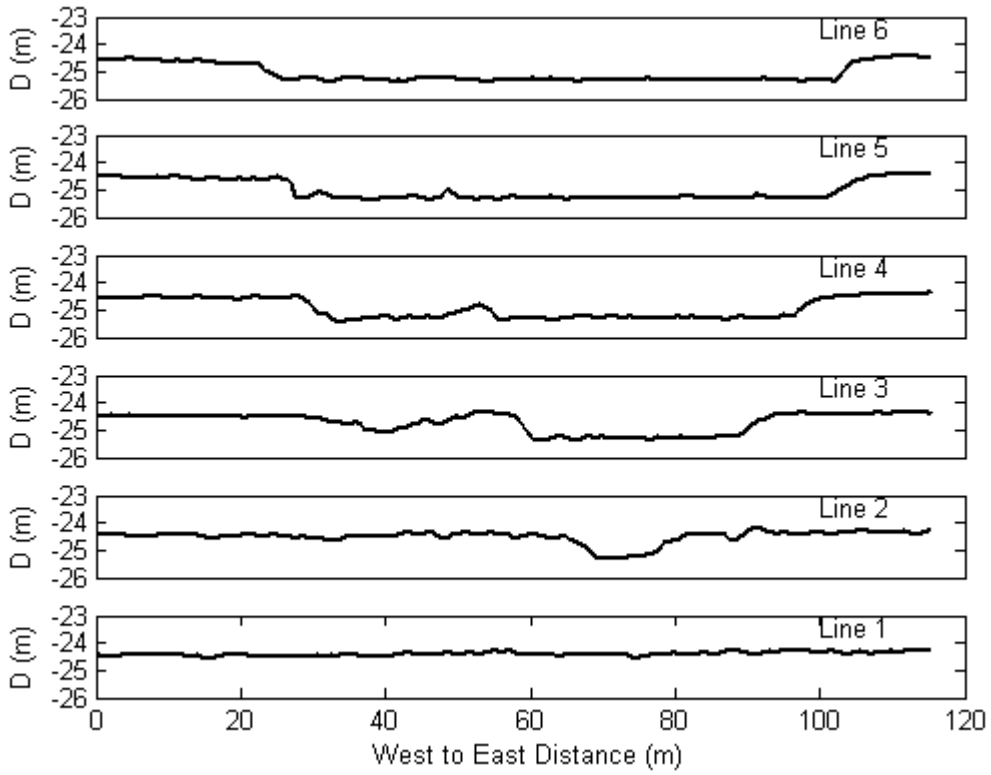


Figure N8. West to east depth profiles (lines 1-6).

Platform Usumacinta – Previous Mat Positioning and Alternative Transect Analysis

In the southwestern approach of the Usumacinta platform region, there are several geometric depressions visible in the geophysical survey data. To investigate the potential for a previous mat to have caused these depressions, the mat footprint of the platform Usumacinta and a previous platform Pride of Texas were positioned on the bathymetric data in several alternative orientations. The purpose is to assess the likelihood of one of these platforms to have caused the depressions.

Four orientations were selected for each platform and are shown in Figures 1-8. The depressions appear to contain the 'A' shape of the Usumacinta's mat. The Pride of Texas does not appear to fit well into the shape of the depressions. If the depressions are a result of a platform contacting the seafloor, it seems more likely that the Usumacinta platform matches the depressions.

To analyze the depressions further, bathymetric data were extracted along 8 transect lines that cross the same seafloor depressions. Lines 1-5 are spaced at a horizontal distance of 5 meters (Figures 9-10). Lines 6-8 are spaced approximately 10 meters apart (north to south spacing). The lines are numbered from east to west, and south to north. Bathymetric data were extracted along each of the lines and plotted as an approximate south to north distance versus depth profile (Figures 11-12).

Approximate locations of depressions along the transect lines (cyan lines in Figures 9-10) were measured from start of transect line to the intersection with depression locations (red dashed lines in Figures 9-10). The approximated intersection distance is represented by a vertical dashed line in Figures 11-12. The dashed line is only plotted if a depression is readily visible in the profile data. An estimate of the geometry of the depressions through visual inspection yielded depths in the range of 0.1-0.2 meters and widths in the range of 2-5 meters.

Brian Lee

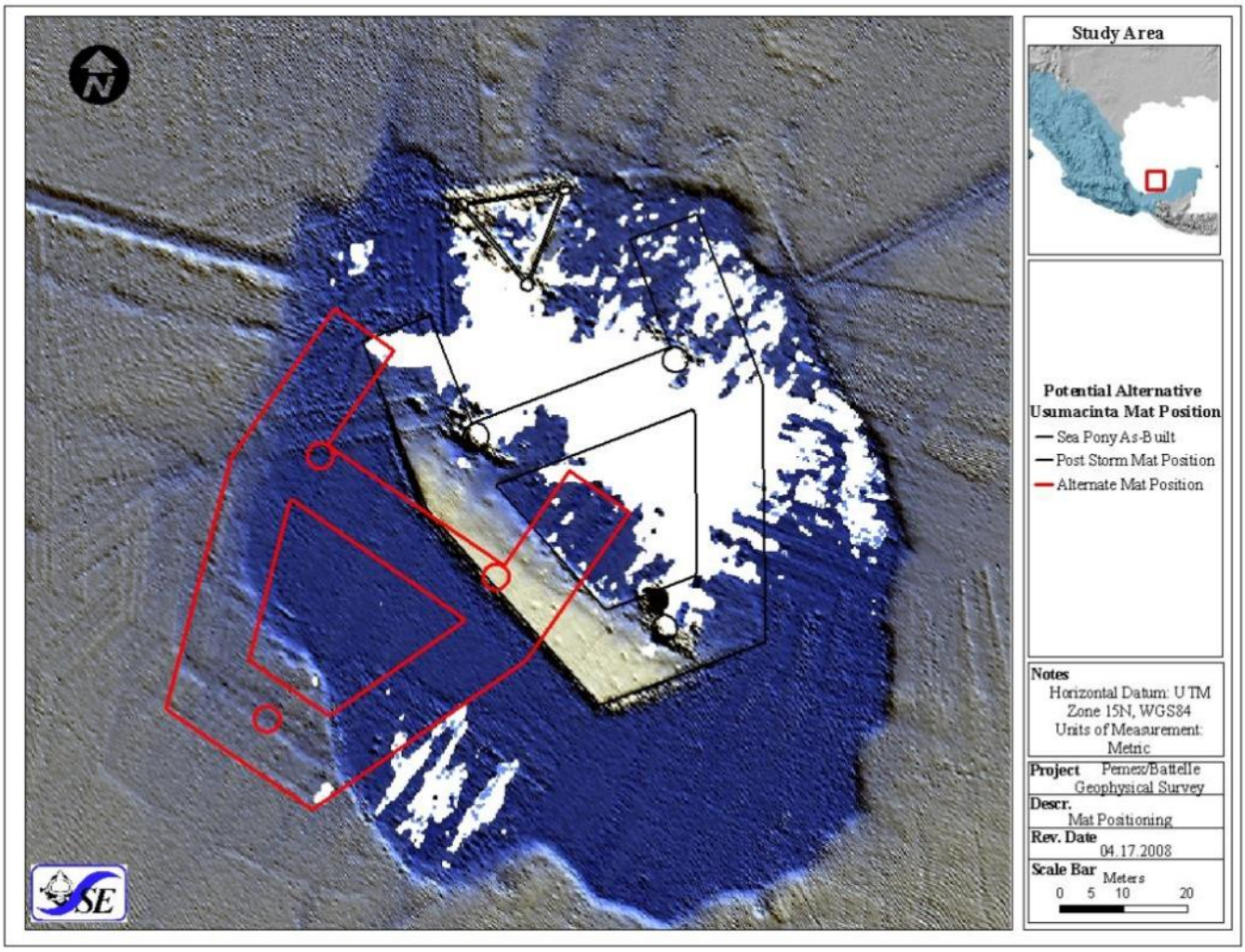


Figure N9. Usumacinta Platform mat alternative position 1.

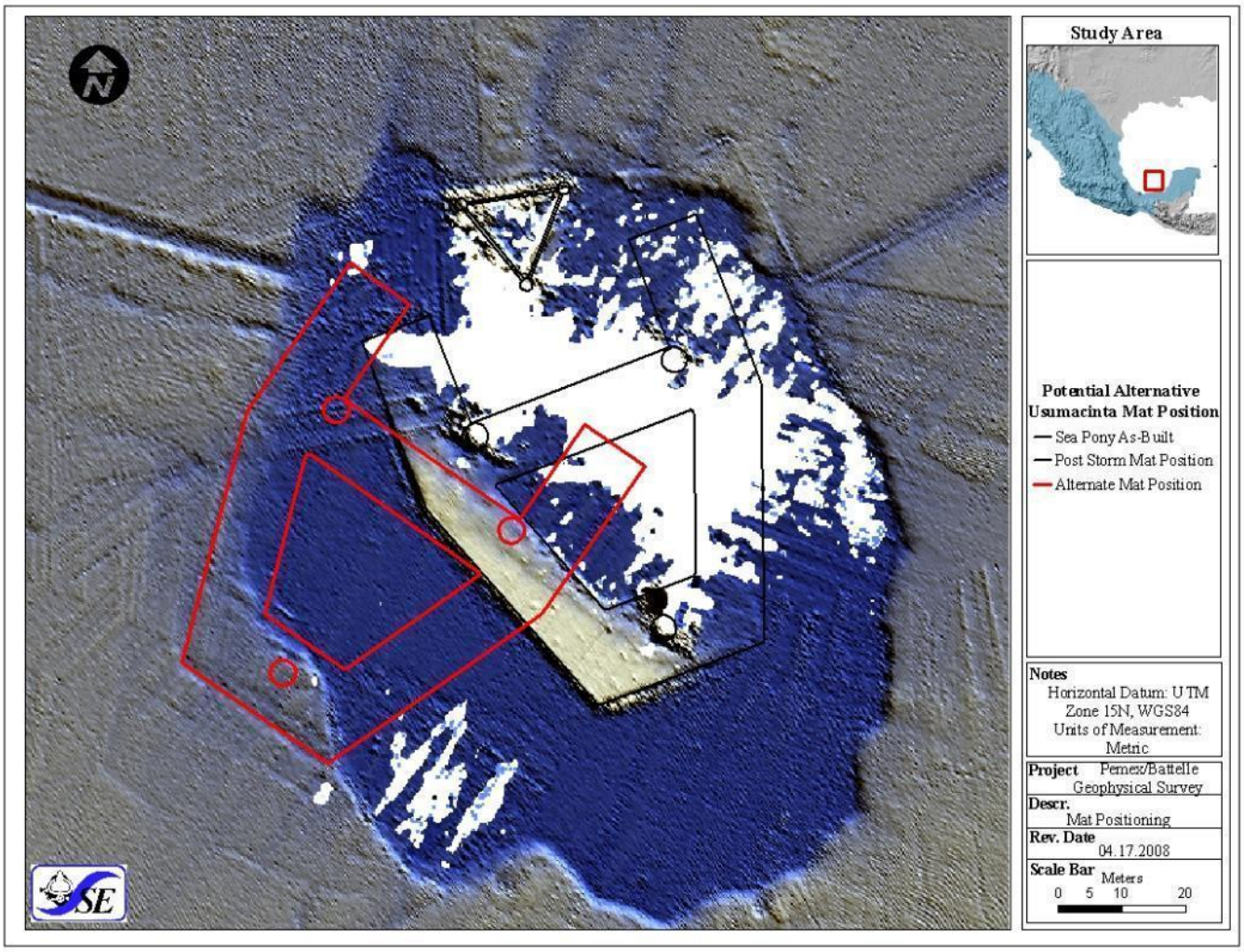


Figure N10. Usumacinta Platform mat alternative position 2.

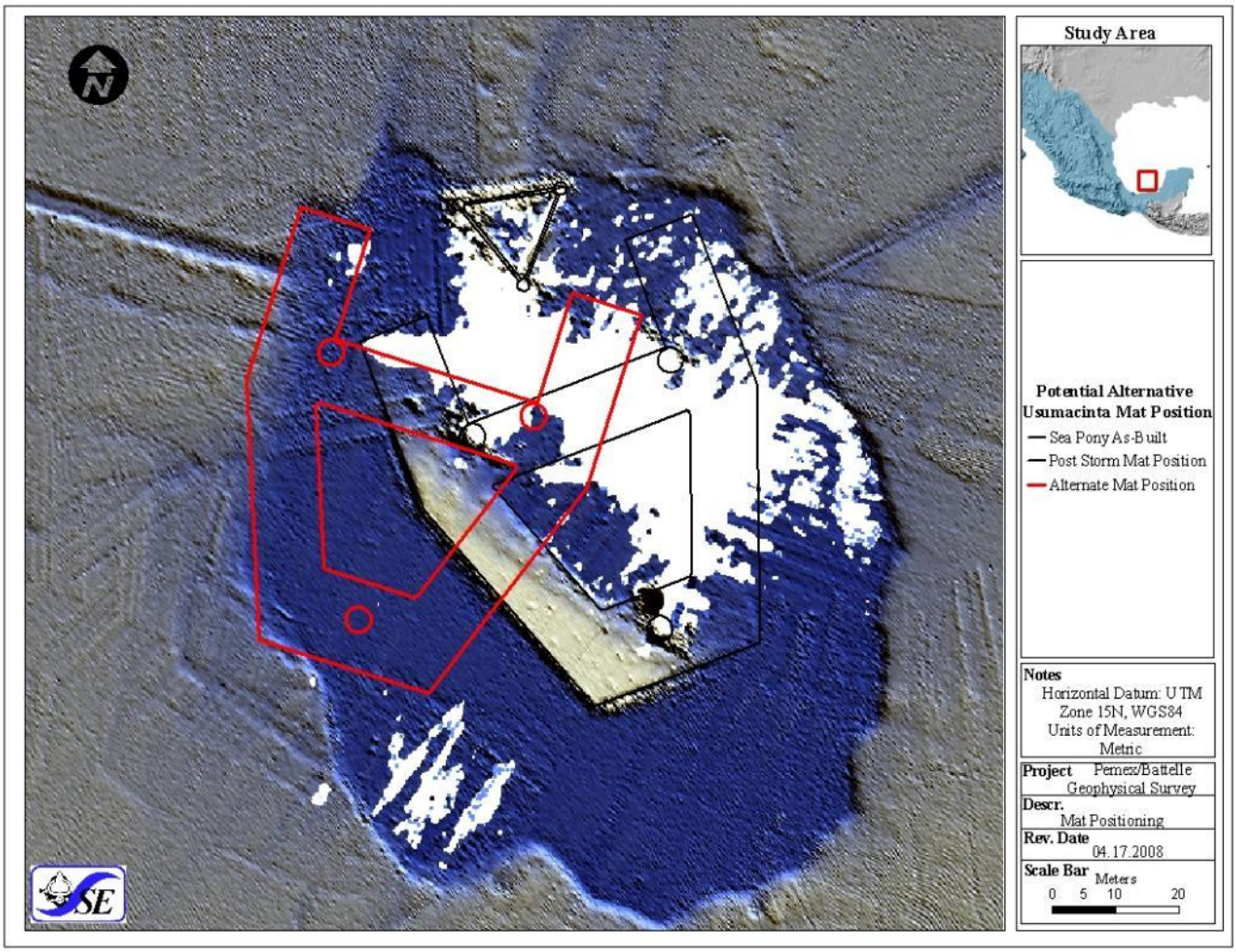


Figure N11. Usumacinta Platform mat alternative position 3.

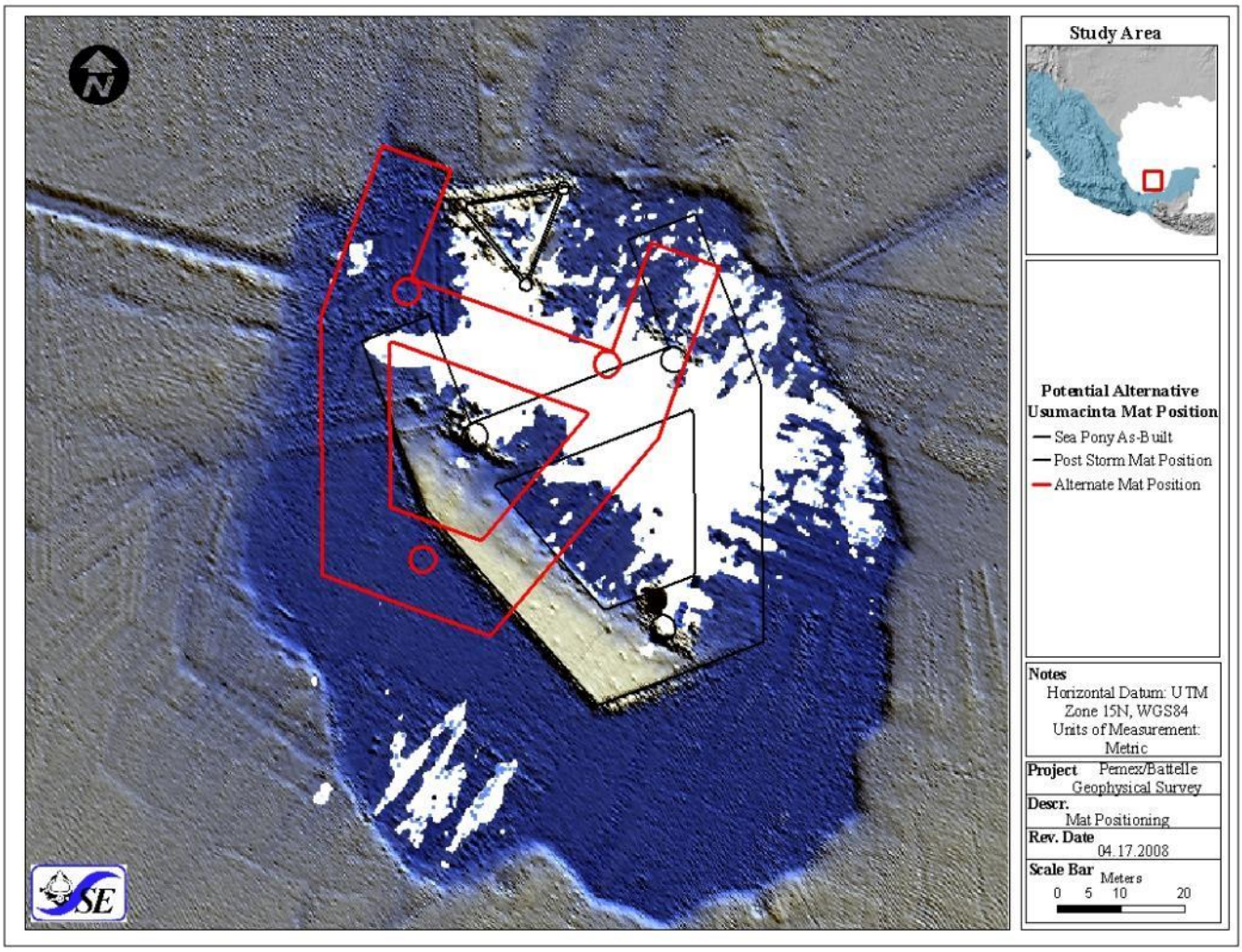


Figure N12. Usumacinta Platform mat alternative position 4.

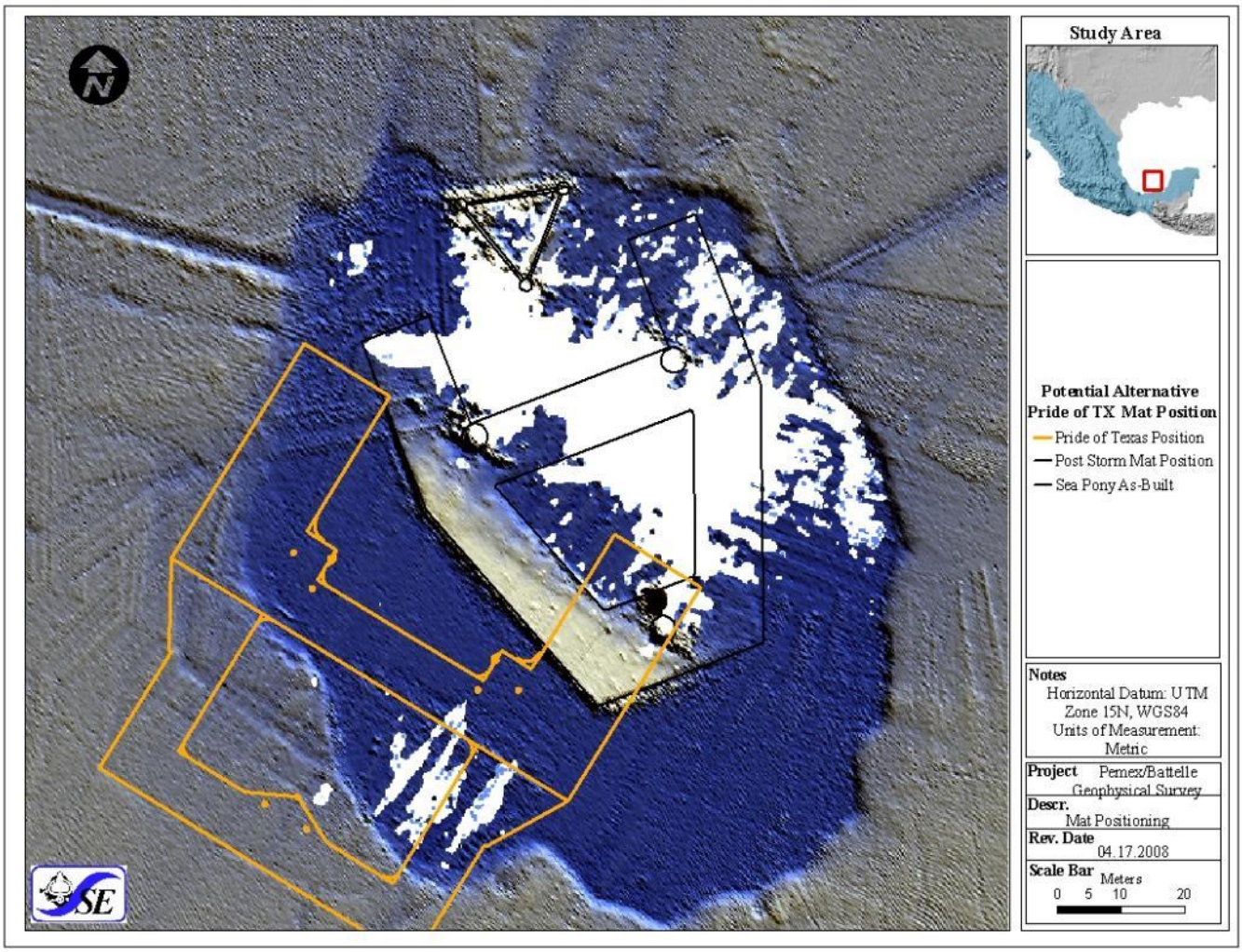


Figure N13. Pride of Texas Platform mat alternative position 1.

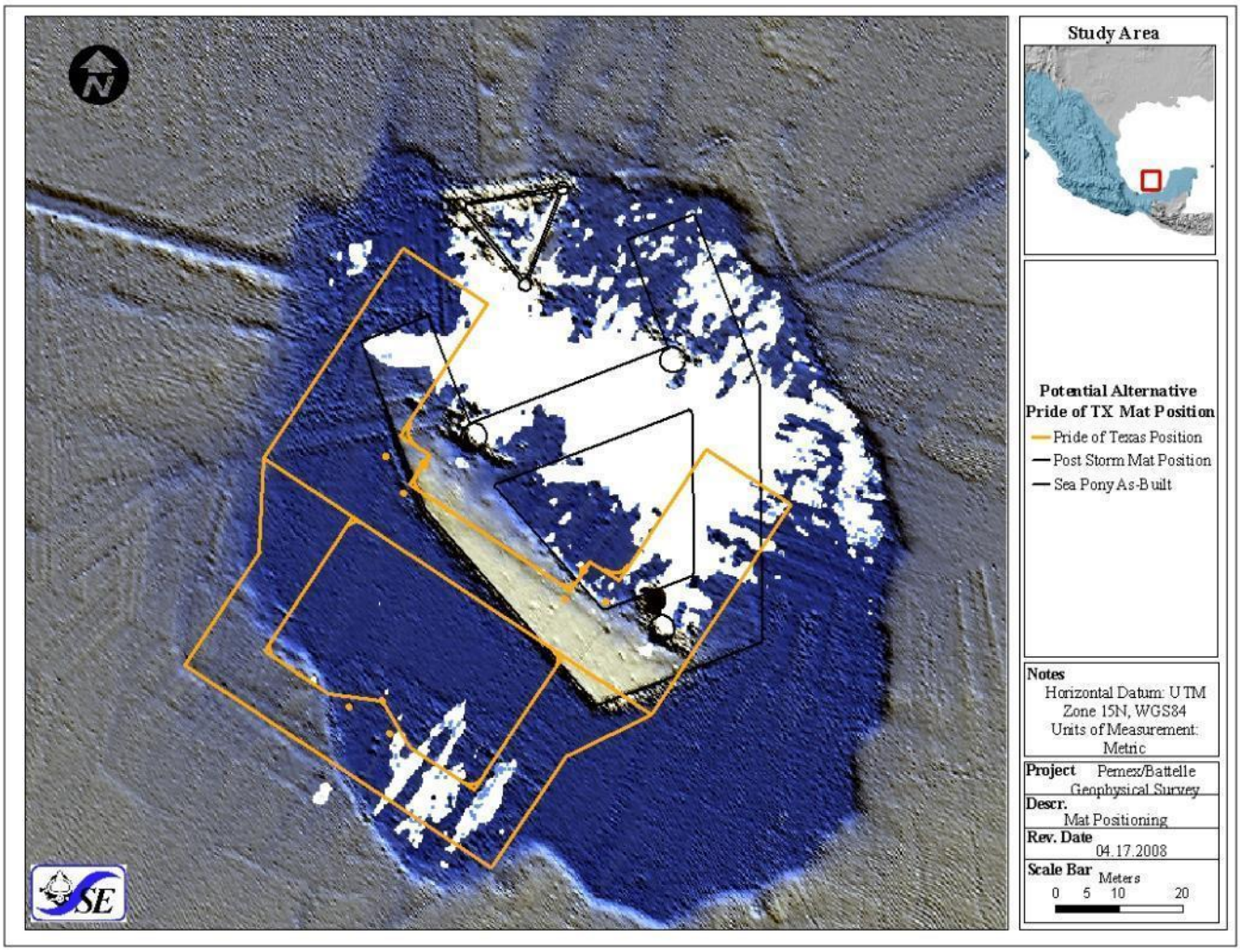


Figure N14. Pride of Texas Platform mat alternative position 2.

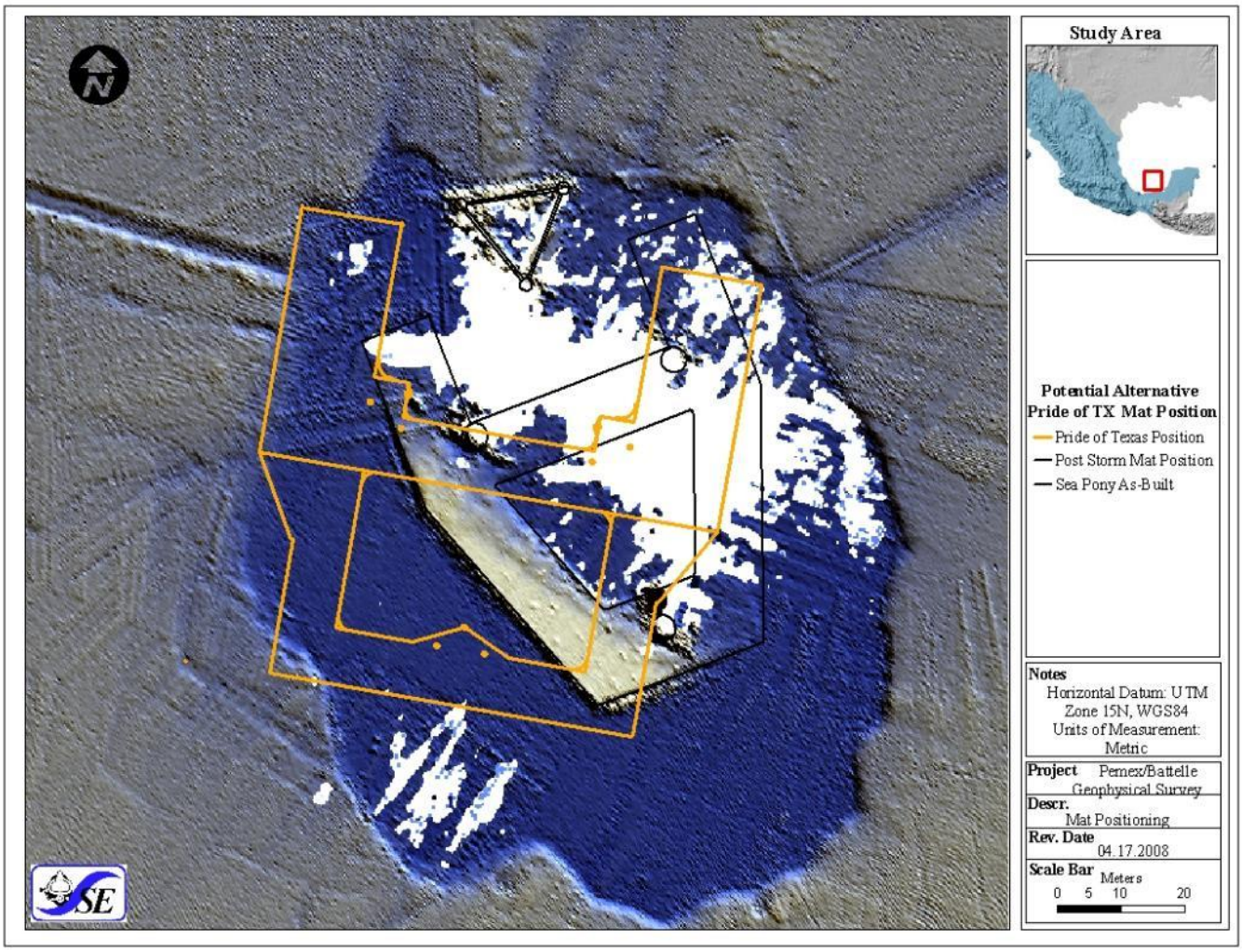


Figure N15. Pride of Texas Platform mat alternative position 3.

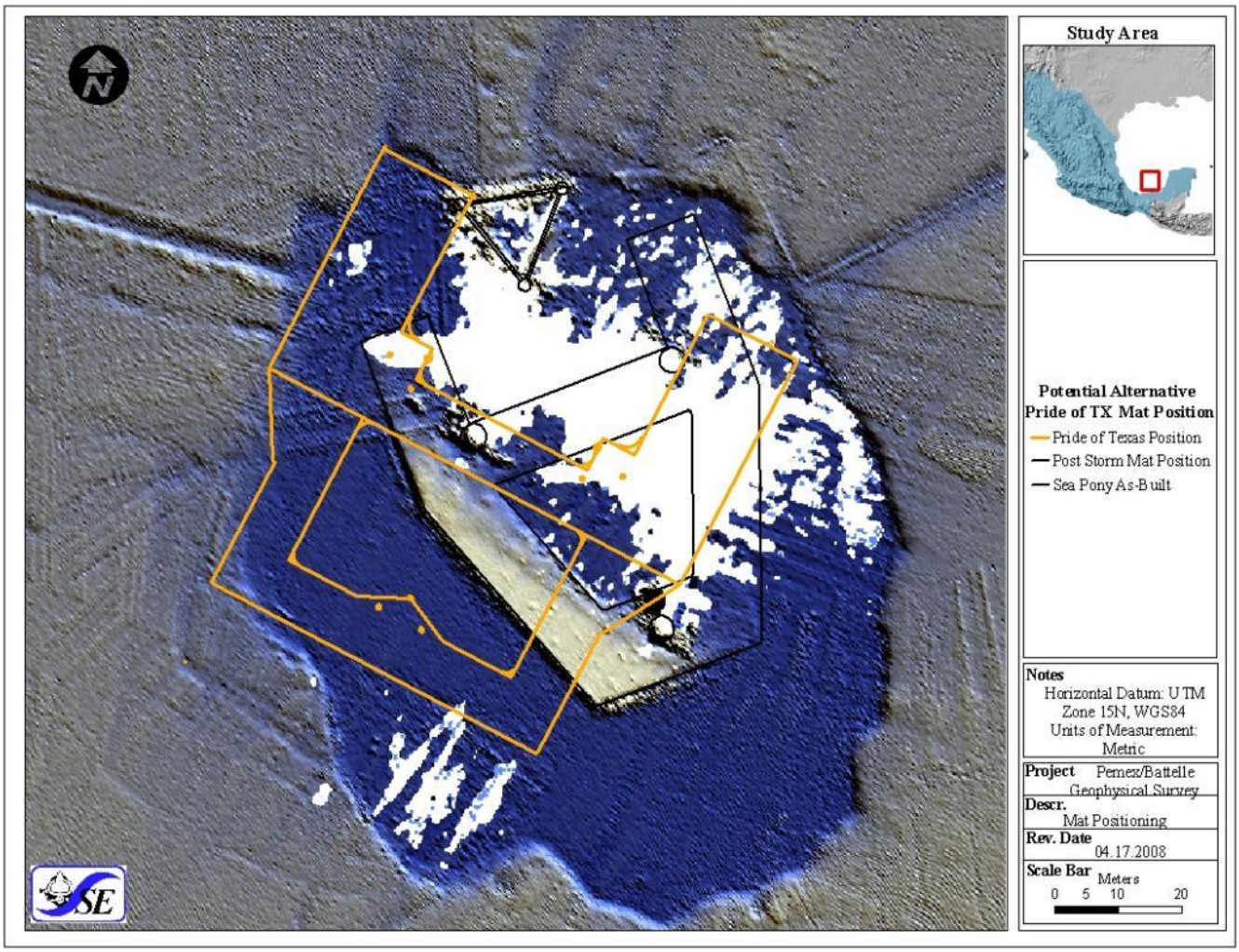


Figure N16. Pride of Texas Platform mat alternative position 4.

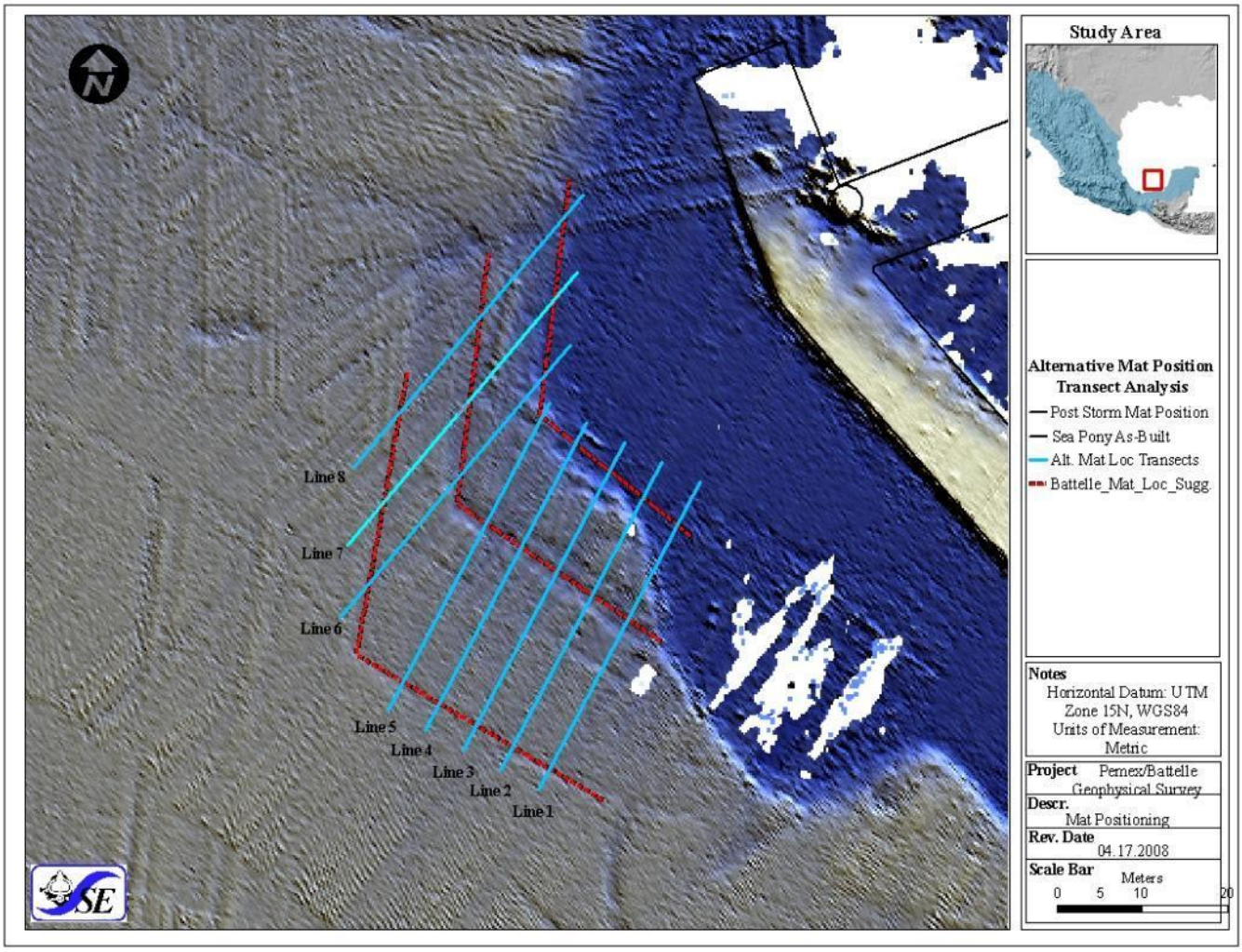


Figure N17. Expanded view of 8 alternative transect lines and previous depression expressions.

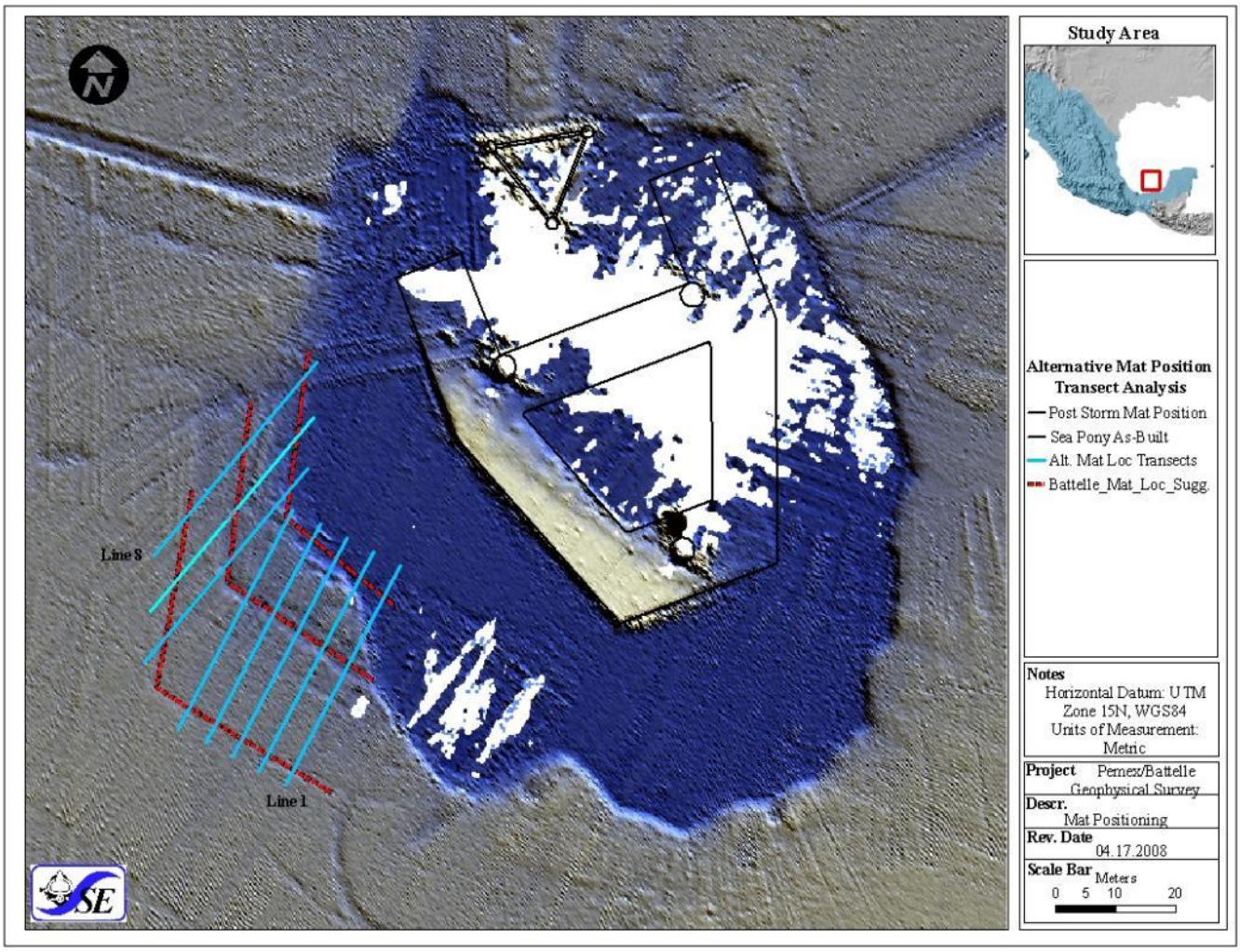


Figure N18. Overview of 8 alternative transect lines and bathymetry.

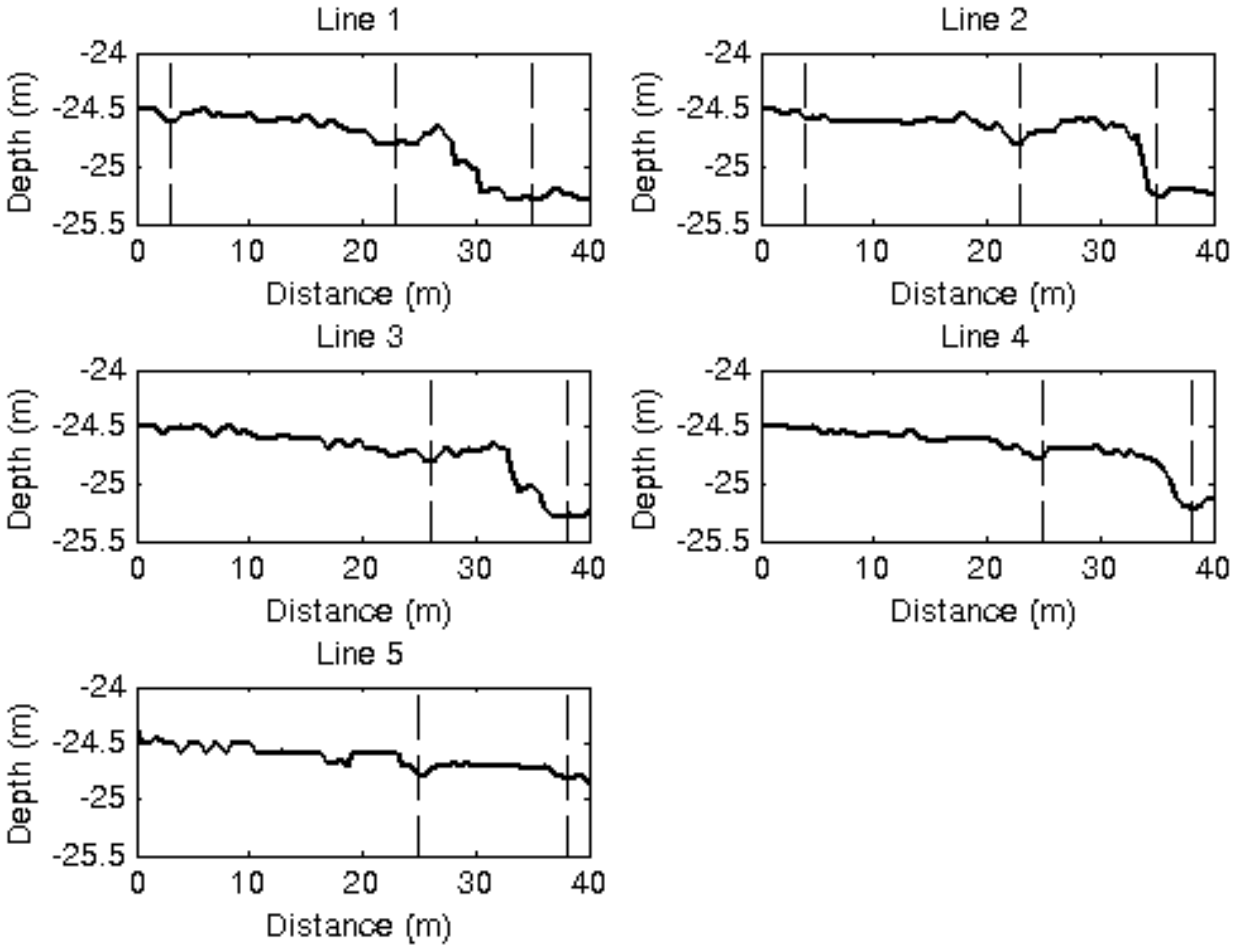


Figure N19. Profile data from Lines 1-5. Dashed lines denote approximate locations of depressions observed on bathymetry map.

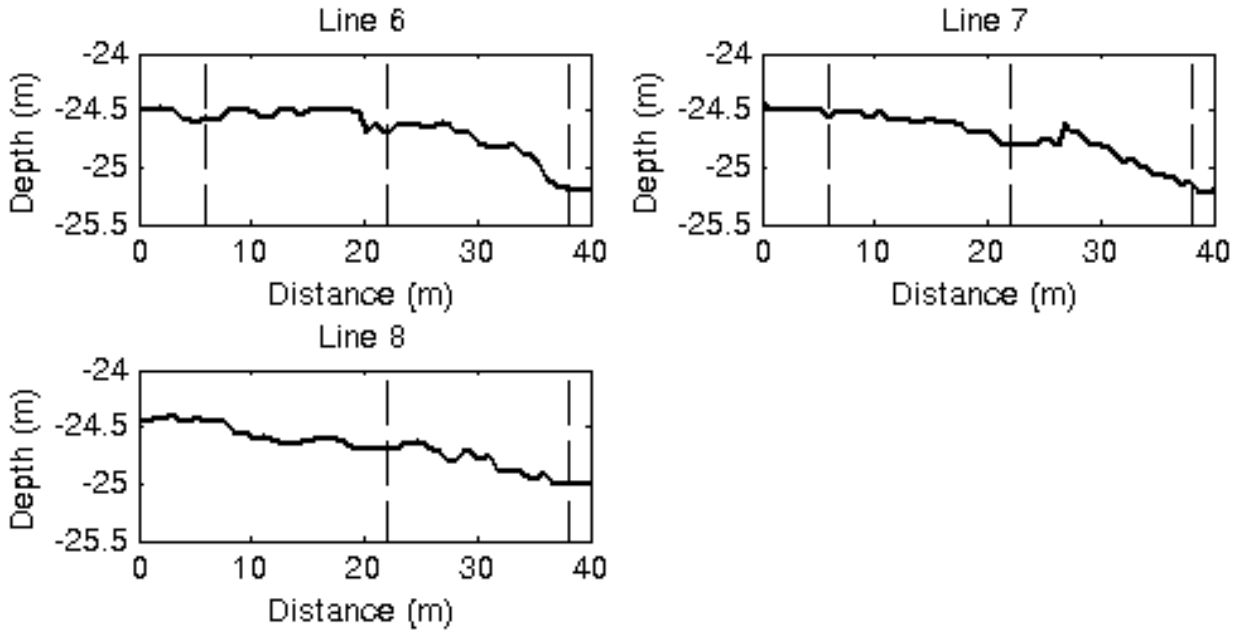


Figure N20. Profile data from Lines 6-8. Dashed lines denote approximate locations of depressions observed on bathymetry map.

Discussion and Interpretation of Results

The results of the geophysical survey show the platform site is characterized by a bathymetry of very low relief varying in depth from 24 to 26 meters. There is a distinct depression in bathymetry in the immediate area around the platform site which is approximately 1 meter below the surrounding bathymetry (Figure 1). Multibeam, side scan sonar, and sector scanning sonar data all verify that the current location and slope of the jack-up platform foundation mat has "slid" and tilted from the original location of installation in October 2007. Analysis of transects along the present mat position show a listing of approximately 6-7º towards the northeast (aligned with P1-P4), and 1º towards the northwest (P5). Side scan sonar data show that there are areas of high reflectivity outside the depression and lower reflectivity inside the depression region, indicating a change in surficial sediment character. The change in sediment character is further discussed below in the context of the geotechnical analysis. There are also notable features that are present in all of the data collected that add to the full characterization of the site; namely, gouges, trenches, and pipelines associated with prior platform infrastructure. Additional supplemental memos show further analysis and interpretation of this data.

Brian Lee

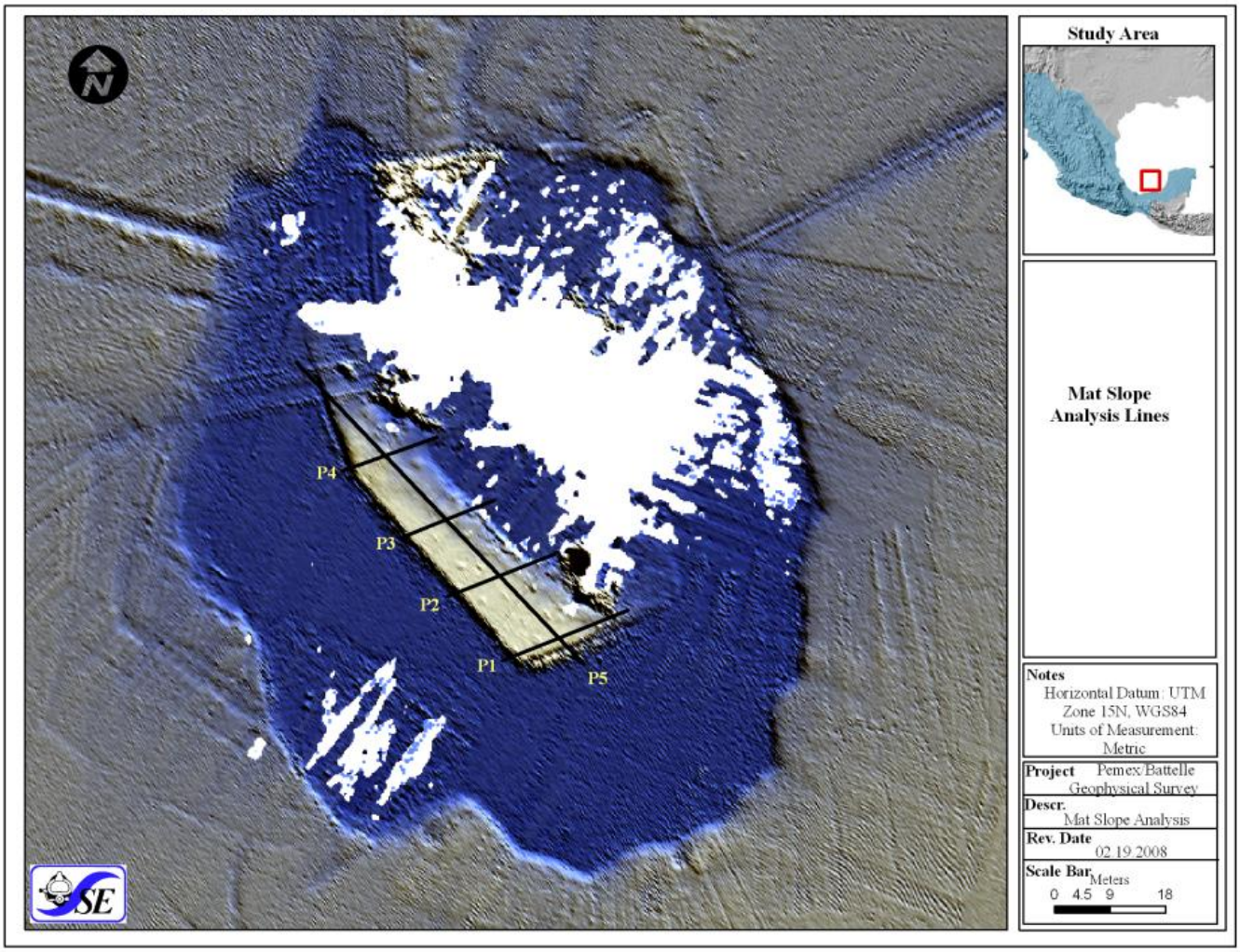


Figure N21. Bathymetry in proximity to the platform structures showing depression and locations of extracted profile lines.

Eleven cores were collected and evaluated during the geotechnical analysis (Figure 2). The results of the geotechnical analysis generally indicate very silty clays that are typically normally consolidated below about 5 ft depth. The clays have a large number of silt pockets and inclusions and some cores reveal small layers of sandy silt. The plasticity chart indicates that the samples are predominantly clays of medium to low plasticity (CL).

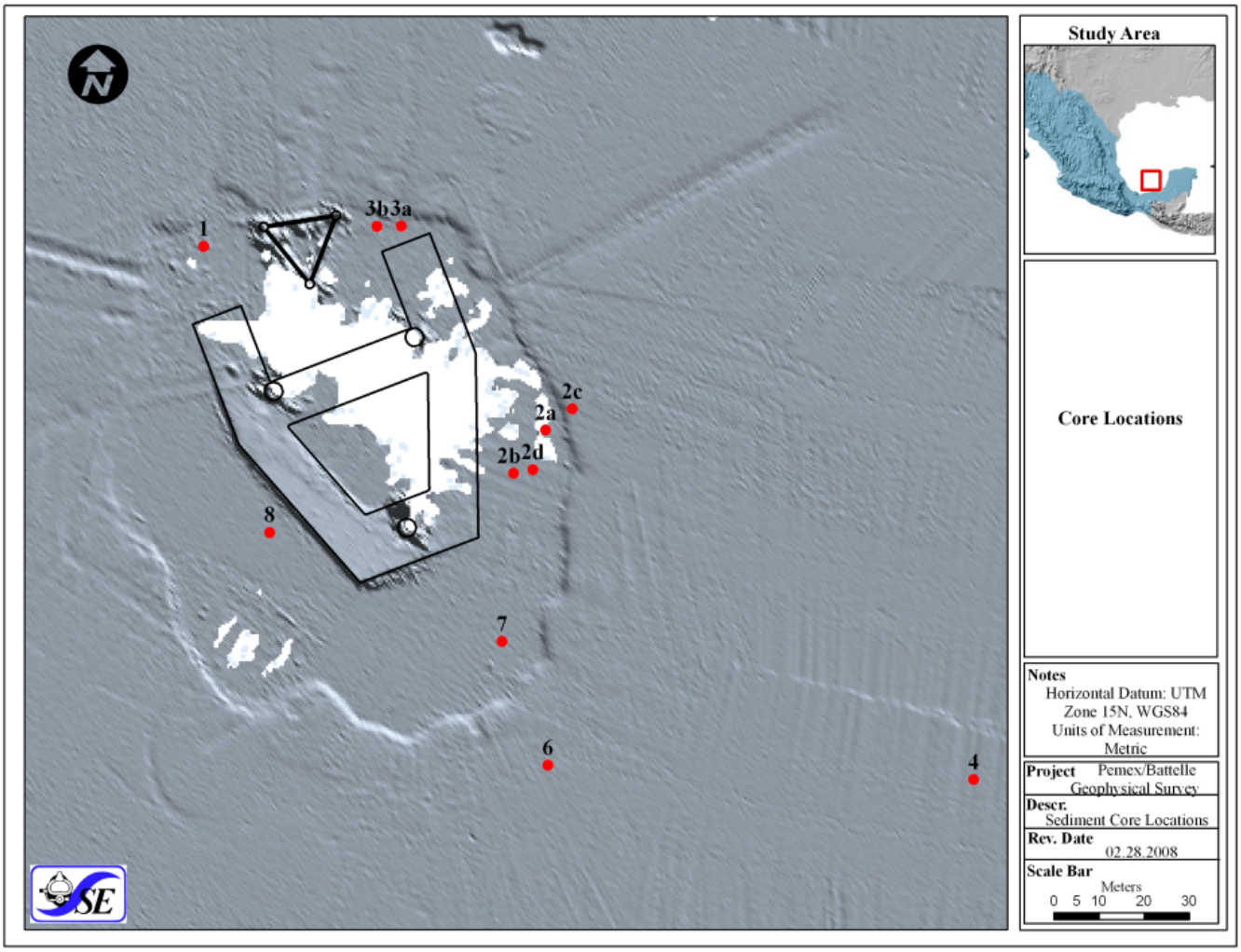


Figure N2. Eleven cores collected for geotechnical analysis.

It appears that three of the vibrocores taken the farthest distance from the mat rig reveal a crust to about 5 ft depth that has a maximum undrained shear strength in the order of about 180 psf at about 3 ft depth. Below about 5 ft depth the strength increases from about 80 psf at 5 ft depth to about 120 psf at 12 ft depth. It is believed that the remainder of the vibrocores also sampled a higher strength crust in the upper 5 ft, but the strength is variable and possibly disturbed due to the placement of the rig and the displacement of the softer clay from beneath the mat.

There are a number of technical questions relative to the conditions encountered around the rig site and the influence these conditions played in the rig moving during the storm loading conditions. Some of the major technical issues that need to be addressed at this time include the following:

- What caused the depression around the rig?
- If the depression was created by the placement of a previous mat rig, would the sediments show a significant variation in properties compared to the surrounding sediments?
- Do the sediments have a high potential for liquefaction? What is the impact of liquefaction on potential mat movement?
- What may have happened during the October 2007 storm event that led to the rig "sliding" and tilting towards the platform?
- Based on the degree of soil disturbance during mat placement, what was a reasonable value of the unit skin friction acting on the base of the mat available to resist horizontal sliding?
- What influence does the measured soil sensitivity of about 2.85 have relative to the risk of horizontal sliding?

To answer these questions, the overall soil response that the mat rig experiences when it is subjected to storm loading conditions will be addressed. The foundation performance of a mat supported jack-up rig is dependent upon the magnitude of the storm loads imposed on the structure and the available resistance provided by the soil supporting the mat. The soil must be strong enough to provide an adequate factor of safety against overturning and horizontal sliding. Typically a factor of safety of 1.5 or more is required for both the foundation failure modes.

In the time frame available, only general evaluation of the foundation performance may be made based on previous team experience with mat rigs. The mat rig was designed with a large mat area (around 25,000 sq ft) to operate at sites where very soft to soft clays (less than 80 to 100 psf) exist at the seafloor. Typically, the mat would settle about 5 to 10 ft below the seafloor for normal operating conditions with an average bearing pressure of 450 to 550 psf imposed on the soil supporting the mat. Based on experience, the undrained strength (80 to 100 psf at 5 ft depth) is strong enough to provide a factor of safety of 1.5 or more against overturning of the rig during storm loading conditions.

The soil resistance to horizontal sliding is generally a function of the unit skin friction on the total base of the mat and any additional passive soil resistance developed on the skirts and the vertical portion of the mat that has penetrated the seafloor. With a 5 ft mat penetration below the seafloor, the passive soil resistance will play an important part in the overall factor of safety against horizontal sliding.

It is the team opinion that the depression around the rig was caused by the previous placement of mat rigs at the site. The influence of earlier mat placement would be to squeeze out the very

Brian Lee

weak soil commonly encountered at the seafloor. The earlier rigs would have disturbed the soil and partially remolded the soil adjacent to the mat. Since the soils in the upper 5 ft were slightly over-consolidated, it is believed that the unit skin friction developed on the base of the mat would be less than the soil shear strength. Since the soil sensitivity of the silty clay in the upper 5 ft averaged about 2.85, it is believed that the unit skin friction beneath the base of the mat may be in the order of 30 to 35 psf. Thus, the total soil resistance on the total base area of the mat (25,000 sq ft) would be about 750 to 875 kips.

Based on previous experience, the horizontal loads on the typical mat rig are in the order of about 750 to 1000 kips, so the soils will not provide a factor of safety of 1.5 against horizontal sliding without developing a large component of passive soil resistance on the skirts and along the sides of the mat. It is not believed that the mat experienced deep mat penetration (less than 1 ft) due to the soil strengths encountered in the upper 5 ft; therefore, the component of passive soil resistance at this site may not have been sufficient to develop the requisite factor of safety of 1.5. Of course the risk of horizontal sliding is a function of the horizontal loads applied to the rig during maximum storm conditions as compared to the total soil resistance developed on the total base area of the mat. A final evaluation of risk would require development of rig loading analysis and probably further detailed investigation of the soil strengths adjacent to the mat.

It is not believed that the silty clays encountered in the viborcores are highly susceptible to liquefaction. However, there could be deterioration of the soil strength due to the cyclic loading beneath the mat edges during storm loading conditions. The eccentric loading on the mat edges could develop a phenomeon called “cyclic shakedown” where the soil beneath the mat edge with the highest loading is remolded and extruded from beneath the mat edge with each cycle of loading. The resulting effect is the mat tends to penetrate on the mat edge opposite the wave leading to progressive tilt of the rig. This effect also will cause less area of the mat to be in contact with the soil leading to less resistance to horizontal sliding. The net effect of the two soil responses to cyclic loading with a low factor of safety is a progressive tilt of the rig and potential sliding and rotation of the mat as one end of the mat develops less contact with the seafloor soils.

In summary, there are a number of soil factors that could have contributed to the rig tilting, sliding and rotating from its original position on the seafloor. The previous mat placement and the higher seafloor strength resulted in very minimal mat penetration (1 ft or less). The soil remolding beneath the mat base during initial mat placement reduced the unit skin friction to values on the order of about 30 to 35 psf. Subsequent cyclic loading beneath the mat edge further reduced the mat area in contact with the soil resulting in sliding and rotation of the mat. To verify the postulated foundation performance additional studies can be performed.

Recommended additional studies could include: (1) calculate total working and storm loading conditions on the rig, (2) conduct more advanced laboratory testing to investigate the effects of cyclic loading on the sediments, (3) conduct a more detailed site investigation to define the soil strengths of the soil around the mat, and (4) conduct a detailed analysis of soil foundation performance to estimate the factor of safety against overturning and horizontal sliding. A detailed study of these factors influencing foundation performance will provide a further understanding of the causes and risks that will guide future decisions relative to mat rig operations in the future.

Brian Lee

Addendum 01

Sea Engineering Inc.
200 Washington Street, Suite 210
Santa Cruz, CA 95060

GEMS Report No. 0308-1465
May 30, 2008

Attention: Mr. Ken Israel

DRAFT

Scenario of Mat Rig Foundation Failure
Addendum to the Report:
Geotechnical Data Report
Pemex/Batelle Vibrocores
Bay of Campeche, Offshore Mexico

Geoscience Earth & Marine Services, Inc.,® (GEMS) is pleased to submit this addendum to its Report No. 0308-1465 of May 20, 2008, Geotechnical Data Report, Pemex/Batelle Vibrocores, Bay of Campeche, Offshore Mexico. This addendum formally transmits our additional notes of discussion pertaining to likely scenarios for mat-supported jack-up rig sliding and effects of previous footprints on the foundation behavior.

Sea Engineering Inc., requested additional review of possible foundation failure modes based on new information which included the locations of previous spud-can footprints, believed to have been from previous exploration activities at the platform site in about 1994. An over-lay plan view of the spud-can footprints appear to coincide with the mat rigs foundation elements (Figure 1) following shifting of the mat during a storm. Information provided suggests the previous independent-leg rig incorporated spudcans which were 47 feet in diameter, which had penetrated about 50 feet below the mudline, and assumed additional 3 feet of soil disturbance from jetting/ leg retraction efforts. Our discussion will include analyses of scenarios and comments as to the causal failure mechanisms which were communicated to us.

The following format presents a scenario, or effect (numbered item) and is followed by bulleted items as to the possible cause:

1.) A mat-supported rig rotates (and slides) during a storm event resulting in a heading change of approximately 50 degrees (see Figure 1) from the position where the rig was jacked up for operational mode. The rotation is almost entirely about a fixed axis (platform), although with some sliding aft to forward (north to south in this case).

- When subjected to horizontal loading, the mat foundation (and rig) will move horizontally if there is insufficient lateral restraint from the soil.
- The horizontal load may be redistributed to the leeward side (opposite from the direction of primary loading). The leeward side may have increased vertical loading while the windward vertical load is reduced.

2.) Inspection of seafloor (geophysical bathymetry survey and transect analyses) depict a relatively flat seafloor in the immediate area surrounding the mat foundation.

- If the mat foundation had little to no penetration, soil mounding or tracks and trenching type features as a result of sliding, may be insignificant.

Brian Lee

- If during the rotation and sliding event, an oscillatory or cyclic movement occurs (i.e. movement in the vertical plane as well as the horizontal), the seafloor soils may effectively be washed or pumped away, particularly if seawater is entrained under the skirted mat.
- If near-seafloor soils are substantially remolded from prior mat-supported rig activities in the area, the soil may be expected to have a greater tendency to flow rather than "mound up". Cyclic motion of a sliding mat in storm conditions would tend to further degrade the soil strength of "pushed mound". The cyclic motion of the mat in storm conditions may be more intense than mat movements of a rig setting (during rig move / placement), and thus soil response can be considered different in the two cases.

It is understood that a depression zone, encompassing an area of two to three times greater than the rigs' mat area, and about one meter deeper than the natural seafloor, exists at the site under discussion. The cause of this depression is believed to be caused from the original setting of the rig on site as well as from other mat-supported rigs which may have worked in the area during the past few years. It may be difficult to determine which rig created which depression(s), although subsequent bathymetry studies may help determine effects of the stability of the depression edges. The concept of "transverse sediment flow" can be considered dissimilar regarding the undisturbed natural seafloor around the periphery of the depression, versus the soil within the depression which is considered disturbed. Similarly, soil cuts or tracks created by the mat movements of a setting rig (during rig move/positioning), may be difficult to compare with the mat movements

3.) The mat rig foundation is said to have begun settlement primarily *after* sliding and rotation ceased, and which coincided with the mat foundation situated over three spud-can footprints (Figure 1). Differential settlement resulting in listing of the rig to its Starboard side (leeward, or to the east) is noted to have begun some three hours after sliding and rotation stopped.

- Settlement (and tilt) of the rig may occur when the bearing capacity of the underlying soil is exceeded. This does not have to be dramatic or immediate, as the soil is not a brittle material.
- The cause of tilt / rig list is more likely bearing capacity failure occurring at leeward or passive side of mat as a result of local soil bearing pressures being exceeded from eccentric vertical loading (associated with and resultant from the lateral wind wave forces). The magnitude of eccentric loading intensifies as the list increases. Also, the lateral wind and wave forces are cyclic and vary with time in magnitude. This loading may cause cyclic shakedown (as previously discussed in original report). It is our understanding that the most critical seafloor loading occurs when the wind-wave loading is broadside to the rig.
- The liquefaction potential of the soils within the spud-can footprints, or the difference in soil strength is difficult to estimate without soils information from the footprints. It is possible the sand and silt content within the footprints may be higher than the surrounding soils, as vibrocore data at the nearest-to-footprint sites (sites UC2 and UC3) consisted of mainly silt below about 3 meter depth. Jetting operations may tend to redistribute the sand/silt ratios, possibly resulting in greater sand-silt content which is more susceptible to liquefaction than the clayey soils.

Brian Lee

- The concept of liquefaction of footprint soils leading to localized settlement and differential settlement (tilt), while plausible, is regarded as less likely as the final phase of foundation failure due to factors such as a.) the overall area of the mat compared to the expected footprint areas, b.) the soils within the footprint, if different than the surrounding (primarily clayey) soils, can essentially be confined laterally by the clayey soils, and c.) mat penetration into a granular stratum, such as at 3m depth may be more prone to liquefaction particularly if the entire mat edge bears upon the same stratum.
- Footprints from jack-up activity in clayey sites may be more than 10 m wide and deep, and surrounded by highly disturbed clay (Stewart, 2001). Insight into the area bathymetry preceding rig placement (or sliding/rotating event) would be useful to determine if seafloor depressions existed at the footprints. Sizable footprint depressions may have been in-filled by the passive-edge soils mounds (from sliding rig), if present during rotation/sliding, there-by resulting in an apparent flat seafloor.

References

Hirst, T.J., Steele, J.F., Remy, N.D. and Scales, R.E. (1976), *Performance of Mat-Supported Jack-Up Drilling Rigs*," Proceedings, Eight Offshore Technology Conference, Houston, Vol. 1, pp.821-830.

Stewart, D.P. and Finnie, I.M.S. (2001), *Spudcan-Footprint Interaction During Jack-UP Workovers*. Proceedings 11th Int. Offshore and Polar Engr. Conf., Stavanger, Norway, pp. 61-65.

Young, A.G., House, H.F., and Turner, R.D. (1981), *Foundation Performance of Mat-Supported Jack-up Rigs in Soft Clays.* Proceedings, Thirteenth Offshore Technology Conference, Houston, Vol. 4, pp. 273-279.

We appreciate the opportunity to be of service to you on this project. Please call if you have any questions or require additional information.

Sincerely,

GEOSCIENCE EARTH & MARINE SERVICES, INC.

John R. Dobias
Project Engineer

Alan G Young, P.E.
Vice President

Brian Lee

USUMACINTA ACCIDENT INVESTIGATION

American Bureau of Shipping Consulting Deliverables under the Usumacinta Root Cause Analysis

N136

Jack-Up Moving and Site Assessment Documents

Document Title	Discussion	Copy Available?
Society of Naval Architects and Marine Engineers (SNAME) Technical & Research (T&R) Bulletin 5-5A "Site Specific Assessment of Mobile Jack-Up Units" Rev 2, but Rev 3 should be released very soon (all approved by the OC7 panel and the T&R panel)	This document is the foundation for the ISO Document ISO 19905-1 which is being developed at present. The SNAME document was developed as part of a joint industry sponsored project with input from all sectors of the jack-up community. It mainly covers the operations analysis of jack-ups, but is not designed to address mat supported jack-ups. There are no plans to modify it for mat units. The first part of the document, the Guideline document, is very general and gives a good description of the factors that should be taken into account for a jack-up site approval. While not specifically addressing mat units, it is not excluding. Says soils data is needed before moving onto location, and that there should be a soils analysis, but these recommendations were not commonly adhered to in the Gulf of Mexico before API RP 95J	Yes, from SNAME
ISO 19905-1 "Petroleum and natural gas industries – Site-specific assessment of mobile offshore units – Part 1: Jack-Ups" in Committee Draft (CD) F released to SC 7 for review	Under development and based on SNAME above. Does not address mat units, but may do in the future. The soils section is aimed at independent leg units, but may have some information of value.	No. In CD

Document Title	Discussion	Copy Available?
Noble Denton "Self-Elevating Platforms Guidelines for Elevated Operations" 0009/NDI Rev 2, 25th October 2006	Available on the Noble Denton web site, this document sets out the standards used by Noble Denton to approve site specific operations as a Marine Warranty Surveyor. Does not address the move aspect in any detail. Far more the site assessment. Generally requires soils data and analysis	Yes
Noble Denton "Seabed and Sub-Seabed Data Required for Approvals of Mobile Offshore Units (MOU) 0016/NDI Rev 3 7th December 2007	As above, but the geotechnical data required.	Yes
Oilfield Publications Ltd. (Clarkson Research Service) OS/JM "Oilfield Seamanship Series - Volume 2: Jack-Up Moving"	Book published a number of years ago that goes through the process of a jack-up rig move. Aimed at the marine aspects.	Yes
Aberdeen Skill and Enterprise Training Ltd. (ASET) "Marine Operations of Self-Elevating Platforms (Jack-Up Rigs)" Training Course	Training course run in Aberdeen based on material originally written by Noble Denton. The course has been running for well in excess of 10 years. Course notes available with attendance.	Attendance notes
London Offshore Consultants (LOC) has a Jack-Up document, but not for public release.	Contents unknown. Similar to the Noble Denton Guidelines, but not published and apparently out of date/under internal review. Probably address the issue of site approval more than approval of the marine operations of the move.	No
Global Maritime have location approval guidelines (mainly for independent leg units), but they do not publish them.	Contents unknown. Similar to the LOC document, but probably in slightly more up to date condition	No

Brian Lewis

Document Title	Discussion	Copy Available?
ABS Rules for Building and Classing Mobile Offshore Drilling Units (has some details on mat supported units)	Has requirements for classing jack-ups, including mat supported units. The Rules have been updated over the years, but the section on mat rigs has not been reviewed as much as other sections due to the lack of new build mat units. Does not address operation issues as is based on the design conditions of the unit. Other Classification Societies will have similar sets of Rules.	Yes, download off www.eagle.org
API RP 2A has a section on shallow foundations that could be used for mat type jack-ups (but has relatively high safety factors)	API RP 2A covers fixed offshore platforms, but has a section on shallow foundations that is probably better suited to mat units than the geotechnical sections in ISO 19905 or SNAME 5-5A. The relevant section is for the design of a jacket's mud mats for support when the jacket is first placed on location, un-piled.	Yes (for fee)
API RP 95J "Gulf of Mexico Jackup Operations for Hurricane Season—Interim Recommendations" June 2006	API RP 95J was published in response to the hurricane season of 2005. It sets out that, among other issues, that soils data should be obtained for all locations prior to moving the unit onto location. It also sets minimum air gap levels.	Yes (for free)

Brian Lewis

The movie file illustrates results of analysis to show external and an internal views of movement and contact that occurred between Usumacinta and the Pony Platform. It is not included here was delivered to Battelle electronically on 06/05/08.

Brian Lewis

CONTENTS

1.0 INDIVIDUALS AND THEIR RESPONSIBILITIES

1.1 Oil Company's Representative

1.2. Drilling Contractor's Representative

1.3 Independent contracted Rig Mover.

2.0 RIG MOVE PROCEDURES

2.1 Planning.

2.2 Execution

2.2.1 Day-rate.

2.2.2 Rig Move

2.2.3 Well Shut-In

2.2.4 Positioning the Rig

2.2.5 Elevation and Skidding

2.2.6 Air Gap and Handover

2.2.7 Texas Deck

2.2.8 Normal Drilling Mode

This document details the key personnel and events associated with a jackup drilling rig location move and also identifies contract conditions pertaining to the rig move.

Brian Lee

1.0 INDIVIDUALS AND THEIR RESPONSIBILITIES

Below is a list of key individuals involved in the management of an offshore drilling unit during a location move. Their respective responsibilities are also defined.

1.1 Oil Company's Representative ("The Company Man"). This individual is employed by the oil producer that owns the right to drill the well and is established on the rig throughout the period that the unit is maintained on hire. It is his job to ensure that the rig fulfills the contract between rig and producer and to represent the producer throughout execution of the contract term. He will also ensure that supply of equipment and contractors by the producer are coordinated to maximize efficiency.

When a rig conducts a location move and remains on contract, it is the Company Man's responsibility to:

a. provide the Rig Site Approval report that details geographic location of the proposed drilling site, wind and wave extreme values from existing data, characteristics of the sea floor including soil data reports and water depth; and underwater obstructions such as pipeline and jacket structure.

b. give the well site requirement on arrival to include rig heading, minimal rig and jacket separation, rotary target location with +/- tolerance (drilling window) and air gap.

c. certify that the new location is safe for simultaneous operations with the rig arrived, specifically that the pipe lines are shut in and bleed down as appropriate to the operating configuration and live wells sub surface safety valves are shut with residual pressure bleed off above the Mud Line.

d. form agreements with the rig owner about the times and reasons for delay and during a move determine when a rig commences and completes the location move according to the requirements of the contract.

1.2. Drilling Contractor's Representative (Offshore Installation Manager - "OIM") The OIM is the individual that maintains overall responsibility for the safety and performance of the rig. He is what a captain is for a merchant ship. His experience is primarily focused about completion of the drilling program but he also has intimate knowledge regarding operation of all systems on board including requirements and limitations for moving the rig. Depending on the rig owner's policy, he may be qualified as a Rig Mover or may rely on the employment of an external rig move specialist that attends only during the rig move.

When a rig conducts a location move the OIM is responsible for:

a. maintaining personnel safety and ensuring that the unit is operated within the limitations of the operating manual.

b. overseeing all preparations and ensure that operating procedures are executed according to the operating manual. This may require completion of check sheet items and associated log entries.

c. ensuring that the rig is structurally and mechanically capable and operational throughout the rig move.

d. assessing the stability of the unit for the afloat and elevated conditions. (Normally delegated to the Barge Engineer)

e. completing the orientation and pre-move safety meeting with the contracted rig mover if a qualified rig mover attends for the location move.

f. supervising hull jacking operations

Brian Lewis

g. ensuring that the rig is preloaded according to the operating manual (independent leg)

h. Maintain command of the rig even when a sub-contracted rig mover is utilized.

If the OIM is qualified as a rig mover he will assume the following additional responsibilities:

i. completing inspection of towing vessels and approve the utilization of them. Delegate a lead tug and agree on the passage plan with the captain of that tug. Agree on relative location for each of the towing vessels and essential details about the departure and arrival locations.

j. executing the lowering, departure, voyage, arrival, positioning, elevation and cantilever skid-out operations.

k. conducting the preloading operations (Independent Leg Jackup).

Note: Some rig operators engage contracted services of a Warranty Surveyor when conducting location moves using employee Rig movers. The warranty surveyor is a qualified rig mover approved by the underwriter for the rig, who verifies the rig is moved in accordance with the operation manual or on the other hand, protests when it is not. This limits the underwriter's exposure to performance of bad practices leading to incidents but also protects the owner against delayed claim payment for an incident that should be covered by the insurance policy.

1.3 Independent contracted Rig Mover. The requirement of offshore drilling rigs to move between locations requires skill sets that are not primary to drilling personnel experience and the marine aspect of a rig location move may cause the rig owner to decide that it should be controlled by an individual who specializes in that work. The underwriter can also stipulate that only independent rig movers can qualify to move the rig. In the United States, the Rig Mover is normally an individual with drilling experience first and marine experience as a second. In Europe the reverse is true, with qualified mariners branching

off their career to become qualified rig movers. The rig mover becomes "qualified" more through experience than formal education but courses are available. Underwriters will normally identify which companies can be contracted to provide rig mover expertise.

The Rig Mover normally attends while the rig is being prepared for the move and will leave again when the OIM and Company Man officially agree that the rig is arrived at the new location. If the arrival location is associated with a fixed platform and the rig is required to cantilever over the platform, "on location" will normally be defined as the time that the cantilever and rotary hole are over the target location and confirmation is made that there is adequate reach and capacity of the drilling equipment.

Sub Contracted Rig Mover responsibilities are as follows:

a. overseeing pre-move operations, tie down, water tight integrity, determining weather conditions and go-no go limitations for the departure and arrival locations regarding sensitivity or increased risks.

b. completing inspection of towing vessels and approving their utilization; delegating a lead tug and agreeing on the passage plan with the captain of that tug; agreeing on relative location for each of the towing vessels and essential details about the departure and arrival locations.

c. reviewing stability calculations for the afloat condition and ensuring displacement and variable load distribution conforms to the requirements of the operating manual.

d. overseeing jacking operations

e. directing tow vessels during departure and arrival operations. (Lead tug will normally direct passage once clear of departure point).

f. monitoring weather conditions with lead towing vessel and OIM.

g. analyzing results of underwater surveys.

Brian Lewis

h. overseeing lowering of legs to seafloor and determining location of contact with bottom; directing tugs to position rig at final locations; overseeing elevating of the rig and confirming minimum airgap is reached.

i. reviewing preload calculations (independent leg rig) and overseeing preload operation.

2.0 RIG MOVE PROCEDURES

2.1 Planning.

Rig move planning requires a meeting between the oil producer and rig owner (U.S. term is "Spud meeting") This provides the essential details required by the rig mover to ensure that the rig is capable of managing the requirement for water depth and air gap, variable load capacity and hook load at the required cantilever extension. The site specific data is submitted to the underwriter for review or alternatively to a third party company approved by the underwriter and based on set performance criteria, approval of the rig for the location is made. Approval may be given contingent on additional verifications such as a bottom survey to determine location of obstructions or seafloor coring to determine soil strength (independent leg jackup). In addition arrangements will be agreed to ensure that the following certifications are confirmed.

1. Validity of tow vessels certification including captain's certification, test certificates for towing wires, shackles and pennants.

2. Towing vessel principle details including bollard pull.

3. Passage plan detailing the proposed route including courses, way point positions, obstructions, minimum water depths and navigational restrictions. (Approved by the rig owner's marine dept., the Rig Mover and Warranty Surveyor if attending).

4. Soils data for the arriving location.

2.2 Execution

2.2.1 Day-rate.

Contracted day rates vary according to demand but it is normal for the day rate to be reduced when a rig is moving between locations therefore the times that a rig starts and ends a location move will be defined in the contract and must be identified and agreed by the OIM and Company Man. Usual events for day rate changes will be retraction of the cantilever pre departure and skidding of the cantilever post arrival.

Delays incurred due to weather, tug performance/availability/hull survey or other operational requirement will also be agreed by the OIM and Company Man so that financial responsibilities can be identified according to the terms of the contract.

2.2.2 Rig Move

It is the responsibility of the Rig Mover to control all movement of the rig and to assess wave height, wind, weather forecast and current, against the intended passage plan to determine when the move can be commenced. As the hull becomes buoyant, the rig mover will confirm hull integrity before proceeding. Tugs will be positioned at the bow and stern for optimum control as the rig moves off location. Tugs are normally rearranged for the transit but return to the bow and stern for arrival at the next location. The Rig Mover will monitor the voyage plan by regular communication with the tugs. Weather conditions, voyage details and tug performance will be logged. Weather forecasts are normally generated for specified areas of operation through contracted weather services and may be customized for the rig move operation if weather is a limiting factor for the area and time of year, making timing between limiting conditions most critical. The Rig Mover will prepare for bad weather under tow by ensuring water tight integrity is maintained and that equipment is secured against movement. For short field moves, a move will not be commenced if the forecast identifies unfavorable weather conditions are likely. During longer location moves it is acceptable for the rig to be

Brian Lewis

underway during depreciated weather conditions but the voyage plan will be revised to adjust heading and speed in order to ease rig motions and amount of heavy seas on deck as needed. ETA is usually adjusted for arrival in daylight hours when moving to a jacket structure.

2.2.3 Well Shut-In

The Company Man will confirm to the Rig Mover and OIM that wells on the target platform have been shut in and pressurized lines bled down prior to the rig's final approach. Since the process of bringing a rig to a platform normally takes several hours and is controlled very carefully, wells are normally not shut in until the rig is within 200 meters of the platform.

2.2.4 Positioning the Rig

Highly accurate GPS navigational equipment and technicians are brought to the rig prior to arrival at the new location but with enough advance time to set up and calibrate the equipment which provides a digital plot and visual display of the rig position. Visual enhancement will usually show the rig's shape and offsets will be introduced to represent the rotary hole location with the cantilever skidded out. The system provides accurate orientation and positioning of the rig and also a reliable to determine that the cantilever will reach the target well locations before jacking is commenced. Additional positioning support is made by underwater survey of the rig's relative position to the jacket which is made by diver measurement and use of sonar equipment (rather like underwater radar).

2.2.5 Elevation and Skidding

The Rig Mover will instruct for the rig to be elevated when the Company Man and OIM are in agreement that the rig is orientated according to the specified heading and at a

Brian Lewis

location close enough to the platform for the rotary hole to reach the target well. Jacking of an independent leg jackup requires particular attention to the procedure of preloading the rig with ballast water to simulate overturning forces in the design storm condition. This normally causes leg settlement into the soils and can be a time consuming procedure particularly if bearing capacity of the soil is not uniform. If the characteristic of the soil is not known, there will be a requirement to core sample and analyze the soil. This process takes about 12 hours and results in identifying the level of caution required during the elevation process. Based on the results, a procedure is developed for preloading legs simultaneously or independently according to the probability of uncontrolled settlement. A mat supported rig is not required to undergo this process because the mat design does not normally penetrate the seafloor.

2.2.6 Air Gap and Handover

The Rig Mover will oversee the jacking operation and confirm that the rig reaches the required clearance over the platform and at least the minimum required airgap. At that time the OIM will resume control of the rig operation and commence skidding of the cantilever and preparing to receive drilling equipment from supply vessels as directed by the Company Man. The rig move is normally completed when the cantilever is skidded out and the rotary hole is located over the target well location.

2.2.7 Texas Deck

The Texas Deck will be hung under the cantilever in order to provide a stable work platform around a free standing well. If the rig is working against a platform supported well the Texas Deck will not be used as work is conducted from the platform well deck level.

2.2.8 Normal Drilling Mode

When the skidding operation is completed the rig would then work as directed by the Company Man with the rig returning to maximum day rate. The Company Man will arrange for the supply of tools, casing, drill pipe, bulk chemicals, water and diesel etc. to be delivered by supply boat. Existing wells (not affected by the drilling operation) may be flowed if deemed to be an acceptable simultaneous operation by the Company Man and OIM.

General Discussion of Mat Supported Jack-Ups. WILL BE FINAL 6/5/08

Mat supported jack-ups have generally had a relatively successful operating history in both the Gulf of Mexico and around the world, although there are questions as to how often they have been exposed to severe weather conditions. They are in many ways not ideally suited for the conditions in which they are most commonly operated (i.e. in very soft seabed conditions) since in most cases (including all the Bethlehem units) they cannot be preloaded. Hence the soils beneath the mat cannot be loaded up to the levels expected during passage of a storm. Clearly this is not a problem on strong soils (except potentially in the case of scour on sand), but can be an issue on very soft soils. However, in all but the softest of soils, they tend to perform relatively well, and while units have slid and settled into the seabed, it is not that common.

The problem of pre-existing spudcan holes is a major issue with all varieties of jack-ups, but traditionally it has been less of a problem for Bethlehem units. Indeed, in the 1980s there were a number of oil companies that preferred to have mat supported units on contract since there were far less problems with them moving onto a platform where spudcan holes existed. The mat would span the old holes with the rig staying on location and not sliding into the disturbed soil around the holes.

The unit in question operates with a bottom bearing pressure of around 0.5 ksf in the fully loaded drilling condition. This requires a soil of slightly less than 0.1 ksf to support it. This is comparable to the maximum shear stress in the soil under the design hurricane conditions, excluding the wave forces on the mat[1]. One can, therefore, see that if the design conditions are exceeded, and the soils are weak, there is a possibility of the MODU sliding sideways. The maximum storm soil stress due to the overturning moment, calculated based on a fully elastic soil, is about the same size as the static bottom bearing pressure. Again, in very weak soils it can be seen that one might expect a Bethlehem jack-up to tilt slightly in a severe storm, but unless there is almost no increase in soil strength with depth, or the design storm was significantly exceeded, one would not expect the mat to settle more than a few feet.

The natural period of the Usumacinta operating in 80 feet of water with a 57 feet air gap is approximately 3 seconds if the stiffness of the supporting soils is ignored. It is likely to be closer to 3.5 to 4 seconds if some additional compliances are included (e.g. soil stiffness, hull stiffness,

[1] The horizontal wave loads on the mat can be quite large due to the difference in pressure acting on the mat sides, close to the seabed and with the passage of a wave. There is also the drag force, but this tends to be smaller than the inertia component of force. In addition there is an overturning moment that is applied to the seabed due to passage of the wave, but the presence of the mat has little effect on this in most cases.

Brian Lee

leg/hull connection compliance, etc.). The natural period will be comparable for both the sway and torsional modes. The leg spacing of the jack-up is such that a 4.5 second wave will put a wave crest at both the port and starboard leg with a trough at the bow leg. This will give close to a monotonic torsional excitation at a period close to its natural period. If the wave period is reduced to the jack-up natural period, the torsional excitation become more complex, but the sway excitation is still relatively monotonic.

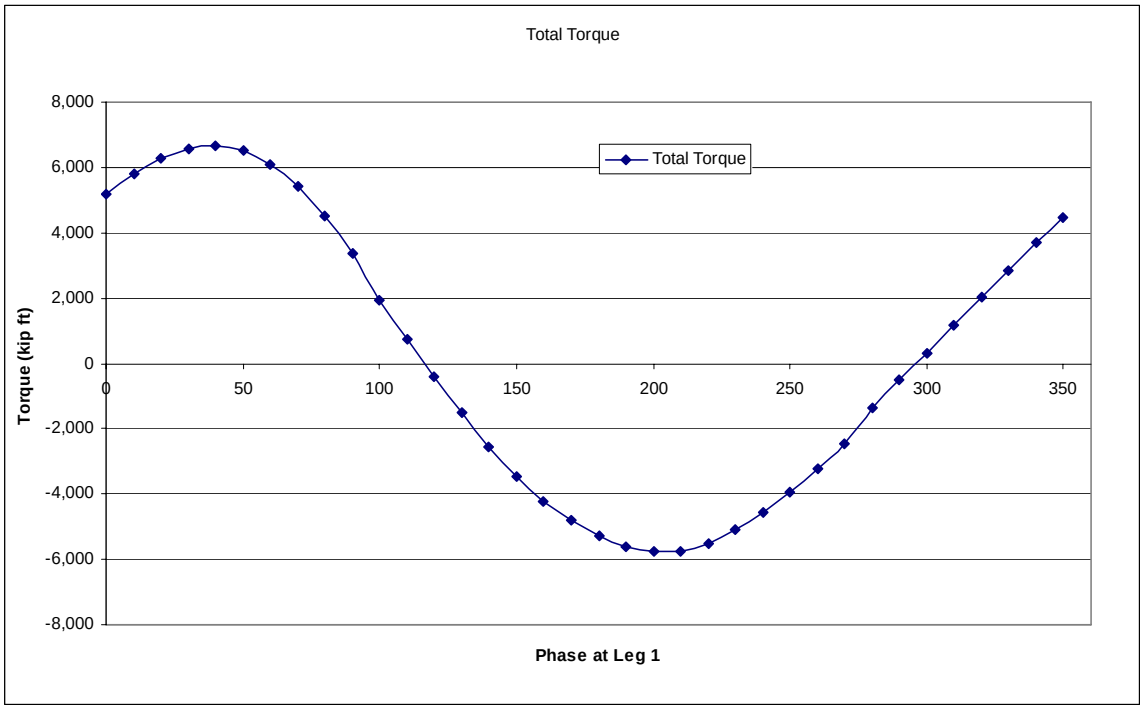


Figure 22 Torque on Usumacinta due to beam seas, 7 feet wave, 4 second period

Another feature of mat supported jack-ups is that the level of damping in small seastates is relatively low. An independent leg jack-up gets significant damping from the soils, even in relatively small sea states and, unless it is chock supported, will tend to have significant damping in the leg to hull connection. But a mat supported jack-up has little soils damping (unless the soil compliance is such as to create a relatively long natural period), so the damping may be very low. This can lead to noticeable movements of the unit in relatively benign conditions, particularly if the wave period is close to resonance. Also, because the natural period in shallow water is so short, even small excitations are very noticeable.

It is important to note that all jack-ups sway when jacked up on location. The first time the author went offshore in the North Sea in winter 1976, one of the galley hands, new to the rig,

was sea sick and had to go back to shore even though the unit was jacked up on location. Another rig in the Arabian Gulf was swaying a few inches in 5 feet seas (it was bridge connected to a fixed platform, so measurement was simple). In both cases the motion was very easily felt.

A previous job had the author on a large jack-up in the North Sea measuring the structural responses. When the seas were confused, there was a strong yaw response. As the seas became more long crested, the sway/surge response tended to become more predominant. In all cases, the movement of the jack-up was continuously present for the time on board.

The intent of this discussion is to point out that jack-ups do sway in a seastate, even though there is no "rocking" at the mat or spudcans. The magnitude of the swaying will depend on the magnitude of the seastate and the period of the waves, but it can be very noticeable in even small seastates. It is also important to note that the wave loads on a jack-up are normally the dominant load: wind tends to be far less significant. This is less true with a tubular legged unit such as most Bethlehem designs, but still holds.

Simple Comparative Force Calculations

The purpose of the following calculations is to show that while the metocean conditions at the MODU during the October storm were unpleasant, they were not even close to the design conditions. It is not credible that the MODU mat was rocking on its foundation unless it was supported by a very small area of very strong soils surrounded by very weak soils. The calculations also show that even a very weak soil should have the strength to support the MODU with almost no settlement and with no sliding. While preexisting spudcan holes and mat indentations could have been a contributing factor to the MODU sliding/settling, it is difficult to justify the degree of settlement that has occurred.

Some factors and calculated values are given in the table below:

Item	Value
The base area of the mat of the Usumacinta (for bearing pressure calculations)	21,750 square feet
Second moment of area about the longitudinal axis (used in beam sea calculations)	69.4×10^6 feet^4

Brian Leis

Item	Value
Second moment of area about the transverse axis (used in head sea calculations)	80.0×10^6 feet^4
Wave force on the legs of the unit due to 12.42 m (40.75') wave with 10 second period in 80 feet water depth (including a very small current load)	605 kips
Wind force due to 41.73 knot wind in 80' water and 57' air gap	109 kips
Wave force on the mat, assuming 5 feet embedment and 5 feet protruding above the seabed (estimated value based on integrating the wave pressure around the edge of the mat)	770 kips
Total lateral force on the MODU EXCLUDING loads on the mat (in many cases analysts do not calculate the loads on the mat, even though they can be significant)	714 kips
Total lateral force on the MODU INCLUDING loads on the mat	1,484 kips
The horizontal loads will be reacted by a shear stress in the soils beneath the mat. Required shear strength to prevent sliding EXCLUDING mat wave loads	714 kip /21,750 ft^2 = 0.033 ksf
Required shear strength to prevent sliding INCLUDING mat wave loads	1,484 kips /21,750 ft^2 = 0.0682 ksf

These are very low shear strength requirements and are comparable to what would normally be found in the weakest areas of the US Gulf of Mexico (typically not below 0.05 ksf). Even at the outflow of the Mississippi the shear strength of soils is around 0.05 ksf at the seabed and 0.1 ksf at 10 feet below the seabed. One would expect to have sufficient strength at 5 feet penetration to withstand the loads, even including the loads on the mat.

Brian Leis

Item	Value
Wave overturning moment due to the 12.42 m wave (Note that this excludes any wave pressure induced wave overturning moment on the mat, but those pressures are mostly transmitted to the soils irrespective of whether the mat is present or not.)	30,700 kip feet
Wind overturning moment due to a 41.73 knot wind	20,600 kip feet
Total overturning moment on the unit	51,300 kip feet
If it can be assumed that the soil is a very weak elastic foundation, then the "stress" at the extreme edge of the mat can be calculated from: Stress σ = My/I	(51,300*92.5')/69.4x10^6 = 0.0684 ksf

To this needs to be added the general bearing pressure under the mat in the still water jacked up condition. If it can be assumed that the unit was at the jacking maximum variable condition of 2,500 kips (which is less than the max afloat condition, 2,700 kips or the operating condition, non-hurricane of 4,208 kips) the on bottom load can be calculated as:

Item	Value
Variable Load	2,500 kips
Upper Skid Package	377 kips
Lower Skid Package	695 kips
Light Platform	5,467 kips
Mat+ Column+ Ballast	14,455 kips
MINUS Mat Buoyancy	21,750*10'*0.064 = <13,920 kips>
Total load on bottom	**9,574 kips**
Under mat bearing pressure due to the static weight of the MODU	9,574/21,750 = 0.44 ksf
Total under mat bearing pressure due to metocean and static load	0.0684+0.44 = 0.51 ksf

Soils needed to support this bearing pressure fall under the formula of:

$q_u = cN_c' + \gamma V/A$

Where

q_u = bearing capacity,

c = shear strength of soil,

N_c' = factor that measures the difficulty of "squeezing" the soil out from under the foundation = 6(1.0+0.2D/B)

D = mat penetration into the seabed

B = Footing effective "diameter", estimated for the size and shape of the mat

γ = Submerged weight of the soil

V = Volume of mat embedded into the seabed

A = Area of the mat

The component $\gamma V/A$ is a measure of the mat buoyancy within the soils and depends on the submerged weight of soil, γ, and the average penetration into the seabed.

At zero penetration this all equates to the ultimate bearing capacity = 6 times the soil shear strength. Since the static capacity needs to be 0.44 ksf, the shear strength needs to be (0.44/6 =) 0.073 ksf. The effects of an overturning moment of 51,300 kip feet is to increased the required capacity from 0.44 ksf to (0.44+0.0684) 0.51 ksf, or a shear strength of 0.085 ksf.

While it is possible that the scour skirt entrapped some weak surface soil within its confines when the unit was first put on location, it is extremely unlikely that a shear stress due to wave loading of 0.0682 ksf would have caused the unit to slide when it required a soil of shear strength of 0.073 ksf simply to support the structure.

It is also unlikely that the unit would have taken on a significant list simply due to the environmental loads that necessitated a 16% increase in bearing strength (from 0.44 to 0.51 ksf).

Note also that the righting arm to resist the overturning moment is only:

Brian Lewis

Required Righting Arm = OTM/On bottom weight

51,300/9,574 = 5.4 feet.

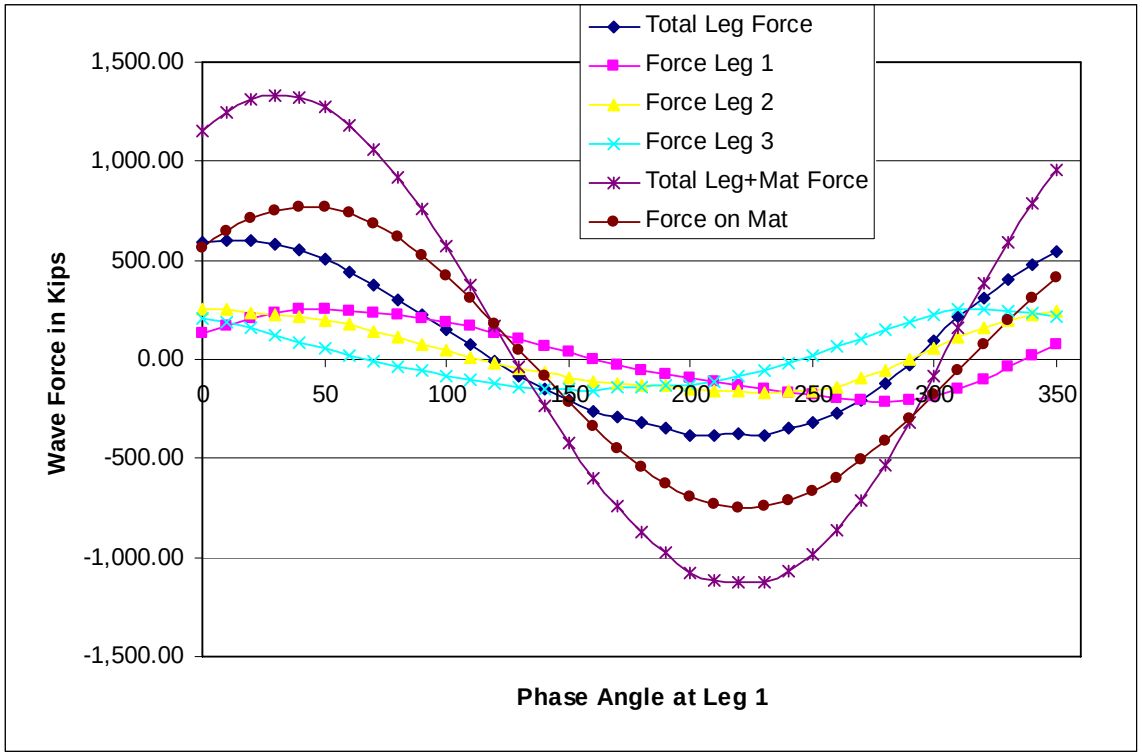


Figure 23 Wave forces on Usumacinta due to 40.75' wave, 10 second period, 5 feet mat penetration, beam sea condition. Wind Force due to 41.73 knot wind is 109 kips additional load.

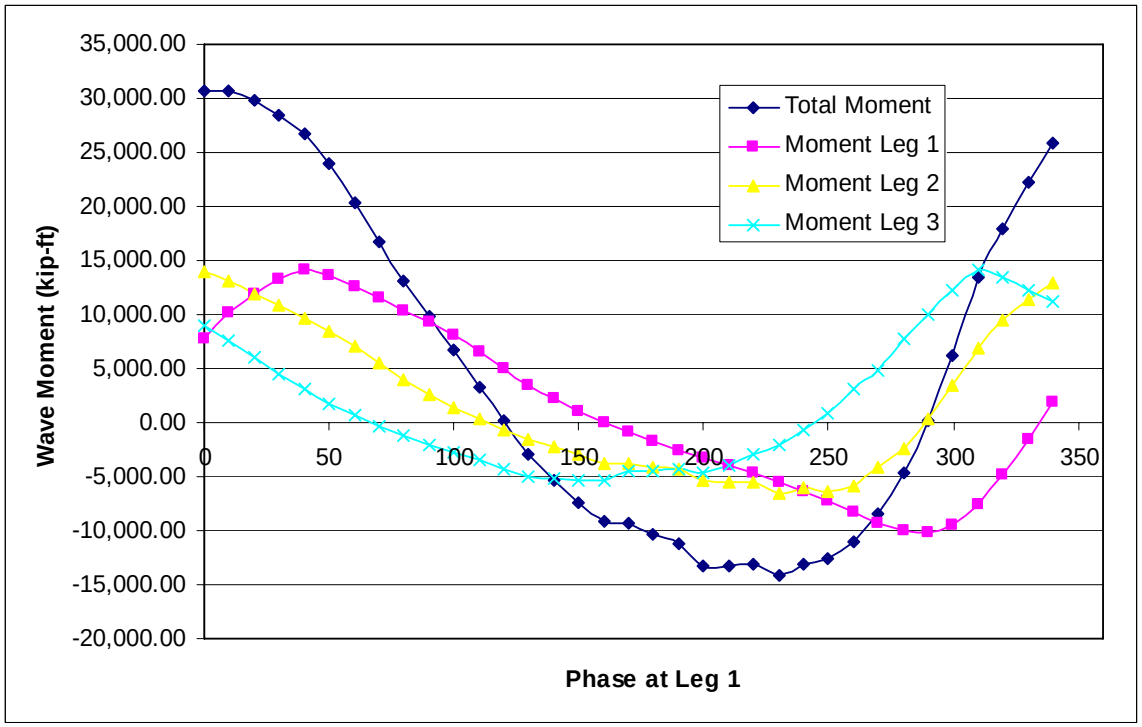


Figure 24 Wave Moment on legs of the Usumacinta due to 40.75' wave, 10 second period, beam sea condition. Wind Moment due to 41.73 knot wind is 20,600 kip feet additional.

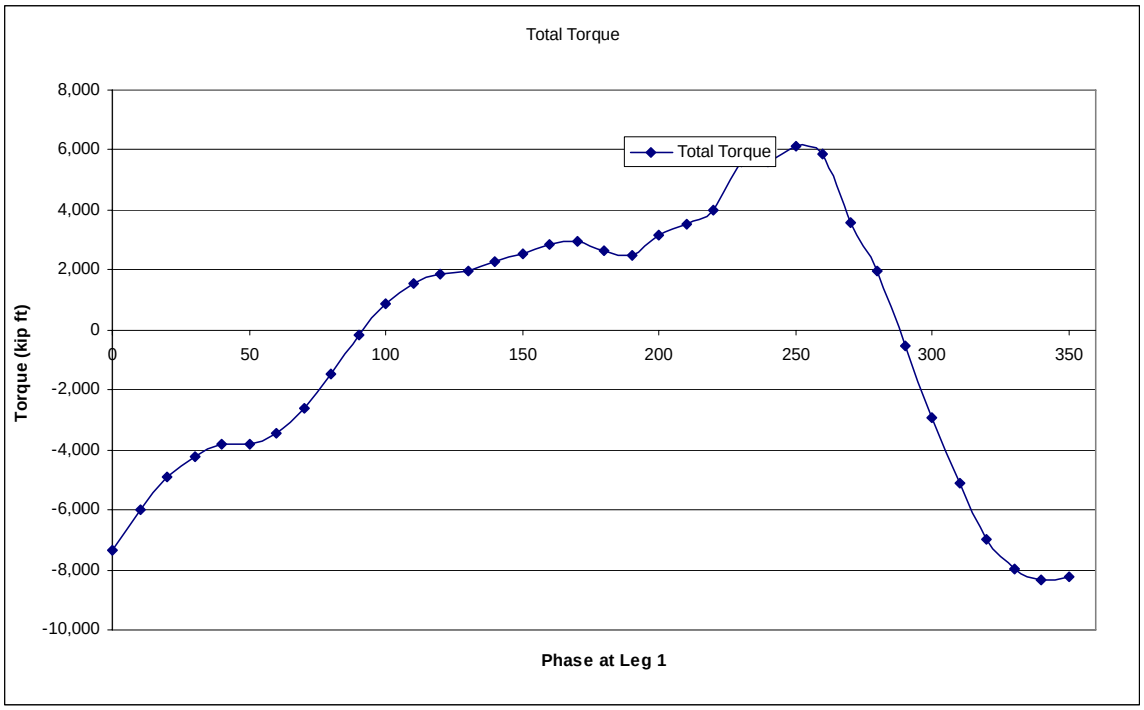


Figure 25 Wave induced Torque on legs of the Usumacinta due to 40.75' wave, 10 second period, beam sea condition.

Design Condition Loads

The Usumacinta is designed to survive in different water depths and different wave conditions, however, in all cases the design wind speed is 100 knots. Two of the Usumacinta design wave conditions are for a 62 ft wave in 150 feet of water or a 64 feet wave in 100 feet water. The loads for these conditions are given in the table below, however, in all cases wave loads on the mat have been EXCLUDED. It is estimated that the mat wave loads would be approximately 1,200 kips in the 100 feet water depth case.

Item	Value
Wave Force due to 64 feet wave in 100' water depth, 15 second period (excluding wave load on mat)	1,500 kips
Wave Moment due to 64 feet wave in 100' water depth, 15 second period	125,000 kip feet
Wind Force due to 100 knot wind in 100 feet water	600 kips
Wind Moment due to 100 knot wind in 100 feet water	122,000 kip feet
Total Design Force in 100 feet water (excluding loads on mat)	2,100 kips
Total Design Moment in 100 feet water	247,000 kip feet
Wave Force due to 62 feet wave in 150' water depth, 15 second period (excluding wave load on mat)	1,200 kips
Wave Moment due to 62 feet wave in 150' water depth, 15 second period	130,000 kip feet
Wind Force due to 100 knot wind in 150 feet water	550 kips
Wind Moment due to 100 knot wind in 150 feet water	135,000 kip feet
Total Design Force in 150 feet water (excluding loads on mat)	1,750 kips
Total Design Moment in 150 feet water	265,000 kip feet

In effect, the loads in the October storm had an overturning moment of under 20% of design value. If an estimated 1,200 kips of base shear is added into the design case (giving a total environmental load of 3,300 kips) then the October storm has a base shear of 45% of the design value.

Note that the design wind speed is 100 knots which will give a force of 625 kips horizontal load and an overturning moment of nearly 120,000 kip feet in 80 feet water depth.

Conclusions

The loads on the Usumacinta in the October 2007 storm were significantly lower than would have been caused by the design storm for the unit. Notwithstanding this, the jack-up would be expected to sway/yaw when jacked up on location. The amount of sway would depend on both the magnitude and period of the waves. Mat type units tend to have low damping by comparison to independent leg jack-ups so can be subject to large dynamic amplification of small loads at

Brian Lewis

close to resonance. The natural period of the Usumacinta in sway/yaw will be approximately 3.5 seconds in 80 feet water depth. A 5 feet wave at 3.5 second period could cause a combined torsional and sway excitation of very approximately 2 inches in the 3.5 second period, which would be noticeable onboard the unit.

Unless there was some extremely weak soils close to, and under the mat, one would not expect the unit to move in such benign conditions (by comparison to the design values). One would also not expect the unit to settle, even if a relatively large percentage of the soil under the mat was not supporting the unit due to the presence of pre-existing spudcan holes since the metocean induced soil loads are so low. In addition, the Levingston 111 spudcan is relatively small by comparison to the mat, and given the relatively low loads, the effects of existing holes would be expected to be small. One would not expect the unit to move into an indentation caused by the Pride Texas unless there are significantly different soil bearing pressures under its mat: for similar soil bearing pressures one would expect similar seabed penetrations (but the Texas Pride bearing pressure needs to be checked).

Because of these calculation-based conclusions, combined with the facts that the jack-up DID move, one must conclude that either the soils were extremely weak, or they were disturbed by some other events or effects. It is possible that the soils had been sufficiently disturbed by the presence of jack-ups before the Usumacinta, although that seems unlikely to be sufficient to cause the effects noted. The fact that the pipeline trenches leading away from the Pony Platform do not appear to have been filled in over time whereas the mat of the Usumacinta both settled into the seabed and was overfilled after settlement is of particular note. These observations suggest a different set of soil conditions at the pipeline and at the Usumacinta. One possibility is that the seabed has been disturbed by a sub-seabed fluid flow. For example, water percolating up to the surface would reduce the strength of the soils significantly, could cause disturbed soil to wash away (thereby leaving an indentation similar to that observed) and would allow the sinking mat of the Usumacinta to be overflowed in the port aft corner.

Brian Lewis

Appendix A

Mat Property Calculations

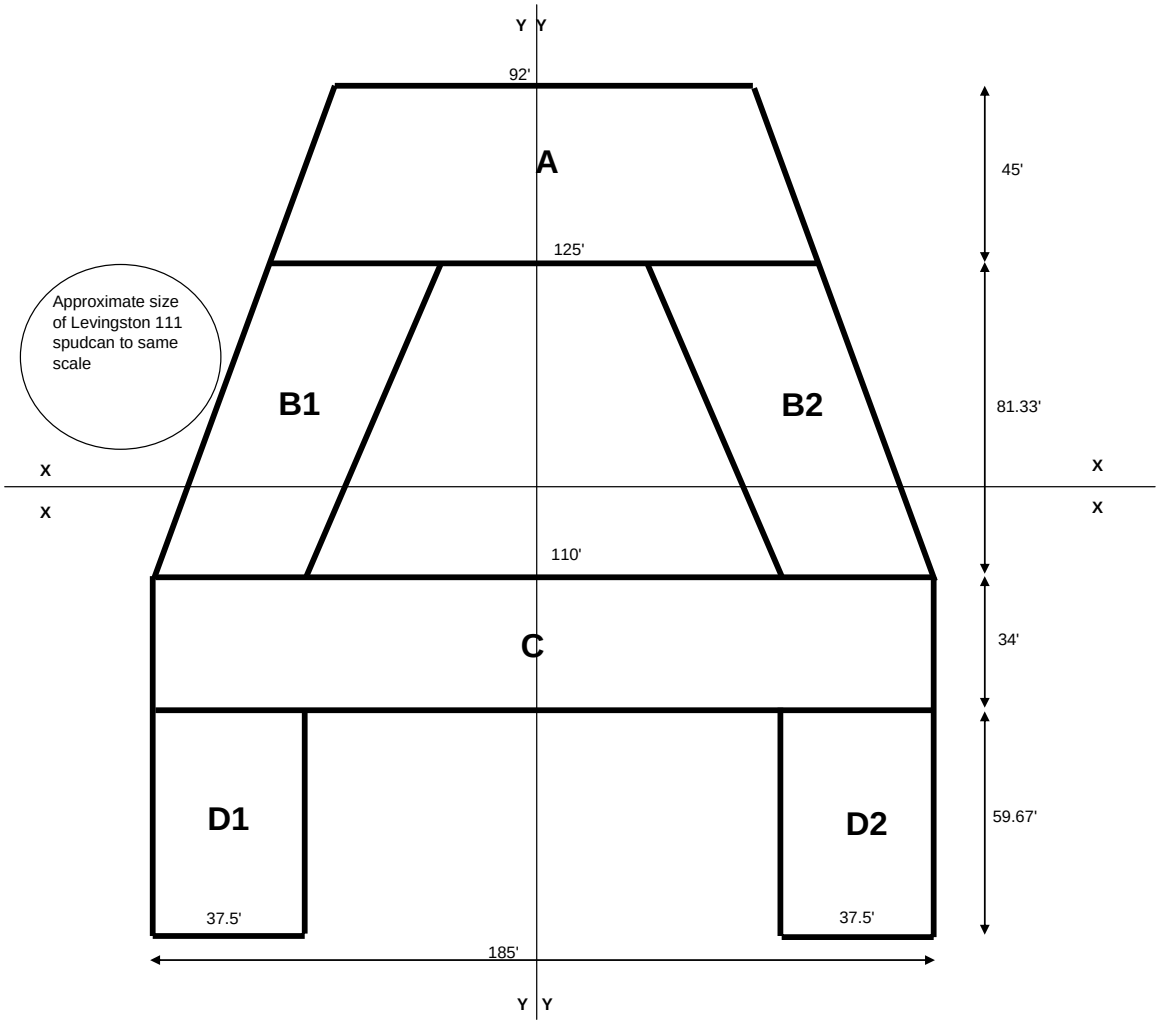


Figure 26 Size and Dimensions of Usumacinta Mat with Levingston 111 Spudcan to approx. scale

Item	Area	y	Ay	Ixx Own	Ay^2	Iyy Own	X	Ax^2
A	4,883	194.13	947,835	823,922	34,905,470	4,789,834	0.00	0
B1	3,050	134.34	409,705	1,681,134	1,869,501	357,407	58.75	10,526,834
B2	3,050	134.34	409,705	1,681,134	1,869,501	357,407	58.75	10,526,834
C	6,290	76.67	482,254	605,937	6,811,109	17,939,604	0.00	0
D1	2,238	29.84	66,760	663,924	14,228,453	262,222	73.75	12,170,582
D2	2,238	29.84	66,760	663,924	14,228,453	262,222	73.75	12,170,582
Total	21,748		109.58	6,119,974	73,912,486	23,968,696		45,394,833

Area	21,748	square feet
Ixx	80,032,460	feet^4
Iyy	69,363,529	feet^4

Figure 27 Calculations of Mat Area and Second Moment of Areas

Table of Contents

Objectives 164
Summary 164
Observations 165
Background 165
Design and Construction 167
Inspection and Drills 168
Notable Casualties involving Lifeboats 169
ABS Lifeboat Survey Findings 171
Industry Reports 173
Issues with the Watercraft and Whittaker Lifeboats 176
Attendance 1 May 2008, Ciudad del Carmen, Mexico 177
Whittaker Lifeboat (Lifeboat No. 1) 177
Watercraft Boat (Lifeboat No. 2) 180
Conclusions....182

Objectives

Task 7 - Survival Capsules

SOLAS and MODU code requirements and current development. Contact manufacturers and suppliers facilities regarding design variances and evolutions. Determine variances in principal Flag State requirements if any. Obtain accident data for lifeboat incidents

Summary

The "Usumacinta" and its lifeboats were built under USCG regulations and inspection. At the time, United States national regulations prevailed over international (SOLAS) requirements. It wasn't until 1996 that "The International Life-Saving Appliance Code" was adopted by the International Maritime Organization (IMO) and went into effect in 1998. When the vessel was transferred to Mexican flag in 1988, the lifeboats were accepted by Mexican authorities.

During the incident, both boats were launched safely and proceeded to windward of the rig.

Boat No. 1 (Whittaker) remained in the vicinity of the "Morrison Tide" OSV. The boat was reported to be filling with water from a hidden, internal source. At some point in the incident, the "Morrison Tide" OSV attempted to come alongside and in the process struck the boat and damaged the cover (upper portion of the boat above the gunwale). The boat ultimately was beached. With respect to the flooding of the boat, four possibilities were identified:

1. Drain Plug –The boat had about 18" of water in the bottom at the time of inspection, and the plug showed no signs of leakage.
2. Seawater Connection for the engine cooling system and sprinkler system. - This connection was undone at the point below where it branched to the engine and sprinkler system. Should the engine have been running, and this connection was undone at the time of the incident, the seawater cooling/sprinkler pump could have dumped water into the bottom of the boat at rate of about 8 inches per hour.
3. Stern tube – The inboard end of the stern tube was submerged as in (1), above and showed no signs of leakage.
4. Rudder Stock – The rudder stock was submerged when the boat was placed in the water and showed no signs of leakage.
5. Bilge pump discharge port. – At the time the boat was inspected, the discharge port was closed with a screwed plug.

Boat No. 2 (Watercraft) drifted to leeward (towards the shoreline). This boat capsized at some point and went ashore. It was reported that the boat lost steering (the rudder was reported jammed) during the incident.

Observations

Background

The evolution of lifeboats has been relatively slow, the basic shape and size has changed little over the years, except in the offshore industry, where non-boat shaped hull forms have been adopted.

Lifeboats were an outgrowth of the boats normally carried on seagoing vessels. These boats were used for routine tasks, such as ferrying people and supplies from shore to the anchored vessel. They could, of course have been used as lifeboats and no doubt were. By the late 1800's, the various flag states (Great Britain, United States, etc.) had begun to develop rules and regulations for lifeboats on vessels. With the "Titanic" disaster in

1912, the formation of international regulations through the International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS) began. All nations which were signatory to this convention have codified them in their regulations (as the United States has done) or have adopted them outright.

Originally, lifeboats were constructed of wood and propelled by oars. As time and technology progressed, steel and aluminum were used as construction materials and motor propulsion was introduced.

Where wood was vulnerable to exposure and rot, steel and aluminum were vulnerable to corrosion. Although lifeboats were covered with a tarpaulin for protection, water inevitably found its way into the boat and lay in the bilges, causing corrosion. Contact area where the boat lay in its cradle was another vulnerable area. The coatings on the lifeboat hull could be damaged and therefore leave the metal hull open to corrosion. In addition, this area tended to trap water, which accelerated the process.

The use of fiberglass reinforced polyester (FRP) solved much of the corrosion problem. In addition, it made fabrication of the boats easier as it was laid up in layers or sprayed into the mold. Forming of sheets of steel or aluminum was eliminated. The boats themselves became essentially one piece construction.

Open lifeboats, that is, with no enclosure above the gunwale, were the norm for many years up until the 1970's – 1980's. For merchant ships, enclosed lifeboats were introduced in the 1980's. Enclosed lifeboats, which have a permanent covers have been fitted on Mobile Offshore Drilling Units (MODUs), since the early 1970's.

Lifeboats have traditionally been launched by davits, as they still are. The exception, of course, is the free-fall lifeboat, which slides off the vessel on tracks or are dropped, in the case of a MODU. Free-fall boats, however, still require a davit for retrieval after drills or testing.

There are two types of release mechanisms employed today. These mechanisms disengage the hooks on the boat from the falls on the davit after the boat is lowered into the water. The first type of gear is called off-load. The load on the falls must be low to allow the hook to disengage. Any significant tension on the fall will preclude release.

Brian Lewis

The second type of release gear is called on-load. The falls may be disengaged, regardless of the load on them. This is the USCG standard, and has been for many years. The idea is that the boat can be released regardless of whether there is a load on the falls, e.g. the lifeboat winch jams when the boat is three feet above the water, or not. The on-load release gear has been involved in many accidents to the point where it has attracted the attention of IMO and SOLAS has been amended to require that this type of release gear be tested annually.

Design and Construction

Design and construction of lifeboats are regulated by SOLAS, The International Convention on Safety of Life at Sea, and by national regulations which may incorporate the requirements of SOLAS as well as that nation's requirements.

The "Usumacinta" was delivered in 1982 as the "Sabine V", a US flag self-elevating drilling unit and was certificated under Subchapter I-A, "Mobil Offshore Drilling Units" contained in Title 46 of the Code of Federal Regulations. These regulations date back to 1978 and require that the lifeboats on MODUs be fitted with a "permanently installed rigid enclosure of international orange that provides protection for exposure and fire during operation of the lifeboat."

For the boats aboard the "Usumacinta", Part 160.035 of Code of Federal Regulations governs the design, construction and outfitting of lifeboats. The regulations that were in force at the time of the lifeboats' construction date back to 1965. As general guidance, these regulations require that "[a]ll lifeboats must be properly constructed and shall be of such form and proportions that they shall be readily maneuverable, have ample stability in a seaway, and sufficient freeboard when fully loaded with their full complement of persons and equipment. All lifeboats shall be capable of maintaining positive stability when open to the sea and loaded with their full complement of persons and equipment. All lifeboats must be open boats with rigid sides having internal buoyancy only. Lifeboats with a rigid shelter may be approved, provided that it may be readily opened from both inside and outside, and does not impede rapid embarkation and disembarkation and handling of the lifeboat." [46 CFR 160.035-2(b)].

In addition to the above requirements, USCG regulations required that the boats meet:

1. A weight limitation of 44480 lbs
2. Maximum carrying capacity of 150 persons

Brian Lee

3. Have a speed of 6 knots in smooth water, fully loaded and have sufficient fuel for 24 hours operation.
4. For fiberglass reinforced polyester (FRP) boats, the glass fiber, resin, and gel coat meet Military Specification standards and be fire-retardant.

Contemporary SOLAS regulations, contained in the 1979 "Code for the Construction and Equipment of Mobile Offshore Drilling Units" (IMO Resolution A.414(XI)) require that the lifeboats be totally encloses as well.

Two different lifeboats were aboard the "Usumacinta" at the time of the incident:

A Watercraft America enclosed lifeboat of 26.25 feet in length. USCG Approval Number 160.035/475/1, Serial Number EL26-716/5/82, 44 persons, date 5/27/82

The boat is motor-propelled and fitted with keel cooling, making the cooling system independent of seawater.

The boat uses two falls for lowering.

A Whittaker enclosed lifeboat of 19 feet in length. This boat is allegedly a replacement for an original Watercraft America boat that was damaged.

The boat is motor-propelled and has a sprinkler system to protect it as well as air bottles to provide fresh air for a limited time. The engine is seawater cooled and fitted with a wet exhaust.

It utilizes a single fall and therefore has only one release hook.

Inspection and Drills

The "Usumacinta" (ex" "Sabine V) has been under the inspection of two flag states the United States and Mexico.

Brian Lee

United States (1982-1988) – The lifeboats on the "Usumacinta" were built under USCG inspection – The Survival Systems boat has a nameplate with the USCG approval number and OCMI who inspected the boat while it was fabricated and tested.

USCG regulations contemporary to the time the “Usumacinta” was built require that following drills to be carried out as follows:

1. Be partially lowered and their engines started once per week, weather permitting (46 CFR 109.215).
2. Lowered to the water, launched and operated at least once every once every three months (46 CFR 109.217).

Lifeboats are inspected by the Coast Guard annually, and at the inspection for the issuance of the Certificate of Inspection every two years..

Mexico (1988-Present) - Mexican authorities (the “General de Marina Mercante") inspect the lifeboats under the provisions of SOLAS and its amendments. SOLAS requires abandon ship drills once per month, during which time:

1. One lifeboat be lowered and its engine started during the monthly abandon ship drill. (Ch III/19.3.3.1).

2. The lifeboats be launched and maneuvered at least once every three months (Ch III/3.3.3).

Lifeboats are inspected annually, and at the issuance of the Cargo Ship Safety Equipment Certificate or the MODU Certificate..

Notable Casualties involving Lifeboats

The following is a brief description of casualties involving lifeboats on Mobile Offshore Drilling Units.

“Ocean Express”, 1976

The “Ocean Express” was a mat-supported jack-up MODU which capsized under tow in the Gulf of Mexico. The weather condition and sea state at the time of capsize were approximately 70 knot winds and 20 foot seas.

Brian Lee

One lifeboat was brought under the lee of a seismic vessel, and the occupants of the boat were brought off one by one to safety.

The other lifeboat was capsized while an attempt to take it under tow. The tow line was attached to the release hook of the lifeboat, which, of course is above the top of the boat. Prior to the capsizing of the boat, the personnel assumed that they had been rescued and unbuckled. When the boat capsized, the occupants were thrown into a heap at the (new bottom of the boat) canopy, and were swept out of the boat through the open hatches. Only seven of the 20 occupants of the boat were rescued.

"Ocean Ranger", 1982

One lifeboat was launched from the MODU in a storm. The boat capsized, was not able to be righted due to the occupants not being strapped in, water ingress, etc.

"Penrod 61", 1985

The jackup "Penrod 61" collapsed in the Gulf of Mexico during a hurricane.

One of the two lifeboats launched capsized, but did not self-right, despite the fact that all the occupants were strapped in. They managed to exit the boat through an access hatch when the flooding water permitted it to be opened.

"Ocean Odyssey", 1988

The "Ocean Odyssey" was a semi-submersible MODU operating in the North Sea. A blow-out occurred during drilling operations with subsequent release of hydrocarbons and gas, forcing the personnel on board to abandon the rig. The weather conditions wee comparatively calm, 12-18 knot winds and 1.5 meter (5 ft) maximum wave height.

Fifty-eight of the 67 personnel on board were evacuated by lifeboat (two were launched) and subsequently transferred to vessels standing by the rig.

One of the persons (the radio operator) on remained on board was killed.

Brian Lee

The remainder of persons had to jump from the rig into the water, where they were subsequently rescued.

The main impediments to an orderly evacuation was no clear evacuation alarm,

Survival suits impeded embarkation and operation of the lifeboats (unhooking the off-load release hooks, installing the drain plugs, and navigation of the boat). The report mentions in its conclusions that the conditions in the lifeboats after launching deteriorated rapidly due to the environment inside the boat (e.g., discomfort from the exposure suits, vomit, engine fumes, and high temperature due to insufficient ventilation).

Navigation of one boat was partially disabled by the viewing port having been rendered opaque by sandblasting.

A copy of the report is found in Appendix 1.

ABS Lifeboat Survey Findings

The American Bureau of Shipping issues the SOLAS Cargo Ship Safety Equipment Survey and the MODU Certificate on behalf of a number of flag states (e.g., Liberia). The above two certificates cover the lifeboats, davits, and other lifesaving and safety equipment on board vessels of all sorts.

During the period of 2002 through 2007, ABS conducted 11,300 surveys on vessels fitted with lifeboats. Of these surveys, 82 vessels were found to have deficiencies that required correction. Of these vessels, 283 individual (3.7 per vessel on average) findings were reported. The findings were categorized by location as follows:

Davit – Lifeboat davit, falls, hooks/shackles, and winch.

Hook – The release hook(s) mounted on the lifeboat.

Rudder – The rudder and associated steering equipment.

Lifeboat – The lifeboat hull, motor, anything except the two items above.

The deficiencies were categorized as follows:

Brian Lewis

Corroded – The component is corroded beyond allowable limits

Damaged – The component is damaged

Failure – Broke during survey

Inoperative – Did not work during Survey

Missing – Required component or equipment during Survey. These are generally minor items, such as flares, rations, etc.

Worn – Mechanical wear beyond allowable limits

Table 1 gives the breakdown of the findings:

Table 1 – ABS Survey Findings 2002-2007

Defect Location	Defect Description						
	Corroded	Damaged	Failure	Inoperative	Missing	Worn	Total
Davit	27	12	1	7	3	1	51
Hook	41	10	9	14	2	4	80
Lifeboat	41	67		8	16	16	148
Rudder	2	2					4
Total	111	91	10	29	21	21	283

The details of this analysis are found in Appendix 2.

Industry Reports

The UK's Marine Accident Investigation Board issued a report in 2001 giving details regarding incidents regarding lifeboats and related equipment. Table 2 presents the results of their study. The paper does not give the population (number of ships' records) searched for this data, but Table 3 gives the number of incidents for other causes of fatalities for comparative purposes.

Table 2
MAIB Safety Study 1/2001
"Review of Lifeboat and Launching Systems' Accidents"
Accident Summary

Classification	Number of Incidents	Number of Injuries	Number of Fatalities
Hooks	11	9	7
Tricing and Bowsing	10	5	2
Falls, Sheaves and Blocks 12	19	2	
Engine and Starting	18	15	0
Gripes	12	10	0
Winches	32	8	0
Davits	7	7	0
Free-fall	2	1	0
Weather	2	0	0
Not Otherwise Classified	19	13	1
Successful Evacuation	0	0	0
Total		87	12

Table 3

MAIB Safety Study 1/2001

"Review of Lifeboat and Launching Systems' Accidents"

Other Fatal Accidents

Type of accident	Number of Fatalities
Entering confined spaces	12
Fall overboard	12
Fires and explosions	10
Access to ship	7
Mooring and towing lines	6
Crush (machinery)	6
Slips and falls	6
Crush (cargo)	5
Lifting gear	3
Capsize	2
Weather	2
Total	71

This report is enclosed as Appendix 3.

Three marine industry groups, Society of International Gas Tanker & Terminal Operators (SIGGTO), Oil Companies International Marine Forum (OCIMF), and Intertanko sent out a survey to shipowners in 2000 and published the results as "Lifeboat Incident Survey - 2000".

The first set of pie charts given in this document is interesting in that all reported incidents occurred during non-emergency events, such as drills, maintenance and survey (inspection).

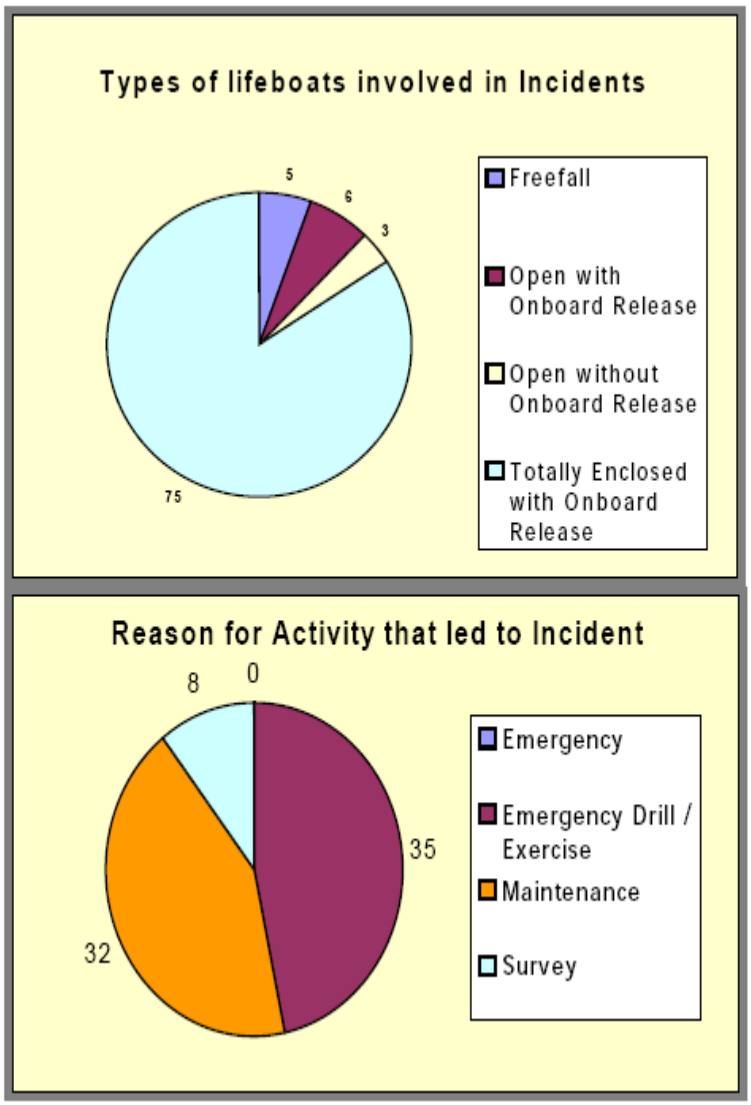


Figure 1 – Results of Survey, from "Lifeboat Incident Survey - 2000"

A copy of this report is found in Appendix 4.

The Nautical Institute's "Marine Accident Reporting Scheme" (MARS) was accessed in an attempt to find any lifeboat related accidents. Seventy-six "hits" were obtained, but all involved the launching of boats for drills or other non-emergency related operations.

Issues with the Watercraft and Whittaker Lifeboats

A visit was paid to Alexander/Ryan Marine and Safety Company. This firm specializes in the construction and repair of lifeboats, as well as the supply of marine-related safety equipment. Located in Houston, its major customer is the offshore industry. During the visit, issues with lifeboats were discussed, especially the Watercraft America's and Survival Systems' boats.

Discussions turned up no major structural deficiencies with either of the two boats. Generally the construction of the US boats is good, and the boats are sturdily built. They often may not look good, they may get blisters in the glass fiber (due to ingress of water through the gel-coat), but they have not seen problems of "de-lamination" or similar. While the boats may look extremely bad, it tends to be mainly superficial and can be cleared up by a good cleaning and re-coating.

The only structural issue that was discussed was with earlier Whittaker lifeboats. The release hook support is attached to the bottom of the hull, both inside and out by bronze plates and to spread the load further, wooden beams were incorporated into the bottom structure. The FRP construction is water permeable – only the gel coat on the inside and outside surfaces make it water resistant. As small imperfections developed in the gel coat, particularly at the corners of the bronze plates where local stresses are high, water was allowed into the glass and caused the wood to deteriorate. This reduces the stiffness of the bottom and will tend to cause the propeller shaft to misalign when the boat is hanging by the fall. When the engine is started, the shaft will rub and make a squealing noise. Then the boat is released in the water, the misalignment goes away.

The canopy is strong enough to take the boat being rolled over, or pounded by the waves, but is not strong enough to survive impact with a supply boat, or similar. The representative from Ryan/Alexander equated a lifeboat to an eggshell: it keeps stuff in and out, but can be easily damaged by abuse.

Both boats (Watercraft and Whittaker) are self-righting in the undamaged condition and the crew belted in. In the damaged (flooded) condition, neither boat will self-right. Newer boats will self-right in the damaged condition, owing to foam flotation installed in the canopy.

The boats are designed to hold and keep safe its occupants until weather conditions permit them to disembark. They are not suited for being towed in heavy seas, not suited

Brian Lewis

to come alongside another vessel in a seaway, nor are they suited for beaching through the surf. For example, the "Rowan Gorilla 1" lifeboats were Survival System boats that easily survived 40 feet seas for a several days until it was calm enough to rescue the people.

There are four possibilities for water ingress on the boats used on the "Usumacinta":

1. Seawater connections and system for the engine cooling and the sprinkler system. The boat has a sprinkler system, and the engine is seawater cooled. The Whittaker boat has a wet exhaust system, where the cooling water is discharged overboard with the engine exhaust.

2. Each boat has a drain in the bottom, which is a USCG requirement. Normally, the drain has a metal cage on the outside of the hull with a float check ball that will close or at least reduce flow into the boat when it is in the water. Regulations require that a plug for the opening be kept adjacent, and a spare plug be provided as well.

3. Overboard discharge for the bilge pump. The Whittaker boat is fitted with a plug in the canopy that can be unscrewed and allow the hand bilge pump to be led overboard.

4. Hatches. Normally the access openings into the boat are capable of being closed weathertight, but if they are opened (for ventilation purposes, for example), they provide a large, ready opening for water ingress.

Attendance 1 May 2008, Ciudad del Carmen, Mexico

The lifeboats from the "Usumacinta" were examined on 1 May 2008 on the grounds of the maritime school "Fidena" in Ciudad del Carmen.

The following summarizes the results of the examination.

Whittaker Lifeboat (Lifeboat No. 1)

The boat was lifted from its resting place onto two sawhorses that held it about 3 feet above the ground, allowing the bottom of the boat to be examined.

Drain Plug

Seawater Connection for the engine cooling system and sprinkler system.

Brian Lewis

Stern tube

Rudder Stock

Bilge pump discharge port

Drain Plug - The cage in way of the bottom plug was missing its rubber float check, however, the manual plug was inserted and was watertight. The bilge of the boat was filled with water up to a level of about three inches below the bottom level of seats (approximately 30 inches deep, providing ample head to test the tightness of the plug. There was no appreciable leakage observed. A small drop of water formed during the 15-20 minutes the boat was on the sawhorses. When the boat was put in the water, there was no measurable change in the water in the bottom of the boat during the 20-30 minutes it was in the water.

Seawater Connection for the engine cooling system and sprinkler system. This connection was open to the sea when the boat was placed in the water. There was a length of hose attached to the water pump which was then connected to a tee for the engine cooling system and sprinkler system. This connection was found to be broken (taken apart or slipped apart) so the end of the hose was open to the sea. If the engine was running when the connection was broken, then, there would be ample opportunity to flood the boat. This connection is inside the engine box and therefore would have been concealed during the incident. Water would have appeared to emanate from the bottom of the engine box.

The volume of the lifeboat interior in the lower part, to a depth of two feet is estimated to be about 400 gallons. The water pump capacity is 130 gallons per hour. This gives a filling rate of about 8 inches per hour.

Brian Lewis

Figure 2 – Discharge from Sprinkler Pump

The open-ended hose with two metal bands (hose clamps) to the right is the discharge from the sprinkler pump (which is submerged in this photo). Originally, the metal pipe to the left would have been inserted into this hose and the two hose clamps tightened. The hose with the green stripe leading off to the right goes to the engine cooling system.

Stern tube - The propeller shaft is run through the stern tube to the propeller. It is lined with a rubber bearing and at the inboard end of the stern tube, which is inside the boat, is fitted with packing and a gland. Under normal operating conditions, this gland leaks very slightly. When the boat was examined on the sawhorses, the outboard end of the stern tube was dry and there was no evidence of leakage through this opening.

Rudder Stock - The upper end of the rudderstock was above the level of the water in the bilge. During the time the boat was in the water, there was no evidence of leakage at this point.

Bilge pump discharge port - This fitting is located in the canopy amidships on the port side and consists of a short pipe with a screwed plug. A spanner is needed to open this fitting. The retaining lanyard was found attached to the boat hull, but the spanner was missing.

Damage to boat. Above the gunwale, the canopy has been heavily damaged on the bow and starboard side back to almost the conning position. The forward window on the conning position is missing. Below the gunwale, there is superficial damage to the stern of the boat, just to starboard of centerline, and between the gunwale and the knuckle for an area about a foot wide and eight inches tall. The gel coat is cracked and the outer shell is cracked. When the boat was examined on the sawhorses, this area was dry. After the boat was pulled from the water, water dripped from the cracks. The cracks were at best 8-12 inches long and wide enough for perhaps a knife blade to pass, but not enough to cause a large amount of leakage. There was no evidence of damage to the inner shell of the boat in this area, so leakage through this cracked area would not cause any appreciable leakage into the boat.

The nameplate for this boat is missing. It was expected that this nameplate would be on the hull of the boat, but there was no indication that this plate was ever affixed to the hull. Will have to check with Alexander/Ryan to see where this plate should have been.

The rudder and rudder stock is bent to starboard, and one blade of the propeller is bent as well.

While doing the inspection, the seat belts were tried. The two parts consist of stiff nylon straps. One side has a buckle, resembling and airline seat belt. The flap of the buckle is spring loaded acts like a jam cleat. When the strap is fed through, a ridged portion of the flap engages the strap and acts to prevent it from being withdrawn. It was found that the flap fully engages at about a 30 degree angle to the non-moving portion of the buckle, and begins to disengage at an angle of 45 degrees. At 90 degrees, the buckle is fully disengaged and the strap may be easily withdrawn.

Watercraft Boat (Lifeboat No. 2)

This boat was damaged on the port bow, reportedly by someone attempting to rescue the occupants when it was beached, and therefore was not placed in the water. The boat was moved from its location and examined as closely as possible.

Brian Lewis

Otherwise, the hull of the exterior of the boat below the gunwale appeared to be in good condition. The boat was lifted with a sling (no spreader) bar. During this process, the boat did not appear to deform at all, indicating that the hull structure was still intact.

The canopy was almost completely destroyed.

The boat plug was found to be in place. The cage below the drain was missing its ball, just like the Whittaker boat.

The cooling system was visually inspected, and there was no sign of damage. The seawater strainer on the bottom was intact.

There was only one inch or so of water in the bilge.

There was damage to the skeg of the boat at the aft end. It was cracked from the keel upwards about 8-10 inches.

The propeller appeared to be undamaged.

The rudder was broken off just below the bottom of the rudder stock. Visual inspection suggests that it was failure due to brittle fracture, however, it is suggested that the fracture surface be more carefully examined.

Brian Lewis

Conclusions

The lifeboats were built to the USCG regulations found in 46 CFR Part 163 and were installed and inspected by the Coast Guard at the time of the construction of the "Usumacinta" (ex: Sabine V).

The lifeboats were built to the best standards of the day.

The Mexican Government accepted the lifeboats when the "Usumacinta was reflagged."

Available accident reports do not shed any light on the performance of the lifeboats during the incident.

Brian Lewis

Appendix 1
HSE Report OTO 96 009
Ocean Odyssey Emergency Evacuation
Analysis of Survivor Experiences

Appendix 2
ABS Lifeboat Survey Findings

Brian Lewis

Appendix 3
MAIB Safety Study 1/2001
Review of Lifeboat and Launching Systems' Accidents

Appendix 4
Lifeboat Incident Survey - 2000

Table of Contents

1.0 Objectives 188
2.0 Summary 188
3.0 Observations 189
3.1 Operating Manual 189
3.1.1 Rig Move (Field Move) 190
3.1.2 Setting Unit on Location 190
3.1.3 Normal Drilling Operations 190
3.1.4 Preparation for Storm with Skid Unit in Stowed Position 190
3.1.5 Preparation for Storm with Centerline Well 10' Aft of Platform 191
3.2 Soundings taken aboard the "Usumacinta" 191
3.3 Loading Information from "Usumacinta" 194
3.3.1 From whiteboard in Passageway 194
3.3.2 From whiteboard in Company office 197
3.3.3 Variable Load and Items not in original Light Ship Weight 198
3.4 Interviews with Personnel 201
3.4.1 Team 1 201
3.4.2 Team 2 201
3.4.3 Team 3 203
4.0 Conclusions 204
4.1 Loading 204
4.2 Center of Gravity 204
Appendix A - HECSALV Output 212

Brian Lee

1.0 Objectives

The tasks covered in this report include:

Task 2 - Develop HECSALV model

This is electronic method of calculating the reaction of Usumacinta to variations loads in the afloat and elevated conditions. It will allow accurate calculation of weight centers and tank volumes corrected for list and trim that will be needed in further analysis.

Task 14 - Determination of Variable Load on board Usumacinta

Take measurements of all accessible tank spaces in the hull. Estimate the weights of other variable loads on board including any dry bulk and other stores.

2.0 Summary

The purpose of this report is to attempt to reconstruct, to the extent possible, the loading condition of the rig at the time of the incident and calculate the Vertical, Longitudinal, and Transverse Centers of Gravity.

The "Usumacinta", self-elevating drilling unit was placed over the pony platform KAB-101 in the Bay of Campeche in October of 2007. Subsequent events resulted in damage to two of the wells on the platform, a fire, and damage to the rig.

Under normal conditions, the status of the rig (e.g., fuel, oil, water, cement, etc.) would be updated daily. It is necessary for the personnel on the rig to know the status of on the rig in order ensure that the rig is operated within the limits set by the Operating Manual. This information, if available, would be the best and most accurate way of determining the condition of the rig, however, it was not available at the time this report was written. In its absence, the loading information for the rig has been developed through five sources:

1. Whiteboards on board the rig in the Company Office and in the passageway outside the Company Office. This office is located on the Upper Deck, aft port corner.

2. Soundings taken by ABS Consulting personnel on 15 March 2008 of accessible tanks. Not all sounding tubes were accessible due to flooding water in compartments below

Brian Lee

decks, debris on deck, and other obstacles.

3. Soundings taken by ABS Consulting personnel on 11 April 2008. For the same reasons mentioned above, not all tanks were sounded. Tanks with sounding tubes below the main deck were not sounded because there was no lighting below deck and the gas-free condition of spaces below deck was known.

4. Soundings taken by PEMEX

5. Interviews with personnel who served on the "Usumacinta".

A model of the rig was made in HECSALV, an industry standard naval architectural and salvage program, and the information taken from the various sources was entered. The output was a listing of the tank loads and the rig's center of gravity. A copy of the full report is found in Appendix A

Comparison of the calculated variable load and center of gravity to the limitations set in the Operating manual found:

1. The variable load and center of gravity were within limits for moving the rig (field move) from SINAN-C to KAB-101.

2. The variable load was within the limits for jacking.

3. The variable load and center of gravity with within limits for normal drilling, both with the cantilever in the stowed position and extended as measured on board.

4. The variable load was within limits for the storm conditions given, but the longitudinal and transverse centers of gravity were not.

3.0 Observations

3.1 Operating Manual

The Operating Manual for the "Usumacinta" that was made available is dated (latest date) July 29, 1983 and is for the "Sabine V" which is the former name of the rig. The following information about the loading of the rig for various weather conditions follows.

Limitations imposed during operations are listed below.

Brian Lewis

3.1.1 Rig Move (Field Move)

1. Maximum KG, corrected for free surface is 17.0 feet above the baseline.
2. Maximum variable load is 2,500 kips.

3.1.2 Setting Unit on Location

1. Mat to be raised to minimum (1'-9") separation.
2. Seas (swell plus wave) to be less than 7'-0".
3. Maximum draft for jacking 9'-3 $^{21}/_{32}$" which gives a maximum variable load of 2,500 kips.

3.1.3 Normal Drilling Operations

1. Equalizing valves to be kept open: 2P/10P, 2S/10S, and 10P/10S.
2. Maximum variable load 4,208 kips.
3. Variable load includes:
   a. Drill Water
   b. Salt Water
   c. Fuel Oil
   d. Drill Pipe
   e. Drill Collars
   f. Riser Tension
   g. Casting
   h. BOP
   i. Hook load (maximum 750 kips)
   j. Rotary Load (Rotary Load plus Riser Tension maximum 500 kips)
   k. Setback Load
   l. Wet Mud
   m. Bulk Mud
   n. Sack Material
   o. Cement
   p. Sewage Tank
   q. Miscellaneous Stores and Weight

   Note: Potable (Fresh) Water is not included in the above list, but is included in the Sample Calculations.

3.1.4 Preparation for Storm with Skid Unit in Stowed Position

1. Remove all weights from skid: hook, rotary, and setback loads.
2. Total variable load may not be greater than 3,208 kips.

3. LCG of variable load plus skid unit in stowed condition is to be 110.514 feet aft of forward perpendicular.
4. Elevation of platform must be in accordance with Table 1-2. (based on the 70 knot wind condition and water depth, this is a minimum of 32 feet and a maximum of 52 feet.

3.1.5 Preparation for Storm with Centerline Well 10' Aft of Platform

1. Elevation of platform must be in accordance with Table 1-2.
2. Remove hook, rotary, and setback loads.
3. Maximum variable load 2,378 kips.
4. LCG of variable load plus skid unit is to be 109.30 feet aft of forward perpendicular.
5. TCG is to be 0.

Note – The forward perpendicular is at the forward end of the platform (not the mat).

3.2 Soundings taken aboard the "Usumacinta"

Soundings of accessible tanks were taken on March 15, 2008, March 26, 2008 and April 10, 2008. Soundings taken on March 15 and April 10 were made by ABS Consulting personnel. Soundings taken on March 26 were taken by PEMEX (PEMEX memo SSPC-1570-2008. dated 30 April 2008). During the period of time between the soundings, it was reported that dewatering and other operations had taken place. It is not known which tanks or compartments were pumped nor what the remaining levels were. Since the lower deck of the rig was not accessible, liquid levels could not be checked.

Table 1 is a summary of the soundings that were taken.

Table 1 – Soundings taken on March 15, 2008, March 26, 2008 and April 10, 2008

Tank/ Compartment	3/15/08 Soundings		3/26/08 Soundings		4/10/08 Soundings		Notes
	Feet	Inches	Feet	Inches	Feet	Inches	
Drill Water							
DW 2 P	6	0	6	0	Empty		
DW 2 S	6	8	7	0	7	1	
DW 10 P	15	9	10	0	6	2	
DW 10 S	11	10	7	0	3	11	

Table 1 – Soundings taken on March 15, 2008, March 26, 2008 and April 10, 2008

Tank/ Compartment	3/15/08 Soundings		3/26/08 Soundings		4/10/08 Soundings		Notes
	Feet	Inches	Feet	Inches	Feet	Inches	
Voids							
Void 1C	X		X		2	11	
Void 4 P	Empty		5	0	Empty		
Void 4 C	2	0	5	0	X		1
Void 4 S	Empty		4	0	Empty		
Void 5 C	X		X		X		
Void 6 P	Empty		Empty		Empty		
Void 6 C	X		X		X		
Void 6 S	Empty		Empty		Empty		
Void 7 P	X		X		X		
Void 7 S	Empty		X		X		
Void 8 P	Empty		X		Empty		
Void 8 S	Empty		X		Empty		
Void 9 C	6	0	X		X		
Void 11 C	X		15	0	14	6	2
Diesel Oil							
D/O 5 P	X		4	0	X		
D/O 5 S	5	9	Empty		X		
D/O Day Tank	X		X		X		
Em Gen	X		X		X		
Lubricating Oil							
Right Tk	X		X		X		
Center Tk	X		X		X		
Left Tk	X		X		X		
Oil Drain Tk	5	9	X		X		

Table 1 – Soundings taken on March 15, 2008, March 26, 2008 and April 10, 2008							
	3/15/08 Soundings		3/26/08 Soundings		4/10/08 Soundings		
Tank/ Compartment	Feet	Inches	Feet	Inches	Feet	Inches	Notes
Fresh Water							
F/W 1 P							3
F/W 1 S	10	9	10	0	9	7	3

Table 1 (Continued)– Soundings taken on March 15, 2008, March 26, 2008 and April 10, 2008							
	3/15/08 Soundings		3/26/08 Soundings		4/10/08 Soundings		
Tank/ Compartment	Feet	Inches	Feet	Inches	Feet	Inches	Notes
Salt Water							
S/W 3 P	4	3	Empty		Empty		
S/W 3 S	3	0	7	0	4	3	
S/W 9 P	X		X		X		
S/W 9 S	X		X		X		
Miscellaneous							
P Tank Fwd P	X		X		X		
P Tank Aft P	X		X		X		
P Tank Fwd S	X		X		X		
P Tank Aft S	X		X		X		
Waste Water	X		X		X		
Sewage Holding	X		X		X		
Active Mud P	10	8	4	0	X		4
Active Mud C	8	6	8	0	X		4
Active Mud S	6	4	8	0	X		4
Slugging Pit	8	6	X		X		4
Liq. Add. 750	X		X		X		
Liq. Add. 300	X		X		X		
Liq. Add. 1000	X		X		X		

Table 1 (Continued)– Soundings taken on March 15, 2008, March 26, 2008 and April 10, 2008

Tank/ Compartment	3/15/08 Soundings		3/26/08 Soundings		4/10/08 Soundings		Notes
	Feet	Inches	Feet	Inches	Feet	Inches	
Liq. Add. 500	X		X		X		
Cement Port	X		X		Empty		
Cement Stbd	X		X		X		

Notes:
1 Reportedly this void was filled before incident, however, there is a suspicion that this tank from water in the accommodations drained into this tank through leaks in the tanktop.
2 Oil or oily water mixture.
3 1P and 1S are connected by an equalizing valve. Only 1S has a sounding tube.
4 3/15/08 levels Based on pits being full based on lowest corner. It is not clear where the 3/26/08 soundings were taken.
5 "X" means a sounding was not taken.

Note 1 arose through discussions with Ron Madison. The lower accommodations area has several "wet spaces" (toilet, shower, etc.). These areas are tiled and even minor deterioration of the grout can cause leakage of water under the tile and above the steel deck, resulting in wastage of the deck and allowing water to drain from the lower deck into the void space.

Regarding Note 2: Void 11C is a normally dry tank and is not fitted to carry oil (no containment around tank vent nor flame screens on the vent, which are required by the Regulatory Authorities). One explanation why this void was filled with oil/oily water would be that it was used to hold the oil pumped from the flooded compartments below the main deck.

3.3 Loading Information from "Usumacinta"

3.3.1 From whiteboard in Passageway

During the attendance on the rig on March 15, 2008, information relating to the loading of the rig was taken from the whiteboards in the passageway outside the Company Office. Photos of this information were taken and appear below.

This information is not considered relevant due to the dates next to some of the figures going back to March, 2007. In addition, it is common practice to empty the mud pits prior to moving the rig. So therefore this information does not credibly bear against the condition of the rig at the time of the accident.

Barita (Barite Mud)

Silo 1 – Lleno (full)

Silo 2 – Lleno (full)

Silo3 – 180 (sacks) = 9 mt. (@ 50 kg/sack 9/3/07)

Silo 3 – 300 sacos(sacks) = 15 mt (@ 50 kg/sack 12/3/07)

Silo 4 – Lleno (full)

Presas (Mud Pit)	Nivel (level)	Obsv.
Presa 1	1.52x130	5'-0"
Presa 2	1.48x270	2'-7"
Presa 3	1.51x110	7' 6"
P. Bache		3'
P. Acent (seat?)	26	1.54 x 130
Pozo (well?)	Sinan-52	C-1

"Presa" (Presa = Reservoir) is no doubt the mud pit.. There are three pits (Presa 1-3) plus one slugging pit (P. Bache). "P. Acente" is probably the trip tank. "Pozo" is the well.

Cmto. (Cement)

Silo 1 – "Dosif. Tons" (20 tons)

Silo 2 – 0

The photos in Figures 1 and 2, below, were used as the source this information.

Brian Lee

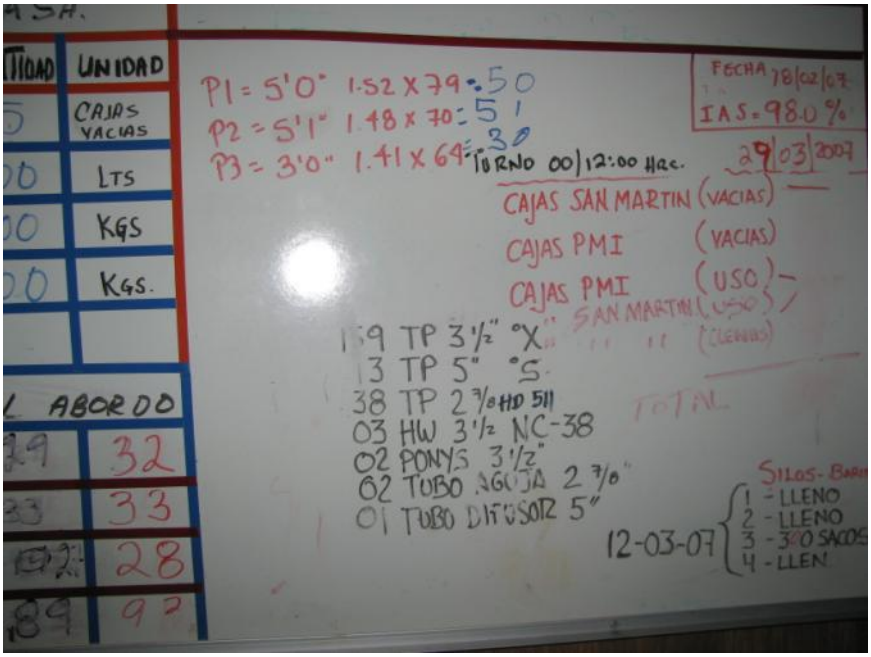


Figure 1 - White Board in Passageway outside Company Office.

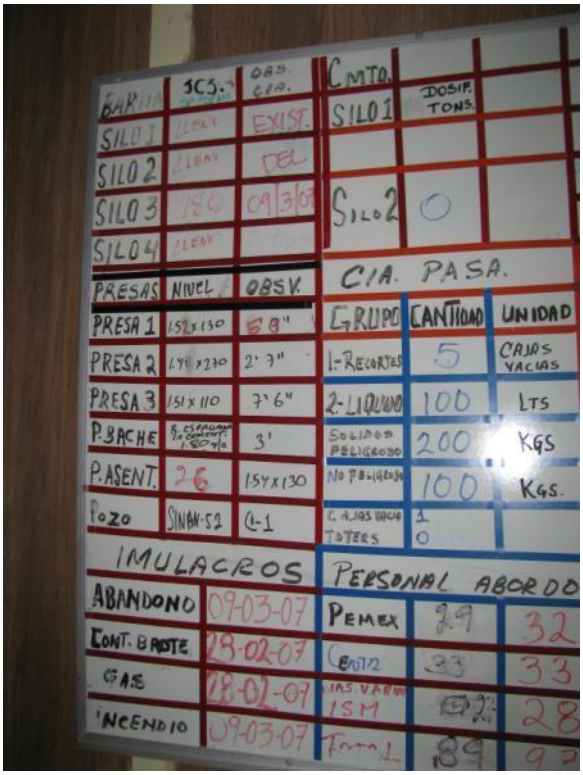


Figure 2 - White Board in Passageway outside Company Office.

3.3.2 From whiteboard in Company office

During attendance on April 10, 2008, more information on the loading of the platform was found on the whiteboard in the Company Office. This information, although sketchy (and undated), appears credible. Missing are other variable loads, such as sack material, stores, ballast, and food.

Barita (Barite Mud) – 0

Cemento (Cement) – 0

A. Perf'n. (Drill Water)– 173 m^3

A. Potable (Potable Water) – 98 m^3

Diesel – 128 m^3

The information was taken from the upper right corner of the whiteboard. See the Figure 3, below.

Figure 3 - White Board inside Company Office.

3.3.3 Variable Load and Items not in original Light Ship Weight

There have been a number of modifications to the rig since the original light ship weight for the rig was determined. In addition, there were a number of loads which were significant (such as the spool of drill wire) on board. These were captured during the attendance on the rig on April 10, 2008. The modifications and variable loads that could be identified were:

1. Welding Shack, located just aft of the helideck on the starboard side (Figure 4).
2. Accommodations Module, located outboard of the Welding Shack (Figure 5).
3. Storage Platforms, located above the Upper Deck aft of the Cement tanks.
4. Flare Booms (port and starboard.
5. BOP and Ram Set on Main Deck, Starboard Side.

6. Spool of Drill wire on Main Deck, Starboard Side
7. Pipes in storage rack on Main Deck
8. Miscellaneous pipe and equipment on Main Deck.

These items were treated as either variable loads or variable light ship loads. Table 2 shows the estimated weight and center of gravity of the variable load items:

Table 2

Variable Loads and Items not in Original Light Ship

Item	Weight, kips	VCG, ft above Baseline	LCG, ft aft Forward Perpendicular	TCG, ft to Port (-) or Starboard (+) of Centerline
Welding Shack	10	44	20	20
Accommodation Module	6	44	22	25
Storage Platforms	20	50	50	0
2 Flare Booms (Stowed)	20	40	100	0
BOP and Ram Set	50	22	90	49
Drill Wire Spool	30	24	76	38
Pipes in Storage Rack	10	21	110	38
Misc. Pipe & Equip't.	10	20	100	0

Figure 4 - Welding Shack, located in the center of the photo, behind the person in the yellow jumpsuit

Figure 5 - Accommodations Module and Storage Platforms

The Accommodations Module is the vertically corrugated container on the right hand side of the picture below the crane boom. The storage platforms can be seen behind the cylindrical cement tanks. The center platform appears to be damaged.

3.4 Interviews with Personnel

The following was extracted from interviews with personnel on board the "Usumacinta" at the time of the incident. Where information relating to the loading of the rig was mentioned, it is included here.

The general sense taken from these interviews was that there was no ballast, mud, cement, or chemicals on board the rig at the time of the incident.

3.4.1 Team 1

T1 Nicolás Flores Loubet (MM).doc

Evaluate in the SIOP whether the loading and balancing procedure before moving the cantilever was carried out according to the manual. (The SIOP file and copies of Section 6 of the manual titled *Positioning the Unit in Location* are attached.)

He wonders why the cantilever was moved if the variable load wasn't complete. He mentions that, according to Pages 6-9 of the manual copies, when the platform is in the secured position, "once final lock-off has been completed, the platform variable load may be increased from jacking variable load of 212 kips to a maximum of 3212 kips prior to placing skip unit in drilling position. The skip unit is to be moved to drilling position prior to increasing platform load about 3212 kips."*

They slid the cantilever on Sunday morning. That same afternoon, the rig mover and three experienced ship engineers left, leaving the ship engineer, who was being trained.

3.4.2 Team 2

AT2Seconds Interview - CarlosBlas (JAJ)_eng.doc

In his opinion it should have been "ballasted" (platform balanced) or the cantilever should not have been taken out knowing that a storm was approaching or at least the cantilever should have been retracted.

Brian Lee

T2 Domingo Corona (AC).doc

The Captain, together with the Operator (Juan Luis Martínez and another – both deceased) are responsible for filling and emptying the ballasts to balance the platform; He isn't sure, but believes that the ballast was removed before navigation (he is almost sure because he has assisted in other occasions).

T2 Gabriel Gonzalez (AC dupl).doc

The platform did not have weight; pipeline, barite, mud, etc., had not arrived yet (material to intervene well) it is unknown if ballast had been filled (sea water).

T2 Juan Gabriel Rodriguez eng (AC).doc

Activities prior to positioning, in transit and after positioning:

When the movement is performed, all hose lines are disconnected and a space is made between the railings, so that the cantilever can get through; they have to remove the ladders. They are in charge of checking the jack-up's mechanism and the hydraulic jacks to insert the cantilever. He was responsible for inserting the cantilever; PEMEX offloads all the chemical material. On October 18th handed over the platform to Central; it was elevated all the time and in the SINAN-C well.

The emergency ladders are raised and placed above. So are the deep water pumps. He comments that the 200 fire prevention pump had engine failure and they had taken it apart to send it for repairs.

*** There were some chemical containers, but the PEMEX personnel didn't need to be there. ***

He doesn't know if the ballast tanks had water or not. *** But they hadn't brought the pump down to fill the ballast. ***

*** "They never should have taken the cantilever out because the platform becomes over-weighted". The Maintenance [super]intendent told him that on Sunday they were obliged by PEMEX to take the cantilever out; they plumbed the KAB-103. He doesn't understand why thy extracted the cantilever knowing that bad weather was approaching. The other would be to raise (jack-up) ***

The previous day they had raised the deep water pump (they have 2 of 100).

Brian Lee

T2 Luis Medina (AC).doc

He commented: Before navigating the weight was taken away; mud had to be cleaned away from the shakers with a shovel putting it in special waste boxes that they are lowered to ships. The ships were taken the tubing that was not used, mud, cement, dirty water. Once finished, the equipment is delivered to Central.

A ship with metal bars was getting closer but it was not received because Central had not delivered the Platform.

He comments that the deep well pump was not at hand, so during the incident a curtain of water was not provided, and there was not any way to activate the firefighting net.

There were no means to fill in the ballast tanks in the platform (sea water tanks). Because the deep well pump was not in place.

He was on the drilling area, because the Second (Martin Zuñiga) asked to him to check to see that the rotating table was at plumb, aligned with the well that they were to intervene.

T2 Pastor García (AC).doc

*** He worried because the deck was not loaded (heavy).*** Liquids, piping (everything), sludge, diesel, chemicals, and so on. The Central ship engineer is the one who balances the deck, including ballast handling. There was no ballast because the deep water pump was not fixed in yet.

3.4.3 Team 3

AT3Entrevista Fernando AugustoCervera_eng.doc

"Yes, the fact of the weather conditions being a small factor contributing to the platforms hitting and another because more ballast wasn't taken to equip the platform."

T3 Nicolas Gonzales Alvarado rev 1rjc additions.doc

Los sistemas de Seguridad la Compañía Vallen desconectaron los equipos. Ciertas áreas tenían desconectados alarmas y luces (No es normal con el sistema desconectado) I remember that Nicolas also mentioned that the ballast tanks were not emptied and the USumacinta transferred with full ballast tanks.

T3Entrevista Gilberto Bote 1_eng CB.doc

The ballast tanks were filled (before extending the Cantilever?).

The tanks were full.

None of the material (cement rods, diesel, mud) had arrived yet.

4.0 Conclusions

4.1 Loading

The loading estimate for the rig is taken from three sources:

1. Information on the whiteboard in the Company Man's Office. Although it is undated, it appears to be reasonable and is the only available written source of information.
2. Variable Deck Load estimate taken during the attendance to the rig on April 10, 2008.
3. Information from interviews of personnel. This information confirmed the absence of mud, cement, drill pipe, ballast, etc.
4. In addition, small variable loads (e.g., lubricating oil) were estimated.

4.2 Center of Gravity

The HECSALV model was used to determine the longitudinal center of gravity (LCG) and transverse center of gravity (TCG) of the rig, based on the loading information given above, plus some additional estimates of stores on board. This information was put into the form of a calculation using the same format as the Operating Manual.

The calculations were done for the rig with the cantilever stowed and skidded out as found during the various attendances to the rig. In the stowed position, the drawing in the Operations Manual show that the forward end of the cantilever beam is 4 feet aft Frame 10. During attendance on the rig, the forward end of the cantilever beam was measured as 52 feet aft of Frame 10 (aft face of the accommodations). In the stowed position, the forward end of the cantilever is 4 feet aft of Frame 10. Therefore, based on measurements, the drilling equipment was skidded out 48 feet.

Figure 6 gives the HECSALV output for the rig, with the cantilever skidded in. This shows the approximate condition of the rig when it was moved from SINAN-C to KAB-101 (Field Move).

Brian Lewis

Tables 3 and 4 give the variable load calculation, using information derived in this report. Of interest are the Longitudinal center of Gravity (LCG) and Transverse Center of Gravity (TCG) as they have significance when the rig is jacked up out of the water.

With the drilling package in the stowed position (cantilever skidded in), the LCG and TCG calculated are 102.90 feet aft of the forward perpendicular and 1.06 feet to starboard, respectively. The forward perpendicular is the forward-most point on the hull (does not include the helideck) and is used as the reference point on this rig.

With the cantilever skidded out 48 feet, the LCG and TCG are 120.12 feet aft the forward perpendicular and 1.06 feet to starboard of the centerline.

The loading condition gives an estimated variable load of 1052.6 kips.

Item	Estimate		Restrictions from Operating Manual			
	Cantilever, Stowed	Cantilever, Skidded out 48 ft	Moving Condition (Field Move)	Normal Drilling Operation	Storm, Cantilever Stowed	Storm, Cantilever Skidded Out
Variable load, kips	1052.6	1052.6	2,500	4208.0	3208.0	2378.0
LCG, ft aft FP	102.90	127.12	No Req't.	No Req't.	110.51	109.3
TCG, ft from CL (+=stbd)	1.06	1.06	No Req't	No Req't.	0.0	0.0
VCG, feet above Baseline	15.92		17.0 max	No Req't	No Req't	No Req't

Notes:

1. Baseline is bottom of platform hull.
2. VCG is the VCG plus Free surface Correction (FSC), that is, 15.4+0.52 = 15.92 ft

Brian Lewis

ABS MCRC
Usumacinta

HECSALV 7.8.0

Intact Trim and Stability Summary
With Drilling Package Skidded In

Item	Weight kips	VCG ft	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSMom ft-LT
Light Ship	10,736.13	31.45	91.04A	0.15P	---
Constant	10,292.09	-0.52	100.23A	0.20P	300
Compartments	0.00	---	---	---	---
Mat	0.00	---	---	---	---
Drill Water	381.51	1.65	92.83A	0.00S	2,695
Voids	0.00	---	---	---	---
Diesel Oil	241.62	3.31	91.39A	1.47P	1,609
Lube Oil	19.10	2.25	131.29A	22.98S	26
Fresh Water	216.05	5.28	20.89A	0.00	503
SW Ballast	0.00	---	---	---	---
Misc. Tanks	3.66	1.82	55.00A	6.69P	1
Misc. Weights	156.00	30.54	77.32A	27.18S	0
Displacement	22,046.16	15.40	94.61A	0.03S	5,135

Stability Calculation			**Trim Calculation**		
KMt	46.98	ft	LCF Draft	7.64	ft
VCG	15.40	ft	LCB (even keel)	94.19A	ft-FP
GMt (Solid)	31.57	ft	LCF	89.89A	ft-FP
FSc	0.52	ft	MT1in	413	ft-LT/in
GMt (Corrected)	31.05	ft	Trim	0.83	ft-A
			List	0S	deg
Specific Gravity	1.02500				
Hull calcs from tables			Tank calcs from tables		

Drafts		
Draft at F.P.	7.16	ft
Draft at M.S.	7.58	ft
Draft at A.P.	8.00	ft
Draft at FwdMarks	7.16	ft
Draft at Mid Marks	7.58	ft
Draft at AftMarks	8.00	ft

Figure 6 – HECSALV Output for Loading Condition with Cantilever Skidded in. This corresponds roughly with the condition of the rig when it was moved

Brian Lee

Table 3

Variable Load Calculation (Cantilever in Stowed Position)

Item	Weight kips	LCG ft-FP	Moment kip-ft	TCG ft-CL	Moment kip-ft	VCG ft-BL	Moment kip-ft
DW 2 P	78.0	20.89	1629.0	-24.44	-1905.8	1.65	128.7
DW 2 S	78.0	20.89	1629.0	24.44	1905.8	1.65	128.7
F/W 1 P/S	216.1	20.89	4513.3	0.00	0.0	5.28	1140.7
S/W 3 P	0.0	34.17	0.0	-38.74	0.0	0.00	0.0
S/W 3 S	0.0	34.17	0.0	38.74	0.0	0.00	0.0
F/O 5 P	109.8	92.50	10153.7	-39.00	-4281.0	0.84	92.2
F/O 5 S	109.8	92.50	10153.7	39.00	4281.0	0.84	92.2
S/W 9 P	0.0	142.00	0.0	-37.00	0.0	0.00	0.0
S/W 9 S	0.0	142.00	0.0	37.00	0.0	0.00	0.0
Oil Drain Tk.	16.8	133.00	2231.7	24.95	418.7	1.25	21.0
DW 10 P	112.8	142.58	16080.2	-55.00	-6202.9	1.65	186.1
DW 10 S	112.8	142.58	16080.2	55.00	6202.9	1.65	186.1
Sewage Tank	**3.7**	**55.00**	**201.3**	**-6.69**	**-24.5**	**1.82**	**6.7**
Waste Water Tank	**0.0**	**55.00**	**0.0**	**2.50**	**0.0**	**0.00**	**0.0**
F/O Day Tank	11.6	128.25	1487.7	-18.00	-208.8	11.24	130.4
L/O Left Tk	**0.8**	**116.77**	**89.9**	**8.73**	**6.7**	**9.50**	**7.3**
L/O Center Tk	**0.8**	**118.97**	**92.8**	**8.73**	**6.8**	**9.50**	**7.4**
L/O Right Tk	**0.8**	**121.17**	**94.5**	**8.73**	**6.8**	**9.50**	**7.4**

Note: Items in **boldface** are estimates in the absence of other information..

Brian Lee

Table 3 (Continued)

Variable Load Calculation (Cantilever in Stowed Position)

Liquid Additive Storage							
750 Gallon Tk (LT)	0.0	20.63	0.0	16.46	0.0	34.08	0.0
300 Gallon Tk (LC)	0.0	18.50	0.0	18.28	0.0	34.07	0.0
1000 Gallon Tk (RC)	0.0	17.21	0.0	15.93	0.0	34.08	0.0
500 Gallon Tk (RT)	0.0	14.71	0.0	16.46	0.0	34.08	0.0
Pipe Rack: OTB-Port	0.0	90.67	0.0	-40.50	0.0		0.0
Inb'd Port	0.0	100.83	0.0	-15.50	0.0		0.0
Inb'd Stbd	0.0	100.83	0.0	15.50	0.0		0.0
Outb'd-Stbd	10.0	90.67	906.7	40.50	405.0		0.0
Active Mud: Port	0.0	84.00	0.0	-20.00	0.0	1.00	0.0
CL	0.0	83.11	0.0	0.56	0.0	1.00	0.0
Stbd	0.0	84.00	0.0	20.00	0.0	1.00	0.0
Slugging Pit	0.0	92.00	0.0	-5.00	0.0	1.00	0.0
Mud P.Tank Port-Fwd	0.0	73.75	0.0	-40.50	0.0	5.15	0.0
Stbd-Fwd	0.0	73.75	0.0	40.50	0.0	5.15	0.0
Port-Aft	0.0	86.75	0.0	-40.50	0.0	5.15	0.0
Stbd-Aft	0.0	86.75	0.0	40.50	0.0	5.15	0.0
Cement P-Tank: Port	0.0	35.00	0.0	-6.50	0.0	55.62	0.0
Stbd	0.0	35.00	0.0	6.50	0.0	55.62	0.0
Galley/Refr. Stores	**30.0**	**47.10**	**1413.0**	**-9.08**	**-272.4**	**21.57**	**647.1**
Sack Storage	0.0	65.59	0.0	-1.47	0.0	5.50	0.0
Store Room P	**2.5**	**148.92**	**372.3**	**-37.14**	**-92.9**	**8.65**	**21.6**
Aux Mach Rm P	**2.0**	**109.17**	**218.3**	**-42.04**	**-84.1**	**8.76**	**17.5**
P-Tank Rm. P	**0.1**	**61.32**	**6.1**	**-44.84**	**-4.5**	**8.75**	**0.9**
FOD Tk for Em Gen	10.5	27.20	284.8	-13.86	-145.1	46.45	486.3
Misc. 5k and Over							
Welding Shack	10.0	20.00	200.0	20.00	200.0	44.00	440.0
Accom. Module	6.0	22.00	132.0	25.00	150.0	44.00	264.0
Storage Platforms	20.0	50.00	1000.0	0.00	0.0	50.00	1000.0
Flare Booms	20.0	100.00	2000.0	0.00	0.0	40.00	800.0

Table 3 (Continued)

Variable Load Calculation (Cantilever in Stowed Position)

Drill Wire	30.0	76.00	2280.0	38.00	1140.0	24.00	720.0
BOP and Ram Set	50.0	90.00	4500.0	49.00	2450.0	22.00	1100.0
Miscellaneous	10.0	100.00	1000.0	-15.00	-150.0	22.00	220.0
Total Moving Load	1052.6	74.82	78750.3	3.61	3801.788	7.46	7852.3
Lower Skid Unit	376.7	115.95	43681.8	-1.16	-437.0	29.38	11068.3
Upper Skid Unit	695.3	138.35	96197.5	-1.61	-1119.5	64.55	44882.9
Total Moving + Skid Load	2124.6	102.90	218629.7	1.06	2245.316	30.03	63803.51

Table 4

Variable Load Calculation (Cantilever Skidded out 48 feet)

Item	Weight kips	LCG ft-FP	Moment kip-ft	TCG ft-CL	Moment kip-ft	VCG ft-BL	Moment kip-ft
DW 2 P	78.0	20.89	1629.0	-24.44	-1905.8	1.65	128.7
DW 2 S	78.0	20.89	1629.0	24.44	1905.8	1.65	128.7
F/W 1 P/S	216.1	20.89	4513.3	0.00	0.0	5.28	1140.7
S/W 3 P	0.0	34.17	0.0	-38.74	0.0	0.00	0.0
S/W 3 S	0.0	34.17	0.0	38.74	0.0	0.00	0.0
F/O 5 P	109.8	92.50	10153.7	-39.00	-4281.0	0.84	92.2
F/O 5 S	109.8	92.50	10153.7	39.00	4281.0	0.84	92.2
S/W 9 P	0.0	142.00	0.0	-37.00	0.0	0.00	0.0
S/W 9 S	0.0	142.00	0.0	37.00	0.0	0.00	0.0
Oil Drain Tk.	16.8	133.00	2231.7	24.95	418.7	1.25	21.0
DW 10 P	112.8	142.58	16080.2	-55.00	-6202.9	1.65	186.1
DW 10 S	112.8	142.58	16080.2	55.00	6202.9	1.65	186.1
Sewage Tank	**3.7**	**55.00**	**201.3**	**-6.69**	**-24.5**	**1.82**	**6.7**
Waste Water Tank	**0.0**	**55.00**	**0.0**	**2.50**	**0.0**	**0.00**	**0.0**
F/O Day Tank	11.6	128.25	1487.7	-18.00	-208.8	11.24	130.4
L/O Left Tk	**0.8**	**116.77**	**89.9**	**8.73**	**6.7**	**9.50**	**7.3**
L/O Center Tk	**0.8**	**118.97**	**92.8**	**8.73**	**6.8**	**9.50**	**7.4**
L/O Right Tk	**0.8**	**121.17**	**94.5**	**8.73**	**6.8**	**9.50**	**7.4**

Brian Lee

Table 4 (Continued)

Variable Load Calculation (Cantilever Skidded out 48 feet)

Item	Weight kips	LCG ft-FP	Moment kip-ft	TCG ft-CL	Moment kip-ft	VCG ft-BL	Moment kip-ft
Liquid Additive Storage							
750 Gallon Tk (LT)	0.0	20.63	0.0	16.46	0.0	34.08	0.0
300 Gallon Tk (LC)	0.0	18.50	0.0	18.28	0.0	34.07	0.0
1000 Gallon Tk (RC)	0.0	17.21	0.0	15.93	0.0	34.08	0.0
500 Gallon Tk (RT)	0.0	14.71	0.0	16.46	0.0	34.08	0.0
Pipe Rack: OTB-Port	0.0	90.67	0.0	-40.50	0.0		0.0
Inb'd Port	0.0	100.83	0.0	-15.50	0.0		0.0
Inb'd Stbd	0.0	100.83	0.0	15.50	0.0		0.0
Outb'd-Stbd	10.0	90.67	906.7	40.50	405.0		0.0
Active Mud: Port	0.0	84.00	0.0	-20.00	0.0	1.00	0.0
CL	0.0	83.11	0.0	0.56	0.0	1.00	0.0
Stbd	0.0	84.00	0.0	20.00	0.0	1.00	0.0
Slugging Pit	0.0	92.00	0.0	-5.00	0.0	1.00	0.0
Mud P.Tank Port-Fwd	0.0	73.75	0.0	-40.50	0.0	5.15	0.0
Stbd-Fwd	0.0	73.75	0.0	40.50	0.0	5.15	0.0
Port-Aft	0.0	86.75	0.0	-40.50	0.0	5.15	0.0
Stbd-Aft	0.0	86.75	0.0	40.50	0.0	5.15	0.0
Cement P-Tank: Port	0.0	35.00	0.0	-6.50	0.0	55.62	0.0
Stbd	0.0	35.00	0.0	6.50	0.0	55.62	0.0
Galley/Refr. Stores	**30.0**	**47.10**	**1413.0**	**-9.08**	**-272.4**	**21.57**	**647.1**
Sack Storage	0.0	65.59	0.0	-1.47	0.0	5.50	0.0
Store Room P	**2.5**	**148.92**	**372.3**	**-37.14**	**-92.9**	**8.65**	**21.6**
Aux Mach Rm P	**2.0**	**109.17**	**218.3**	**-42.04**	**-84.1**	**8.76**	**17.5**
P-Tank Rm. P	**0.1**	**61.32**	**6.1**	**-44.84**	**-4.5**	**8.75**	**0.9**
FOD Tk for Em Gen	10.5	27.20	284.8	-13.86	-145.1	46.45	486.3
Misc. 5k and Over							
Welding Shack	10.0	20.00	200.0	20.00	200.0	44.00	440.0

Table 4 (Continued)

Variable Load Calculation (Cantilever Skidded out 48 feet)

Item	Weight kips	LCG ft-FP	Moment kip-ft	TCG ft-CL	Moment kip-ft	VCG ft-BL	Moment kip-ft
Accom. Module	6.0	22.00	132.0	25.00	150.0	44.00	264.0
Storage Platforms	20.0	50.00	1000.0	0.00	0.0	50.00	1000.0
Flare Booms	20.0	100.00	2000.0	0.00	0.0	40.00	800.0
Drill Wire	30.0	76.00	2280.0	38.00	1140.0	24.00	720.0
BOP and Ram Set	50.0	90.00	4500.0	49.00	2450.0	22.00	1100.0
Miscellaneous	10.0	100.00	1000.0	-15.00	-150.0	22.00	220.0
Total Moving Load	1052.6	74.82	78750.3	3.61	3801.788	7.46	7852.3
Lower Skid Unit	376.7	163.95	61764.9	-1.16	-437.0	29.38	11068.3
Upper Skid Unit	695.3	186.35	129572.9	-1.61	-1119.5	64.55	44882.9
Total Moving + Skid Load	2124.6	127.12	270088.1	1.06	2245.316	30.03	63803.51

Appendix A - HECSALV Output

ABS MCRC
Usumacinta

HECSALV 7.8.0

Intact Trim and Stability Summary
With Drilling Package Skidded In

Item	Weight kips	VCG ft	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSMom ft-LT
Light Ship	10,736.13	31.45	91.04A	0.15P	---
Constant	10,292.09	-0.52	100.23A	0.20P	300
Compartments	0.00	---	---	---	---
Mat	0.00	---	---	---	---
Drill Water	381.51	1.65	92.83A	0.00S	2,695
Voids	0.00	---	---	---	---
Diesel Oil	241.62	3.31	91.39A	1.47P	1,609
Lube Oil	19.10	2.25	131.29A	22.98S	26
Fresh Water	216.05	5.28	20.89A	0.00	503
SW Ballast	0.00	---	---	---	---
Misc. Tanks	3.66	1.82	55.00A	6.69P	1
Misc. Weights	156.00	30.54	77.32A	27.18S	0
Displacement	22,046.16	15.40	94.61A	0.03S	5,135

Stability Calculation			**Trim Calculation**		
KMt	46.98	ft	LCF Draft	7.64	ft
VCG	15.40	ft	LCB (even keel)	94.19A	ft-FP
GMt (Solid)	31.57	ft	LCF	89.89A	ft-FP
FSc	0.52	ft	MT1in	413	ft-LT/in
GMt (Corrected)	31.05	ft	Trim	0.83	ft-A
			List	0S	deg
Specific Gravity	1.02500				
Hull calcs from tables			Tank calcs from tables		

Drafts		
Draft at F.P.	7.16	ft
Draft at M.S.	7.58	ft
Draft at A.P.	8.00	ft
Draft at FwdMarks	7.16	ft
Draft at Mid Marks	7.58	ft
Draft at AftMarks	8.00	ft

ABS MCRC
Usumacinta

HECSALV 7.8.0

Tankage and Cargo Summary
With Drilling Package Skidded In

Compartments

	Weight	%	Capacity	VCG	LCG	TCG	FSmom	Density	Volume		API	Temp
	kips	Full	kips	ft-BL	ft-FP	ft-CL	ft-LT	kips/ft3	m3	bbls	Gravity	deg F
Quarters Area	0.00	0.0	1,941.26	0.00	30.98A	6.82S	0	0.06399	0.00	0.00	----	60.0
Mud Pit Rm	0.00	0.0	1,312.42	3.33	177.16A	5.00P	0	0.06399	0.00	0.00	----	60.0
Mud Pump Rm	0.00	0.0	1,860.83	0.00	98.80A	6.84P	0	0.06399	0.00	0.00	----	60.0
Machinery Rm	0.00	0.0	1,048.37	5.00	139.50A	0.00P	0	0.06399	0.00	0.00	----	60.0
Store Rm P	0.00	0.0	331.91	5.00	142.00A	37.00P	0	0.06399	0.00	0.00	----	60.0
Distiller Rm S	0.00	0.0	331.91	5.00	142.00A	37.00S	0	0.06399	0.00	0.00	----	60.0
Aux Machinery P	0.00	0.0	420.00	5.00	110.50A	39.00P	0	0.06399	0.00	0.00	----	60.0
Compressor Rm	0.00	0.0	420.00	5.00	110.50A	39.00S	0	0.06399	0.00	0.00	----	60.0
P Tank P	0.00	0.0	415.75	5.00	76.00A	39.00P	0	0.06399	0.00	0.00	----	60.0
P Tank S	0.00	0.0	415.75	5.00	76.00A	39.00S	0	0.06399	0.00	0.00	----	60.0
Totals	0.00	0.0	8,498.21	0.00	78.50A	0.00	0.00	0.06243	0.00	0.00		

Mat

	Weight	%	Capacity	VCG	LCG	TCG	FSmom	Density	Volume		API	Temp
	kips	Full	kips	ft-BL	ft-FP	ft-CL	ft-LT	kips/ft3	m3	bbls	Gravity	deg F
Perm Buoy 1C	0.00	0.0	1,131.05	-11.75	6.70A	0.00P	0	0.06243	0.00	0.00	----	60.0
Perm Buoy 3C	0.00	0.0	2,253.45	-11.75	129.73A	0.00	0	0.06243	0.00	0.00	----	60.0
Perm Buoy 3P	0.00	0.0	367.19	-11.75	129.17A	65.14P	0	0.06243	0.00	0.00	----	60.0
Perm Buoy 3S	0.00	0.0	367.19	-11.75	129.17A	65.14S	0	0.06243	0.00	0.00	----	60.0
Leg Port	0.00	0.0	67.35	-11.75	139.00A	55.00P	0	0.06243	0.00	0.00	----	60.0
Leg Stbd	0.00	0.0	67.35	-11.75	139.00A	55.00S	0	0.06243	0.00	0.00	----	60.0
Forward Leg	0.00	0.0	57.69	-11.75	12.00A	0.00S	0	0.06243	0.00	0.00	----	60.0
Totals	0.00	0.0	4,311.26	0.00	78.50A	0.00	0.00	0.06243	0.00	0.00		

Brian Lee

ABS MCRC
Usumacinta

HECSALV 7.8.0

Tankage and Cargo Summary
With Drilling Package Skidded In

Drill Water

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3	Volume bbls	API Gravity	Temp deg F
DW 2 P	77.98	18.3	426.11	1.65	20.89A	24.44P	628	0.06243	35.37	222.47	---	60.0
DW 2 S	77.98	18.3	426.11	1.65	20.89A	24.44S	628	0.06243	35.37	222.47	---	60.0
DW 10 P	112.78	18.3	616.27	1.65	142.58A	55.00P	719	0.06243	51.15	321.76	---	60.0
DW 10 S	112.78	18.3	616.27	1.65	142.58A	55.00S	719	0.06243	51.15	321.76	---	60.0
Totals	381.51	18.3	2,084.76	1.65	92.83A	0.00S	2,694.84	0.06243	173.05	1,088.45		

Voids

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
Void 1C	0.00	0.0	258.24	0.00	5.20A	0.00P	0	0.06243	0.00
Void 4 P	0.00	0.0	99.11	0.00	49.00A	39.00P	0	0.06243	0.00
Void 4 C	0.00	0.0	515.74	0.00	42.29A	0.10P	0	0.06243	0.00
Void 4 S	0.00	0.0	99.11	0.00	49.00A	39.00S	0	0.06243	0.00
Void 5 C	0.00	0.0	293.66	0.00	66.00A	0.00S	0	0.06243	0.00
Void 6 P	0.00	0.0	230.11	0.00	80.45A	51.43P	0	0.06243	0.00
Void 6 C	0.00	0.0	73.42	0.00	84.00A	0.00P	0	0.06243	0.00
Void 6 S	0.00	0.0	230.11	0.00	80.45A	51.43S	0	0.06243	0.00
Void 7 P	0.00	0.0	199.40	0.00	114.59A	11.11P	0	0.06243	0.00
Void 7 S	0.00	0.0	201.89	0.00	110.50A	20.00S	0	0.06243	0.00
Void 8 P	0.00	0.0	510.73	0.00	112.04A	55.21P	0	0.06243	0.00
Void 8 S	0.00	0.0	510.73	0.00	112.04A	55.21S	0	0.06243	0.00
Void 9 C	0.00	0.0	421.77	0.00	140.07A	2.19P	0	0.06243	0.00
Void 11 C	0.00	0.0	330.37	0.00	154.50A	0.00S	0	0.06243	0.00
Totals	0.00	0.0	3,974.38	0.00	78.50A	0.00	0.00	0.06243	0.00

ABS MCRC
Usumacinta

HECSALV 7.8.0

Tankage and Cargo Summary
With Drilling Package Skidded In

Diesel Oil

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
D/O 5 P	109.77	33.5	327.67	0.84	92.50A	39.00P	803	0.05343	58.17
D/O 5 S	109.77	33.5	327.67	0.84	92.50A	39.00S	803	0.05343	58.17
D/O Day Tank	11.60	98.0	11.84	11.24	128.25A	18.00P	4	0.05343	6.15
Em Gen	10.47	98.0	10.69	46.45	27.20A	13.86P	0	0.05343	5.55
Totals	241.62	35.6	677.87	3.31	91.39A	1.47P	1,609.49	0.05343	128.05

Lube Oil

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
Right Tk	0.78	50.0	1.55	9.50	121.17A	8.73S	0	0.05700	0.39
Center Tk	0.78	50.0	1.55	9.50	118.97A	8.73S	0	0.05700	0.39
Left Tk	0.77	50.0	1.55	9.50	116.77A	8.73S	0	0.05700	0.38
Oil Drain Tk	16.78	50.0	33.56	1.25	133.00A	24.95S	26	0.05700	8.34
Totals	19.10	50.0	38.21	2.25	131.29A	22.98S	26.32	0.05700	9.49

Fresh Water

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
F/W 1 P/S	216.05	58.7	368.05	5.28	20.89A	0.00	503	0.06243	98.00
Totals	216.05	58.7	368.05	5.28	20.89A	0.00	502.94	0.06243	98.00

Brian Lewis

ABS MCRC
Usumacinta

HECSALV 7.8.0

Tankage and Cargo Summary
With Drilling Package Skidded In

SW Ballast

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
S/W 3 P	0.00	0.0	230.81	0.00	34.17A	38.74P	0	0.06243	0.00
S/W 3 S	0.00	0.0	230.81	0.00	34.17A	38.74S	0	0.06243	0.00
S/W 9 P	0.00	0.0	129.46	0.00	142.00A	37.00P	0	0.06243	0.00
S/W 9 S	0.00	0.0	127.95	0.00	142.00A	37.00S	0	0.06243	0.00
Totals	0.00	0.0	719.03	0.00	78.50A	0.00	0.00	0.06243	0.00

Misc. Tanks

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
P Tank Fwd P	0.00	0.0	106.85	5.15	73.75A	40.50P	0	0.13484	0.00
P Tank Aft P	0.00	0.0	106.85	5.15	86.75A	40.50P	0	0.13484	0.00
P Tank Fwd S	0.00	0.0	106.85	5.15	73.75A	40.50S	0	0.13484	0.00
P Tank Aft S	0.00	0.0	106.85	5.15	86.75A	40.50S	0	0.13484	0.00
Waste Water	0.00	0.0	27.74	0.00	55.00A	2.50S	0	0.06243	0.00
Sewage Holding	3.66	49.9	7.33	1.82	55.00A	6.69P	1	0.06243	1.66
Active Mud P	0.00	0.0	367.27	1.00	84.00A	20.00P	0	0.12719	0.00
Active Mud C	0.00	0.0	330.55	1.00	83.11A	0.56S	0	0.12719	0.00
Active Mud S	0.00	0.0	367.27	1.00	84.00A	20.00S	0	0.12719	0.00
Slugging Pit	0.00	0.0	37.10	1.00	92.00A	5.00P	0	0.12719	0.00
Liq. Add. 750	0.00	0.0	6.59	34.08	20.63A	16.46S	0	0.06569	0.00
Liq. Add. 300	0.00	0.0	2.63	34.07	18.50A	18.28S	0	0.06569	0.00
Liq. Add. 1000	0.00	0.0	8.78	34.08	17.21A	15.93S	0	0.06569	0.00
Liq. Add. 500	0.00	0.0	4.39	34.08	14.71A	16.46S	0	0.06569	0.00
Cement Tank P	0.00	0.0	93.64	55.62	35.00A	6.50P	0	0.06243	0.00
Cement Tank S	0.00	0.0	93.64	55.62	35.00A	6.50S	0	0.06243	0.00
Totals	3.66	0.2	1,774.35	1.82	55.00A	6.69P	1.45	0.06243	1.66

ABS MCRC
Usumacinta

HECSALV 7.8.0

Tankage and Cargo Summary
With Drilling Package Skidded In

Constant

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
Perm Flood 1P	920.99	100.0	920.99	-6.75	12.48A	37.86P	0	0.06243	417.76
Perm Flood 1S	920.99	100.0	920.99	-6.75	12.48A	37.86S	0	0.06243	417.76
Perm Flood 2P	1,891.80	100.0	1,891.80	-6.75	72.33A	58.78P	0	0.06243	858.11
Perm Flood 2S	1,891.80	100.0	1,891.80	-6.75	72.33A	58.78S	0	0.06243	858.11
Perm Flood 4P	1,779.92	100.0	1,779.92	-6.75	166.60A	75.83P	0	0.06243	807.36
Perm Flood 4S	1,779.92	100.0	1,779.92	-6.75	166.60A	75.83S	0	0.06243	807.36
Lower Skid Unit	376.73	100.0	376.73	29.38	115.95A	1.16P	0	0.06243	170.88
Upper Skid Unit	695.32	100.0	695.32	64.55	138.35A	1.61P	0	0.06243	315.39
Stores	30.00	100.0	30.00	21.57	47.10A	9.08P	0	0.20000	4.25
Sack Storage	0.00	0.0	60.00	5.50	65.59A	1.47P	0	0.20000	0.00
Store Room P	2.50	50.0	5.00	8.65	148.92A	37.14P	100	0.20000	0.35
Aux Mach Rm P	2.00	50.0	4.00	8.76	109.17A	42.04P	100	0.20000	0.28
P-Tank Rm. P	0.10	25.0	0.40	8.75	61.32A	44.84P	100	0.20000	0.01
Totals	10,292.09	99.4	10,356.89	-0.52	100.23A	0.20P	300.00	0.06257	4,657.62

Misc. Weights

	Weight kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Fwd Bound ft-FP	Aft Bound ft-FP
Welding Shack	10.00	44.00	20.00A	20.00S	0.00	3.60A	36.40A
Accom. Module	6.00	44.00	22.00A	25.00S	0.00	5.60A	38.40A
Storage Platforms	20.00	50.00	50.00A	0.00	0.00	33.60A	66.40A
Flare Booms	20.00	40.00	100.00A	0.00	0.00	83.60A	116.40A
Drill Wire	30.00	24.00	76.00A	38.00S	0.00	59.60A	92.40A
BOP and Ram Se	50.00	22.00	90.00A	49.00S	0.00	62.10A	94.90A
Pipe in Stbd Rack	10.00	22.00	95.00A	45.00S	0.00	78.60A	111.40A
Miscellaneous	10.00	22.00	100.00A	15.00P	0.00	83.60A	116.40A
Totals	156.00	30.54	77.32A	27.18S	0.00		

Brian Lee

ABS MCRC
Usumacinta

HECSALV 7.8.0

Intact Trim and Stability Summary
With Drilling Package Skidded Out

Item	Weight kips	VCG ft	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSMom ft-LT
Light Ship	10,736.13	31.45	91.04A	0.15P	---
Constant	9,220.04	-6.65	96.72A	0.05P	300
Compartments	0.00	---	---	---	---
Mat	0.00	---	---	---	---
Drill Water	381.51	1.65	92.83A	0.00S	2,695
Voids	0.00	---	---	---	---
Diesel Oil	241.62	3.31	91.39A	1.47P	1,609
Lube Oil	19.10	2.25	131.29A	22.98S	26
Fresh Water	216.05	5.28	20.89A	0.00	503
SW Ballast	0.00	---	---	---	---
Misc. Tanks	3.66	1.82	55.00A	6.69P	1
Misc. Weights	1,228.05	49.44	166.13A	2.23S	0
Displacement	22,046.17	15.40	96.97A	0.03S	5,135

Stability Calculation			**Trim Calculation**		
KMt	46.98	ft	LCF Draft	7.64	ft
VCG	15.40	ft	LCB (even keel)	94.19A	ft-FP
GMt (Solid)	31.57	ft	LCF	89.89A	ft-FP
FSc	0.52	ft	MT1in	413	ft-LT/in
GMt (Corrected)	31.05	ft	Trim	5.52	ft-A
			List	0S	deg
Specific Gravity	1.02500				
Hull calcs from tables			Tank calcs from tables		

Drafts		
Draft at F.P.	4.48	ft
Draft at M.S.	7.24	ft
Draft at A.P.	10.00	ft
Draft at FwdMarks	4.48	ft
Draft at Mid Marks	7.24	ft
Draft at AftMarks	10.00	ft

Brian Lee

ABS MCRC
Usumacinta

HECSALV 7.8.0

Tankage and Cargo Summary
With Drilling Package Skidded Out

Compartments

	Weight	%	Capacity	VCG	LCG	TCG	FSmom	Density	Volume		API	Temp
	kips	Full	kips	ft-BL	ft-FP	ft-CL	ft-LT	kips/ft3	m3	bbls	Gravity	deg F
Quarters Area	0.00	0.0	1,941.26	0.00	30.98A	6.82S	0	0.06399	0.00	0.00	---	60.0
Mud Pit Rm	0.00	0.0	1,312.42	3.33	177.16A	5.00P	0	0.06399	0.00	0.00	---	60.0
Mud Pump Rm	0.00	0.0	1,860.83	0.00	98.80A	6.84P	0	0.06399	0.00	0.00	---	60.0
Machinery Rm	0.00	0.0	1,048.37	5.00	139.50A	0.00P	0	0.06399	0.00	0.00	---	60.0
Store Rm P	0.00	0.0	331.91	5.00	142.00A	37.00P	0	0.06399	0.00	0.00	---	60.0
Distiller Rm S	0.00	0.0	331.91	5.00	142.00A	37.00S	0	0.06399	0.00	0.00	---	60.0
Aux Machinery P	0.00	0.0	420.00	5.00	110.50A	39.00P	0	0.06399	0.00	0.00	---	60.0
Compressor Rm	0.00	0.0	420.00	5.00	110.50A	39.00S	0	0.06399	0.00	0.00	---	60.0
P Tank P	0.00	0.0	415.75	5.00	76.00A	39.00P	0	0.06399	0.00	0.00	---	60.0
P Tank S	0.00	0.0	415.75	5.00	76.00A	39.00S	0	0.06399	0.00	0.00	---	60.0
Totals	0.00	0.0	8,498.21	0.00	78.50A	0.00	0.00	0.06243	0.00	0.00		

Mat

	Weight	%	Capacity	VCG	LCG	TCG	FSmom	Density	Volume		API	Temp
	kips	Full	kips	ft-BL	ft-FP	ft-CL	ft-LT	kips/ft3	m3	bbls	Gravity	deg F
Perm Buoy 1C	0.00	0.0	1,131.05	-11.75	6.70A	0.00P	0	0.06243	0.00	0.00	---	60.0
Perm Buoy 3C	0.00	0.0	2,253.45	-11.75	129.73A	0.00	0	0.06243	0.00	0.00	---	60.0
Perm Buoy 3P	0.00	0.0	367.19	-11.75	129.17A	65.14P	0	0.06243	0.00	0.00	---	60.0
Perm Buoy 3S	0.00	0.0	367.19	-11.75	129.17A	65.14S	0	0.06243	0.00	0.00	---	60.0
Leg Port	0.00	0.0	67.35	-11.75	139.00A	55.00P	0	0.06243	0.00	0.00	---	60.0
Leg Stbd	0.00	0.0	67.35	-11.75	139.00A	55.00S	0	0.06243	0.00	0.00	---	60.0
Forward Leg	0.00	0.0	57.69	-11.75	12.00A	0.00S	0	0.06243	0.00	0.00	---	60.0
Totals	0.00	0.0	4,311.26	0.00	78.50A	0.00	0.00	0.06243	0.00	0.00		

ABS MCRC
Usumacinta

HECSALV 7.8.0

Tankage and Cargo Summary
With Drilling Package Skidded Out

Drill Water

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3	Volume bbls	API Gravity	Temp deg F
DW 2 P	77.98	18.3	426.11	1.65	20.89A	24.44P	628	0.06243	35.37	222.47	---	60.0
DW 2 S	77.98	18.3	426.11	1.65	20.89A	24.44S	628	0.06243	35.37	222.47	---	60.0
DW 10 P	112.78	18.3	616.27	1.65	142.58A	55.00P	719	0.06243	51.15	321.76	---	60.0
DW 10 S	112.78	18.3	616.27	1.65	142.58A	55.00S	719	0.06243	51.15	321.76	---	60.0
Totals	381.51	18.3	2,084.76	1.65	92.83A	0.00S	2,694.84	0.06243	173.05	1,088.45		

Voids

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
Void 1C	0.00	0.0	258.24	0.00	5.20A	0.00P	0	0.06243	0.00
Void 4 P	0.00	0.0	99.11	0.00	49.00A	39.00P	0	0.06243	0.00
Void 4 C	0.00	0.0	515.74	0.00	42.29A	0.10P	0	0.06243	0.00
Void 4 S	0.00	0.0	99.11	0.00	49.00A	39.00S	0	0.06243	0.00
Void 5 C	0.00	0.0	293.66	0.00	66.00A	0.00S	0	0.06243	0.00
Void 6 P	0.00	0.0	230.11	0.00	80.45A	51.43P	0	0.06243	0.00
Void 6 C	0.00	0.0	73.42	0.00	84.00A	0.00P	0	0.06243	0.00
Void 6 S	0.00	0.0	230.11	0.00	80.45A	51.43S	0	0.06243	0.00
Void 7 P	0.00	0.0	199.40	0.00	114.59A	11.11P	0	0.06243	0.00
Void 7 S	0.00	0.0	201.89	0.00	110.50A	20.00S	0	0.06243	0.00
Void 8 P	0.00	0.0	510.73	0.00	112.04A	55.21P	0	0.06243	0.00
Void 8 S	0.00	0.0	510.73	0.00	112.04A	55.21S	0	0.06243	0.00
Void 9 C	0.00	0.0	421.77	0.00	140.07A	2.19P	0	0.06243	0.00
Void 11 C	0.00	0.0	330.37	0.00	154.50A	0.00S	0	0.06243	0.00
Totals	0.00	0.0	3,974.38	0.00	78.50A	0.00	0.00	0.06243	0.00

ABS MCRC
Usumacinta

HECSALV 7.8.0

Tankage and Cargo Summary
With Drilling Package Skidded Out

Diesel Oil

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
D/O 5 P	109.77	33.5	327.67	0.84	92.50A	39.00P	803	0.05343	58.17
D/O 5 S	109.77	33.5	327.67	0.84	92.50A	39.00S	803	0.05343	58.17
D/O Day Tank	11.60	98.0	11.84	11.24	128.25A	18.00P	4	0.05343	6.15
Em Gen	10.47	98.0	10.69	46.45	27.20A	13.86P	0	0.05343	5.55
Totals	241.62	35.6	677.87	3.31	91.39A	1.47P	1,609.49	0.05343	128.05

Lube Oil

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
Right Tk	0.78	50.0	1.55	9.50	121.17A	8.73S	0	0.05700	0.39
Center Tk	0.78	50.0	1.55	9.50	118.97A	8.73S	0	0.05700	0.39
Left Tk	0.77	50.0	1.55	9.50	116.77A	8.73S	0	0.05700	0.38
Oil Drain Tk	16.78	50.0	33.56	1.25	133.00A	24.95S	26	0.05700	8.34
Totals	19.10	50.0	38.21	2.25	131.29A	22.98S	26.32	0.05700	9.49

Fresh Water

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
F/W 1 P/S	216.05	58.7	368.05	5.28	20.89A	0.00	503	0.06243	98.00
Totals	216.05	58.7	368.05	5.28	20.89A	0.00	502.94	0.06243	98.00

ABS MCRC
Usumacinta

HECSALV 7.8.0

Tankage and Cargo Summary
With Drilling Package Skidded Out

SW Ballast

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
S/W 3 P	0.00	0.0	230.81	0.00	34.17A	38.74P	0	0.06243	0.00
S/W 3 S	0.00	0.0	230.81	0.00	34.17A	38.74S	0	0.06243	0.00
S/W 9 P	0.00	0.0	129.46	0.00	142.00A	37.00P	0	0.06243	0.00
S/W 9 S	0.00	0.0	127.95	0.00	142.00A	37.00S	0	0.06243	0.00
Totals	0.00	0.0	719.03	0.00	78.50A	0.00	0.00	0.06243	0.00

Misc. Tanks

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
P Tank Fwd P	0.00	0.0	106.85	5.15	73.75A	40.50P	0	0.13484	0.00
P Tank Aft P	0.00	0.0	106.85	5.15	86.75A	40.50P	0	0.13484	0.00
P Tank Fwd S	0.00	0.0	106.85	5.15	73.75A	40.50S	0	0.13484	0.00
P Tank Aft S	0.00	0.0	106.85	5.15	86.75A	40.50S	0	0.13484	0.00
Waste Water	0.00	0.0	27.74	0.00	55.00A	2.50S	0	0.06243	0.00
Sewage Holding	3.66	50.0	7.33	1.82	55.00A	6.69P	1	0.06243	1.66
Active Mud P	0.00	0.0	367.27	1.00	84.00A	20.00P	0	0.12719	0.00
Active Mud C	0.00	0.0	330.55	1.00	83.11A	0.56S	0	0.12719	0.00
Active Mud S	0.00	0.0	367.27	1.00	84.00A	20.00S	0	0.12719	0.00
Slugging Pit	0.00	0.0	37.10	1.00	92.00A	5.00P	0	0.12719	0.00
Liq. Add. 750	0.00	0.0	6.59	34.08	20.63A	16.46S	0	0.06569	0.00
Liq. Add. 300	0.00	0.0	2.63	34.07	18.50A	18.28S	0	0.06569	0.00
Liq. Add. 1000	0.00	0.0	8.78	34.08	17.21A	15.93S	0	0.06569	0.00
Liq. Add. 500	0.00	0.0	4.39	34.08	14.71A	16.46S	0	0.06569	0.00
Cement Tank P	0.00	0.0	93.64	55.62	35.00A	6.50P	0	0.06243	0.00
Cement Tank S	0.00	0.0	93.64	55.62	35.00A	6.50S	0	0.06243	0.00
Totals	3.66	0.2	1,774.35	1.82	55.00A	6.69P	1.45	0.06243	1.66

ABS MCRC
Usumacinta

HECSALV 7.8.0

Tankage and Cargo Summary
With Drilling Package Skidded Out

Constant

	Weight kips	% Full	Capacity kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Density kips/ft3	Volume m3
Perm Flood 1P	920.99	100.0	920.99	-6.75	12.48A	37.86P	0	0.06243	417.76
Perm Flood 1S	920.99	100.0	920.99	-6.75	12.48A	37.86S	0	0.06243	417.76
Perm Flood 2P	1,891.80	100.0	1,891.80	-6.75	72.33A	58.78P	0	0.06243	858.11
Perm Flood 2S	1,891.80	100.0	1,891.80	-6.75	72.33A	58.78S	0	0.06243	858.11
Perm Flood 4P	1,779.92	100.0	1,779.92	-6.75	166.60A	75.83P	0	0.06243	807.36
Perm Flood 4S	1,779.92	100.0	1,779.92	-6.75	166.60A	75.83S	0	0.06243	807.36
Lower Skid Unit	0.00	0.0	376.73	29.38	115.95A	1.16P	0	0.06243	0.00
Upper Skid Unit	0.00	0.0	695.32	64.55	138.35A	1.61P	0	0.06243	0.00
Stores	30.00	100.0	30.00	21.57	47.10A	9.08P	0	0.20000	4.25
Sack Storage	0.00	0.0	60.00	5.50	65.59A	1.47P	0	0.20000	0.00
Store Room P	2.50	50.0	5.00	8.65	148.92A	37.14P	100	0.20000	0.35
Aux Mach Rm P	2.00	50.0	4.00	8.76	109.17A	42.04P	100	0.20000	0.28
P-Tank Rm. P	0.10	25.0	0.40	8.75	61.32A	44.84P	100	0.20000	0.01
Totals	9,220.04	89.0	10,356.89	-6.65	96.72A	0.05P	300.00	0.06259	4,171.34

Misc. Weights

	Weight kips	VCG ft-BL	LCG ft-FP	TCG ft-CL	FSmom ft-LT	Fwd Bound ft-FP	Aft Bound ft-FP
Welding Shack	10.00	44.00	20.00A	20.00S	0.00	3.60A	36.40A
Accom. Module	6.00	44.00	22.00A	25.00S	0.00	5.60A	38.40A
Storage Platforms	20.00	50.00	50.00A	0.00	0.00	33.60A	66.40A
Flare Booms	20.00	40.00	100.00A	0.00	0.00	83.60A	116.40A
Lower Skid Unit D	376.73	29.38	163.95A	1.16P	0.00	152.22A	185.02A
Upper Skid Unit D	695.32	64.55	186.35A	1.61P	0.00	169.95A	202.75A
Drill Wire	30.00	24.00	95.00A	40.00S	0.00	78.60A	111.40A
BOP and Ram Se	50.00	22.00	91.00A	49.00S	0.00	62.10A	94.90A
Pipe in Stbd Rack	10.00	22.00	95.00A	45.00S	0.00	78.60A	111.40A
Miscellaneous	10.00	22.00	100.00A	15.00P	0.00	83.60A	116.40A
Totals	1,228.05	49.44	166.13A	2.23S	0.00		

Battelle
The Business of Innovation

Battelle's Activities

Special reports Prepared by Battelle in Support of the Usumacinta Root Cause Analysis

N225

Brian Lewis

1) Mandarinas Shell Material Characterization
Dr. Mark Perry et al

Brian Lee

ANNEX N 3

MATERIAL TESTING OF MANDARINAS

Scope

It had been identified that the evacuation and safety systems may be included in the range of causative and contributory factors of the Usumacinta-KAB101 incident. Investigation of material structural properties and potential material weathering degradation of the Mandarinas after the rig was abandoned was conducted to identify supporting evidence as a causative and contributory factor of the incident. Two different Mandarinas were utilized in the evacuation of the Usumacinta during the KAB101 incident. These included a Watercraft American Mandarina and a Whittaker (now Survival Systems International) Mandarina. The Watercraft America was an enclosed Mandarina of 8 m (26.25 ft) in length with USCG Approval Number 160.035/475/1, Serial Number EL26-716/5/82, for 44 persons, dated 5/27/82. The boat was motor-propelled and fitted with keel cooling, making the cooling system independent of seawater. The Whittaker enclosed Mandarina was 5.8 m (19 ft) in length and included a fire protection sprinkler system and limited supplied breathing air cylinders. The boat was motor-propelled with a seawater cooled engine fitted with a wet exhaust.

Material physical and mechanical characterization was conducted for two (2) specimens retrieved from the Mandarinas deployed in the evacuation of the Usumacinta rig during the KAB101 incident. It was assumed that specimen # 1 was collected from either the Watercraft or the Whittaker Mandarina, and that specimen # 2 was collected from the opposite Mandarina. The physical and mechanical properties from the two Mandarina specimens were compared against one another, and compared to published literature values for relevant material properties. A description of potential material degradation modes was presented. The measured material properties were characterized versus the potential degradation modes to identify potential evidence of material weathering degradation of the Mandarinas.

As throughout this set of investigations, the analysis has the common goal of identification of the steps that must be taken to reduce the chances of similar incidents and losses in the future. A discussion of prevailing standards, limitations, and recommendations was presented. There is continued opportunity for better standardization and global harmonization, including improved systems engineering and integration.

Summary Conclusions and Recommendations

As much material characterization data was collected as possible, however the data are presented with no replication due to the relative limited sample size. Both specimen # 1 and specimen #2 were manufactured from fiberglass reinforced, magnesium silicate filled, unsaturated aromatic polyester composite with a variety of surface coatings, both polyester and acrylic clear coat.

Brian Lewis

Both specimen #1 and #2 appear to be from the canopy, and not the hull, based on fiber weight percent and mechanical properties. Both specimen #1 and #2 indicate cracks initiating in the surface coating and propagating to the core composite. The surface coating of specimen #2 in particular may have been subsequently covered over with one or more coatings, perhaps during inspection and maintenance, with potential risk that recoating may hide surface indications of degradation or damage. There was no strong evidence of severe environmental degradation (no interfacial delamination, fiber ridging or prominence, or spalling) due to weathering, UV, seawater, or H_2S exposure.

Specimen #2 appears to have significantly poorer mechanical properties than specimen #1, most probably due to specimen #2 containing over 25% less fiber reinforcement than specimen #1. Given the assumed vintage of specimen #1 and #2 it is difficult to determine whether the prevailing (1998 USCG, 2004, 2007 HSE) material property requirements directly apply. However, in the majority of mechanical requirements, specimen #1 appears to be within reasonable range of the required properties, whereas specimen #2 properties are much poorer than the prevailing requirements. Nonetheless, the fiber content measured in specimen #2 met the 30 wt% requirement yet did not meet the prevailing mechanical property requirements. Without further history of specimen #2 it was not possible to determine whether specimen #2 met the as-built requirements for the particular vintage Mandarina.

A 2004 study indicated the greatest failure probability occurred after the Mandarina had safely reached the water whether in calm or stormy seas. A prevalent failure mode for the fiber reinforced composite material was the incidental impact damage to the Mandarina. It is recommended that design criteria continue to be studied and explored to consider fiber reinforced composite materials for improved impact resistance of the Mandarina. Another prevalent failure mode related to the corrosion and fretting erosion of the hook release mechanism. It is recommended that design criteria continue to be studied and explored to consider improved corrosion and erosion protection of the hook release mechanism.

In addition to specific design criteria improvements it is recommended that nondestructive inspection (NDI) and material condition health monitoring techniques be studied and explored to improve the examination, discovery, and repair of Mandarina fiber reinforced composite materials and hardware. Ultrasonic and thermographic NDI are recommended for inspection of Mandarina fiber reinforced composite materials and hardware. Microencapsulate damage indicator coatings are recommended for retrofitting existing Mandarina fiber reinforced composite materials for condition health monitoring to indicate incidental impact damage.

Other opportunities for improvement exist with respect to the design, deployment, and maintenance of Mandarina fiber reinforced composite materials and hardware. There is opportunity for improved inspection, audit, maintenance, and repair, including NDI and condition based health monitoring of equipment. There is opportunity for improved material selection and validation against more realistic operating conditions, including incidental impact, lifecycle weathering, and environmental exposure. This could include correlation of accelerated

Brian Lee

laboratory weathering to instrumented outdoor weathering. The hook release mechanism may present an opportunity for improved material selection and design. Improved manuals, training, and operational drills are recommended areas for continuous improvement. Future developments may include simulated trainers (analogous to flight simulators) or potentially autonomous (robot) Mandarina drills. There is continued opportunity for better standardization and global harmonization, including improved systems engineering and integration.

Material Characterization

Material characterization included both physical and mechanical measurement. Physical characterization included visual inspection, density, weight percent inorganic constituents, cross sectional microscopy, lamella thickness, morphology including particulates, fibers, and voids, coating surface adhesion, spectroscopic identification of constituent materials, and thermal properties as indirect evidence of degradation or damage. Mechanical characterization included tensile for warp and weft at ambient, elevated and subambient temperature, compressive, flexural, short beam interlaminar shear, and open hole tensile properties.

Specimens

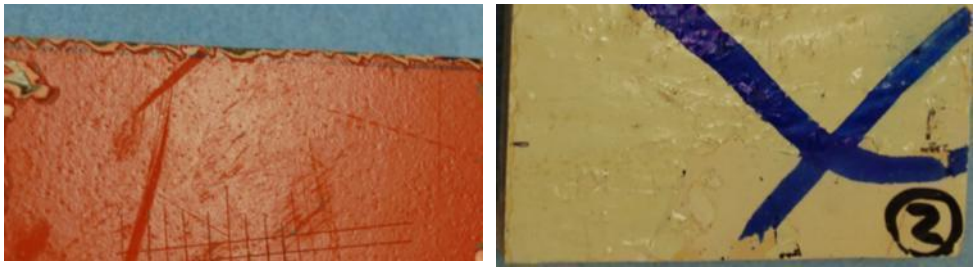
Two specimens of fiber reinforced composite panels from the Mandarinas deployed in the evacuation of the Usumacinta rig were provided and labeled as # 1 and # 2. It was assumed that specimen # 1 was collected from either the Watercraft or the Whittaker Mandarina, and that specimen # 2 was collected from the opposite Mandarina. The fiber reinforced composite specimens were first trimmed and roughly squared using a band saw. Specimen #1 was approximately 28 x 28 x 0.75 cm (11 x 11 x 0.3 inches) with one side coated with a bright orange coating (outboard coating) and the other with a light blue coating (inboard coating). Specimen #2 was approximately 27 x 27 x 1 cm (10.5 x 10.5 x 0.4 inches) with a bright orange outboard coating and an off-white inboard coating. Figure NNP-1 illustrates the outboard and inboard views of specimen #1. Figure NNP-2 illustrates the outboard and inboard views of specimen #2.

Specimen #1 Outboard Coating

Specimen #1 Inboard Coating

Figure NNP-1 Photograph of the outboard and inboard views of specimen #1

Brian Lee



Specimen #2 Outboard Coating Specimen #2 Inboard Coating

Figure NNP-2 Photograph of the outboard and inboard views of specimen #2

Potential General Failure Modes for Fiber Reinforced Composite Materials

There are three main categories of causes of premature failure of a composite structure;

- design errors including material selection,
- fabrication errors, and
- in-use damage including environmental exposure degradation and incidental damage.

Composite material properties are unique in combining dissimilar materials to provide a synergistic improvement in the overall structure. Because of the inherent nature of combining dissimilar materials, composite material structural design must consider the nonhomogeneous, anisotropic (directionally dependent) properties, as well as the interfacial properties between dissimilar materials. Composite material properties rely on both the properties of the individual constituent materials and on the configuration or architecture designed for the fabricated part. For example, the properties and design performance of a woven fabric, toughened epoxy composite material rudder will be much different than the chopped strand fiber, spray up unsaturated polyester composite material hatch cover. Structural design must consider anisotropic material properties, geometry, loads, stress concentrations, and unique failure modes and failure propagation modes, such as interfacial delamination of resin from fiber, microbuckling of fiber, impact induced crack propagation by stress corrosion and fatigue.

Engineering design safety factors must consider variability in raw materials and fabrication. For example, composite resins often require mixing at the point of dispensing of base resins, crosslinkers, chain extenders, additives such as ultraviolet (UV) inhibitors, and curing agents. Off ratio mixes may not be readily apparent to quality assurance (QA) inspection, and may lead to reduced lifecycle, environmental degradation, and premature failure of the composite material. Fabrication variability may include incorrect fiber orientation, incorrect weight percent fiber, localized nonuniform fiber shifting, incorrect molding pressure, temperature, or curing time.

Composite material lifecycle depends strongly on the exposure conditions, including UV, moisture, salt, chemical contamination, wind and particle erosion, cyclic fatigue, impact damage, and combinations of exposure stressors. For example, leading edge erosion of fiber reinforced composite, helicopter rotor blades is aggravated by sand particulates swept into the rotor flow

Brian Lee

pattern during takeoff and landing. Weathering of fiber reinforced composite panels is influenced by the combination of UV degradation and moisture absorption, leading to brittle failure of the composite material panel. Incidental damage may not indicate a visible defect, however a subsurface crack initiation site may lead to damage propagation and catastrophic failure. This may include such seemingly innocuous incidental damage as dropping a wrench on a carbon fiber reinforced, epoxy composite aircraft wing.

Further, material specific susceptibilities must be understood, and often susceptibility to damage and weathering is proportional to material cost. That is, more expensive materials can be designed for greater damage and degradation resistance.

Material Identification and Inspection

Infrared spectroscopy (IR) was used to identify the constituents of specimen #1 and #2 composite materials. A Digilab FTS 60A Fourier Transform Infrared Spectrometer (FTIR) operated at 8 cm-1 resolution using the Spectra-Tech "Split Pea" Attenuated Total Reflectance (ATR) accessory was used to analyze specimen #1 and #2. In some cases the KnowItAll® digital library from Digilab Inc. was used to aid in the identification of the constituents on the spectra.

Spectroscopy is the study of the interaction between radiation and matter as a function of wavelength, frequency or energy. The output is a spectrum of the resulting absorption or transmittance versus the source wavelength or frequency. Infrared spectroscopy uses infrared radiation to interrogate the specimen. All molecules have specific frequencies of rotation or vibration that correspond to discrete levels of energy. An IR spectrum is created by passing an IR beam through a specimen. The light that escapes the sample is analyzed to determine the amount of energy absorbed at the various wavelengths. From this, a spectrum showing the absorption or transmittance at various wavelengths is produced. As each bond type has a characteristic wavelength or frequency at which it absorbs, the analysis of the resulting spectrum can be used to identify a material or material composition.

Specimen #1 was an eight layered composite material including a light blue inboard layer and a bright orange outboard layer, each of which was coated with a clear covercoat. The inner composite material stack included distinct layers of gray colored resin matrix and light yellow colored resin matrix interspersed with several layers of white fiber reinforcements. Table NNP-1 summarizes the identification of the constituents of specimen #1 composite material.

Layer #	Description	Identification
1	Clear covercoat	Acrylic
2	Light blue inboard layer	Polyester-mineral filled
3	Gray inner layer	Polyester
4	Light yellow layer	Polyester
5	White fiber reinforcement	Fiberglass mat
6	Gray inner layer	Polyester

Brian Lewis

Layer #	Description	Identification
7	Bright orange outboard layer	Polyester-mineral filled
8	Clear covercoat	Acrylic

Table N-1 Identification of the constituents of specimen #1 composite material by FTIR

Figure NNP-3 and NNP-4 illustrate the ATR spectra for layer #1 and #8 of specimen #1 identified as acrylic clearcoat. Figure NNP-5 and Figure NNP-6 illustrate the ATR spectra for layer #2 and layer #7, respectively, of specimen #1 identified as magnesium silicate filled aromatic polyester. In several instances including that illustrated in Figure NNP-5 and Figure NNP-6, the spectra were actually combinations of several different materials, thus complicating the analysis. For example, the absorbance bands for magnesium silicate were the dominant bands in the spectra, which made it more difficult to identify the aromatic polyester resin. A more accurate identification would be possible and would require development of methods to chemically or spectrally separate the inorganic filler from the organic resin. Since magnesium silicate filled unsaturated polyester resins are common in fiber reinforced composite materials, no further separation was recommended. Figure NNP-7, Figure NNP-8, and Figure NNP-9 illustrate the ATR spectra for layer #3, layer #4, and layer #7, respectively, of specimen #1 identified as aromatic polyester. Figure NNP-10 illustrates the ATR spectra for layer #5 of specimen #1 identified as E-glass fiber reinforcement.

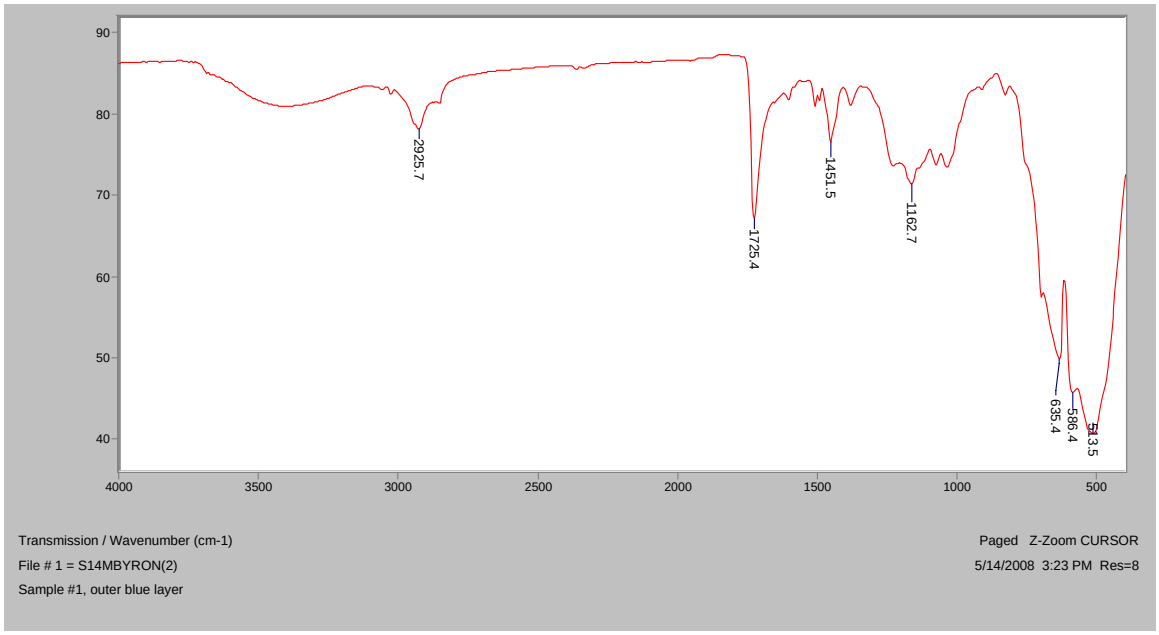


Figure NNP-3 ATR spectra for layer #1 of specimen #1 identified as acrylic clearcoat

Brian Lee

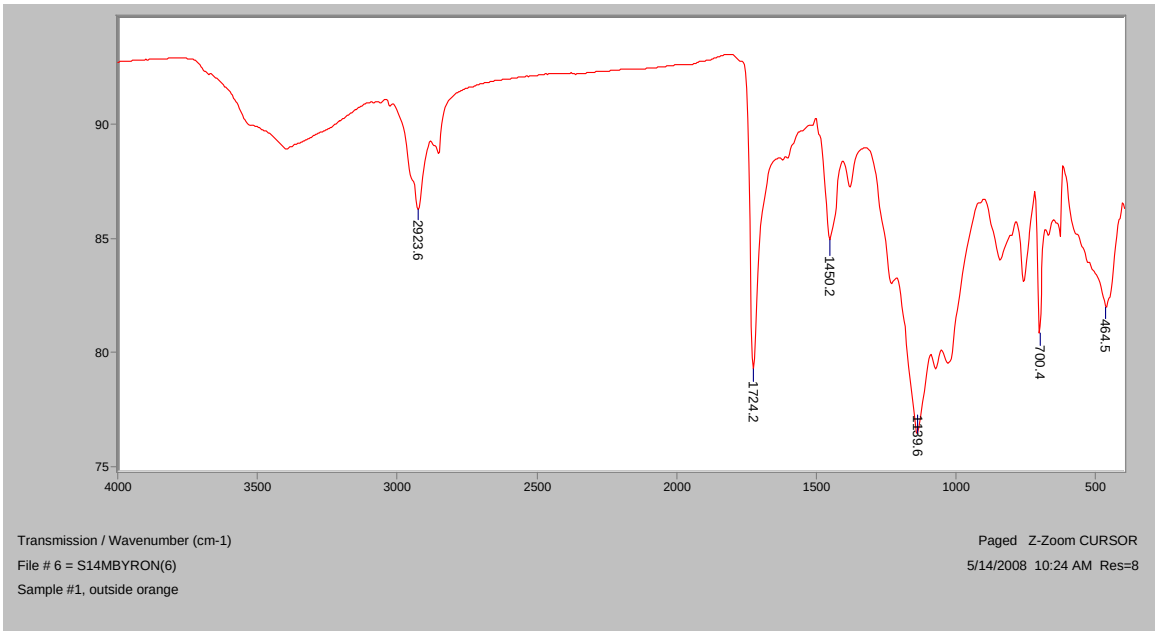


Figure NNP-4 ATR spectra for layer #8 of specimen #1 identified as acrylic clearcoat

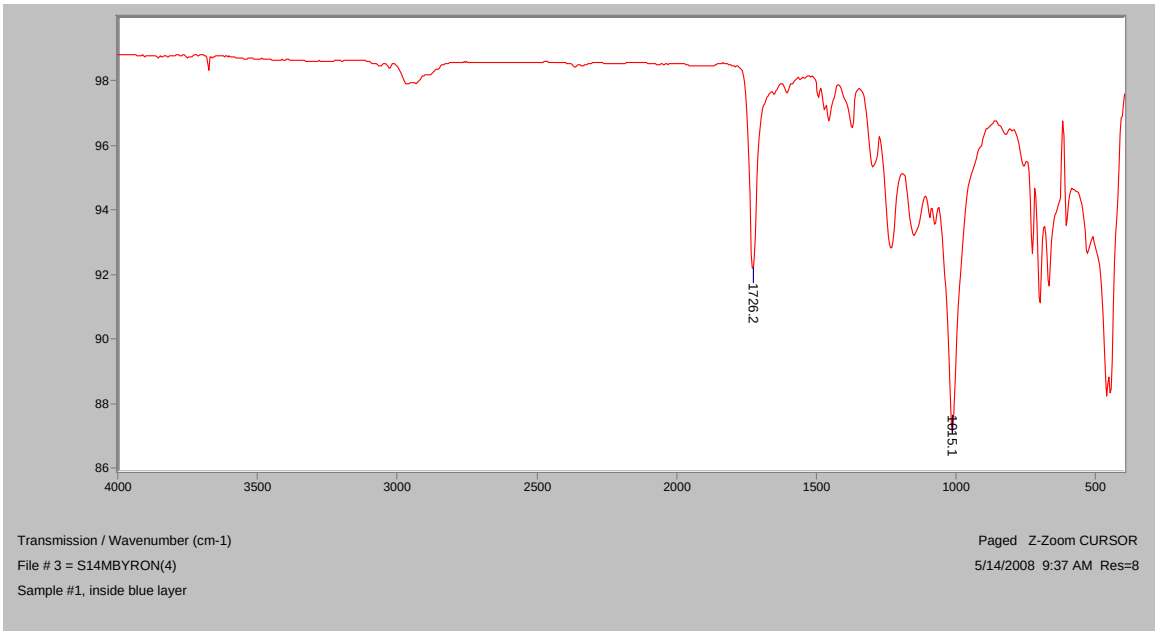


Figure NNP-5 ATR spectra for layer #2 of specimen #1 identified as magnesium silicate filled aromatic polyester

Brian Lee

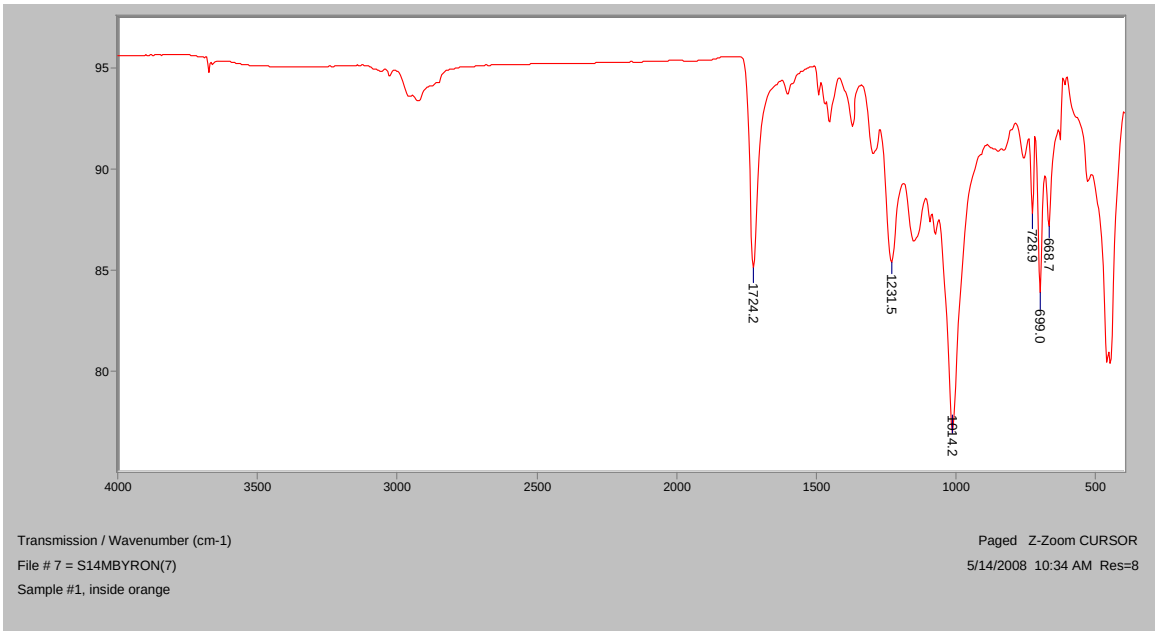


Figure NNP-6 ATR spectra for layer #7 of specimen #1 identified as magnesium silicate filled aromatic polyester

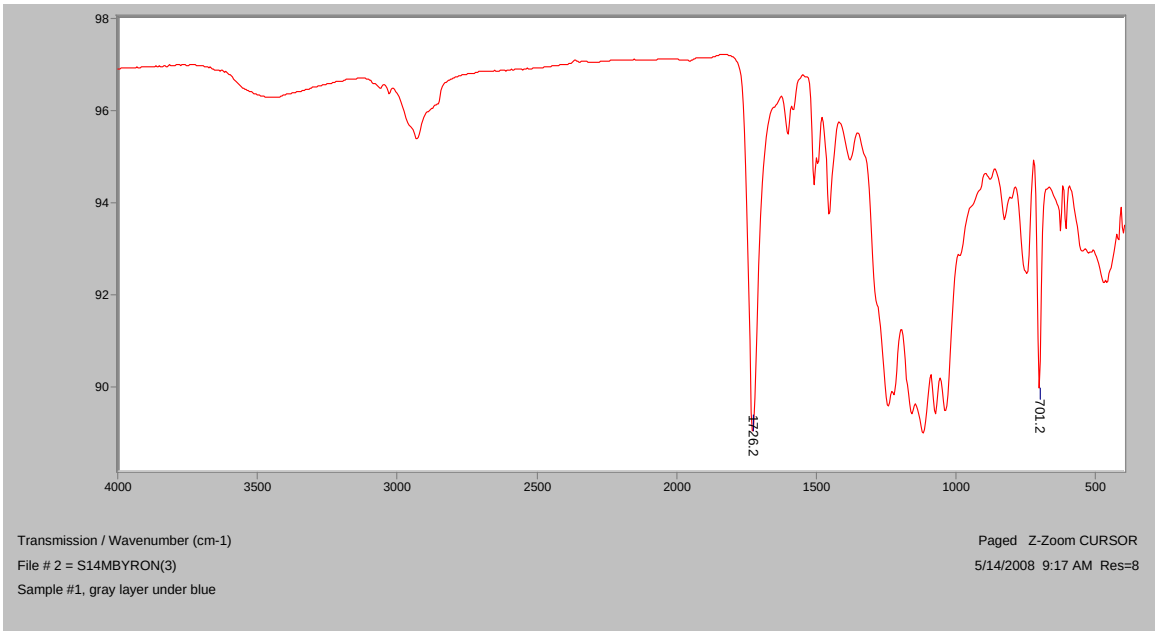


Figure NNP-7 ATR spectra for layer #3 of specimen #1 identified as aromatic polyester

Brian Lee

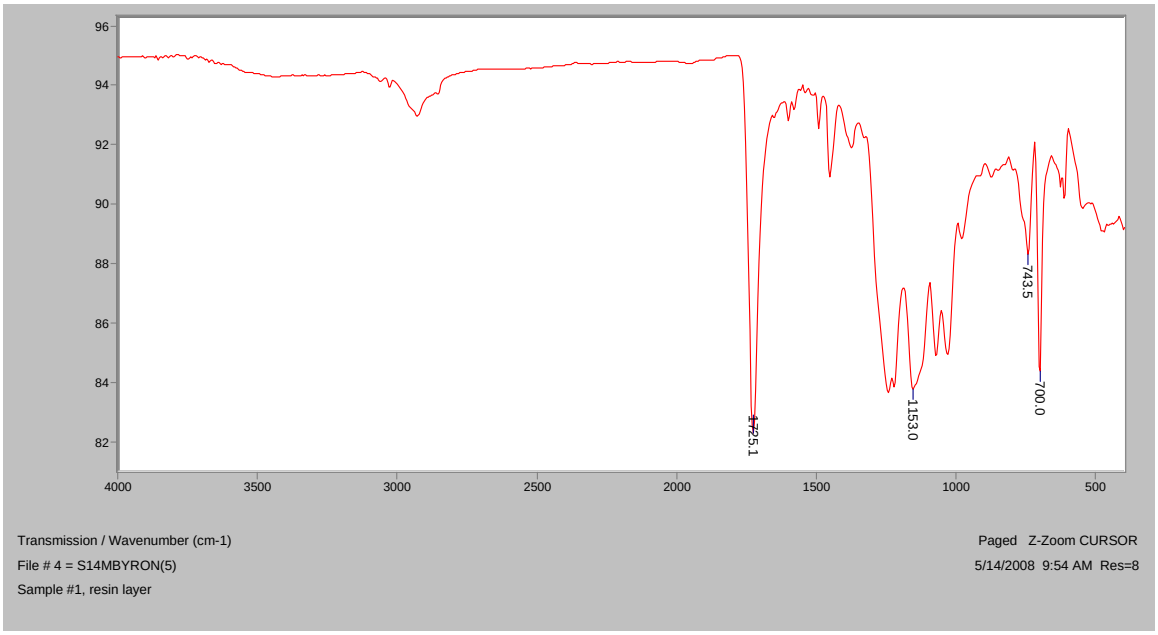


Figure NNP-8 ATR spectra for layer #4 of specimen #1 identified as aromatic polyester

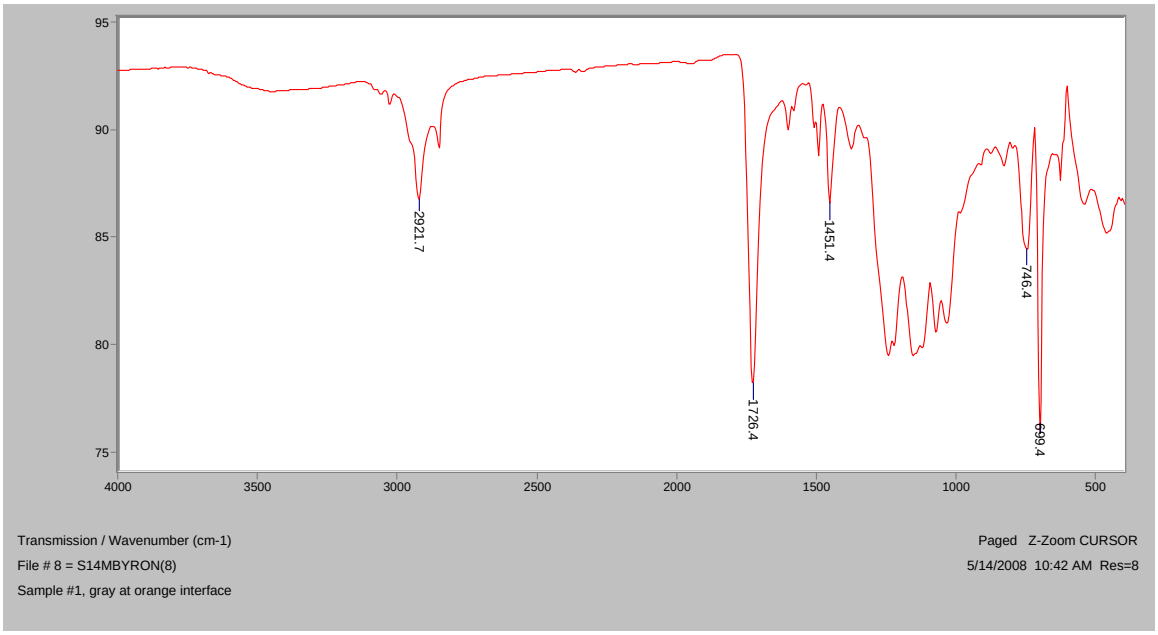


Figure NNP- 9 ATR spectra for layer #7 of specimen #1 identified as aromatic polyester

Brian Lee

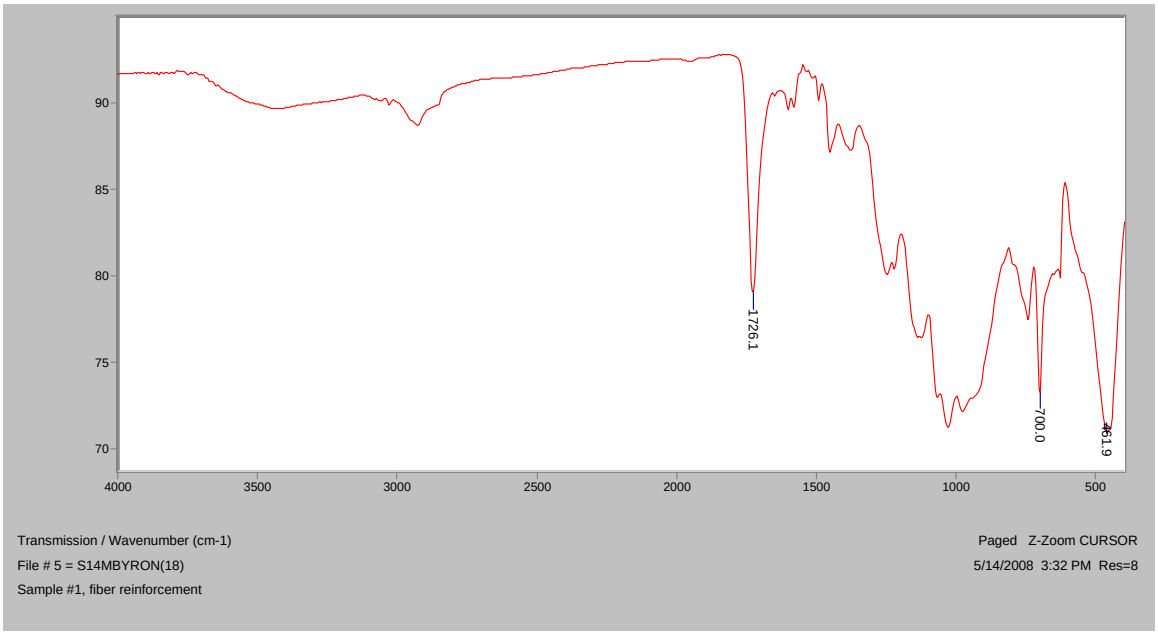


Figure NNP-10 ATR spectra for layer #5 of specimen #1 identified as E-glass fiber

Specimen #2 was a nine layered composite material including an off white inboard layer and a bright orange outboard layer, in which only the bright orange outboard layer was coated with a clear covercoat. The inner composite material stack included distinct layers of tan, white, and dark red colored resin matrix interspersed with several layers of white fiber reinforcements. Table NNP-2 summarizes the identification of the constituents of specimen #2 composite material.

Layer #	Description	Identification
1	Off white inboard layer	Phenolic-TiO_2
2	Tan inner layer	Polyester-mineral filled
3	White inner layer	Polyester-mineral filled/TiO_2
4	Light brown layer	Polyester
5	White fiber reinforcement	Fiberglass mat
6	White inner layer	Polyester-mineral filled/TiO_2
7	Dark red inner layer	Polyester (phthalate)-mineral filled
8	Bright orange outboard layer	Polyester
9	Clear covercoat	Acrylic

Table NNP-2 Identification of the constituents of specimen #1 composite material by FTIR

Brian Lee

Figure NNP-11 illustrates the ATR spectra for layer #1 of specimen #2 identified as a phenolic polymer containing titanium dioxide (TiO_2) pigment. As was previously noted for the magnesium silicate filled polyester materials identified in specimen #1, the white pigment titanium dioxide (TiO_2) absorbance bands were the dominant bands in the spectra, which made it more difficult to identify the phenolic polymer. A more accurate identification would be possible and would require development of methods to chemically or spectrally separate the inorganic pigment from the organic resin. Since titanium dioxide is a very common pigment in polymer materials, no further separation was recommended. Figure NNP-12 illustrates the ATR spectra for layer #2 of specimen #2 identified as magnesium silicate filled aromatic polyester. Figure NNP-13 and Figure NNP-14 illustrate the ATR spectra for layer #3 and layer #6 of specimen #2 identified as magnesium silicate filled aromatic polyester containing titanium dioxide (TiO_2) pigment. Figure NNP-15 illustrates the ATR spectra for layer #4 of specimen #2 identified as aromatic polyester. Figure NNP-16 illustrates the ATR spectra for layer #5 of specimen #2 identified as E-glass fiber reinforcement. Figure NNP-17 illustrates the ATR spectra for layer #7 of specimen #2 identified as magnesium silicate filled aromatic polyester. Figure NNP-18 illustrates the ATR spectra for layers #8 and #9 of specimen #2 identified as aromatic polyester covered with a clear acrylic topcoat.

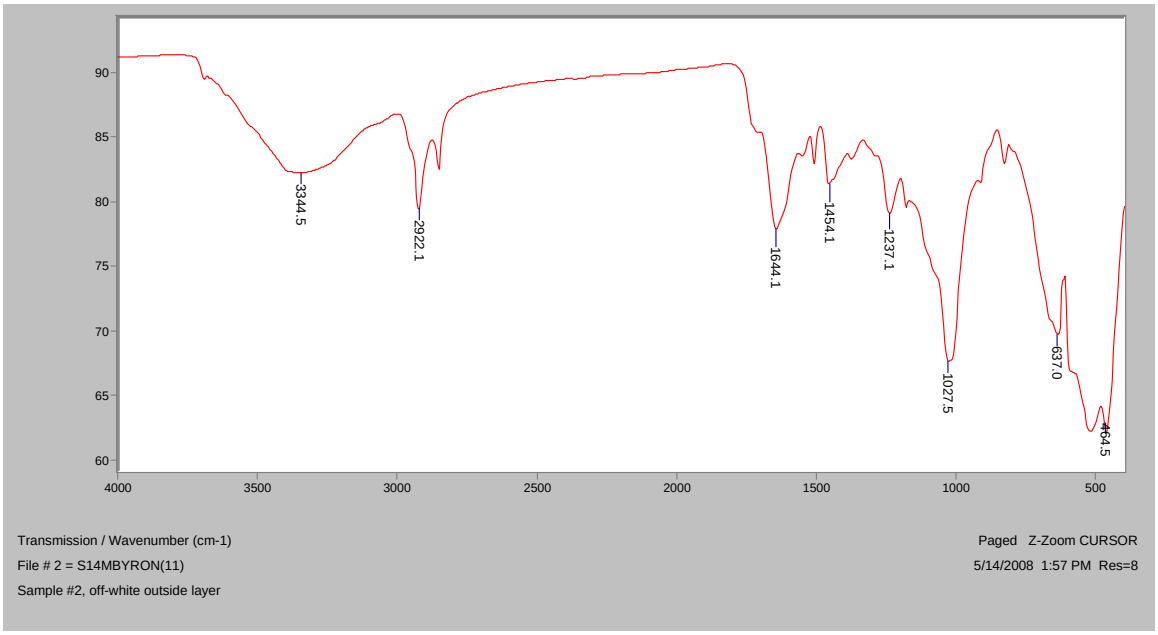


Figure NNP-11 ATR spectra for layer #1 of specimen #2 identified as a phenolic polymer containing titanium dioxide pigment

Brian Lee

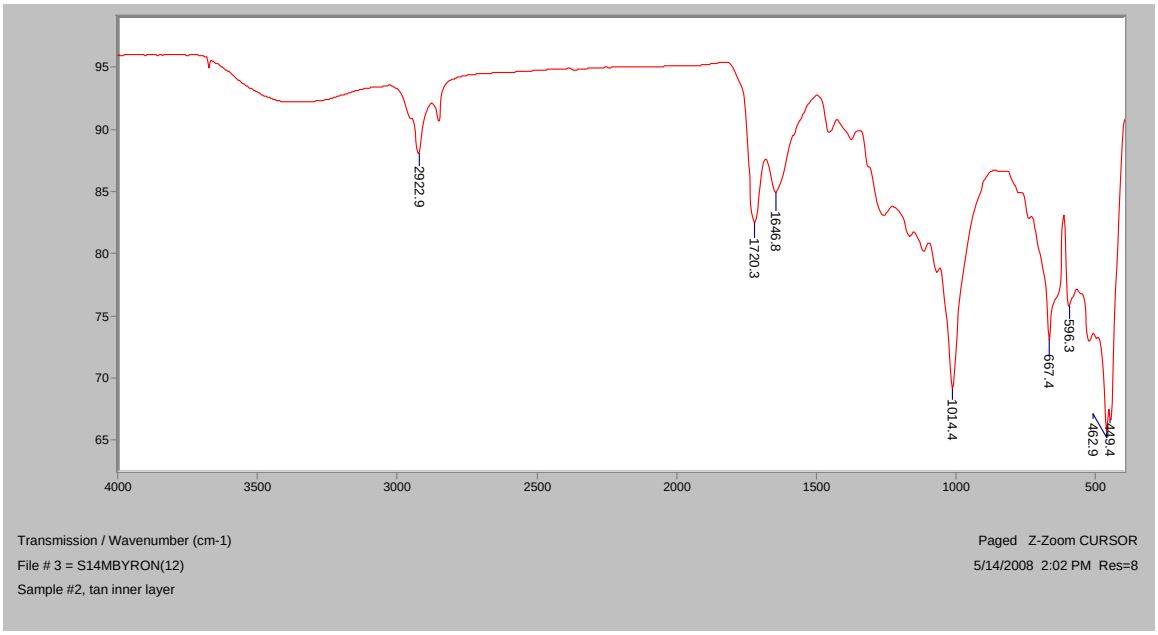


Figure NNP-12 ATR spectra for layer #2 of specimen #2 identified as magnesium silicate filled aromatic polyester

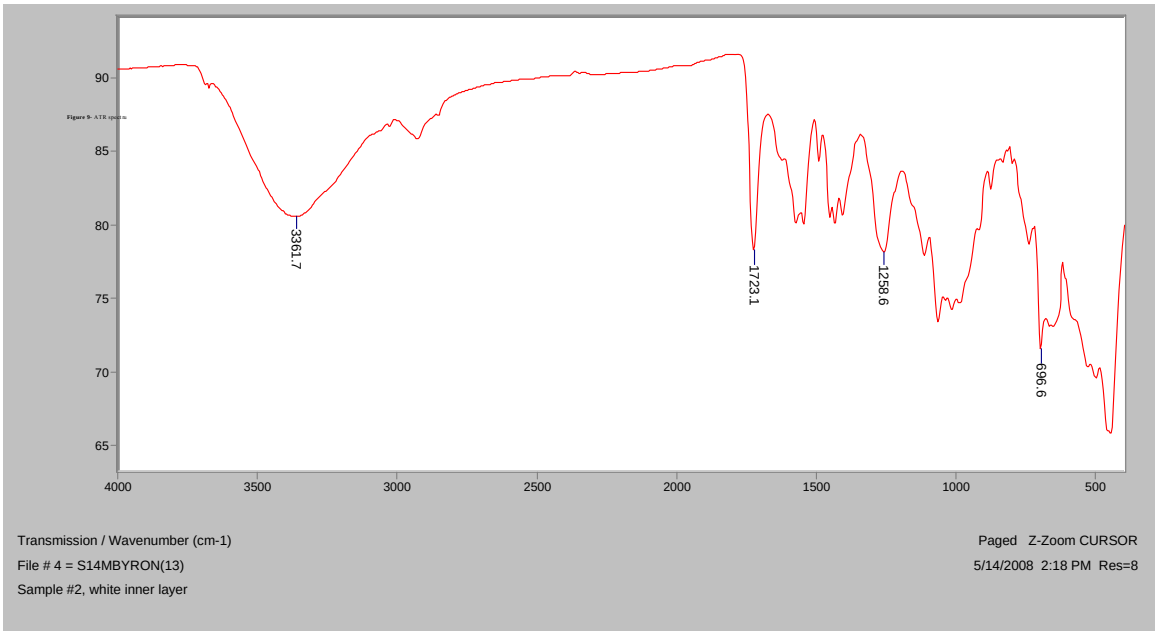


Figure NNP-13 ATR spectra for layer #3 of specimen #2 identified as magnesium silicate filled aromatic polyester containing titanium dioxide (TiO_2) pigment

Brian Lee

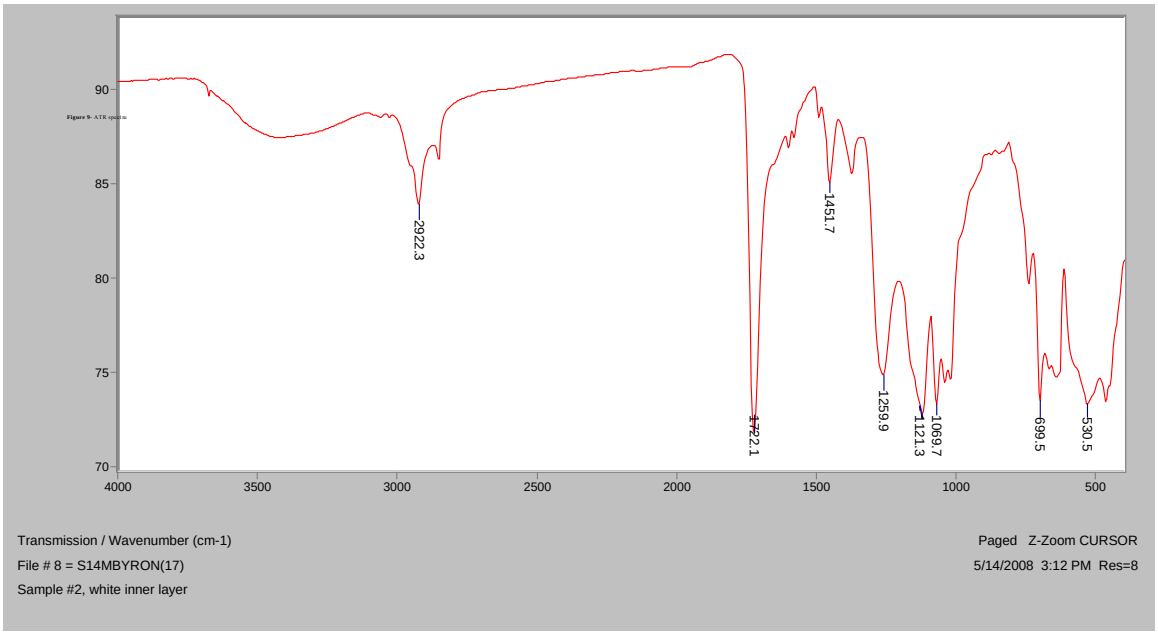


Figure NNP-14 ATR spectra for layer #6 of specimen #2 identified as magnesium silicate filled aromatic polyester containing titanium dioxide (TiO_2) pigment

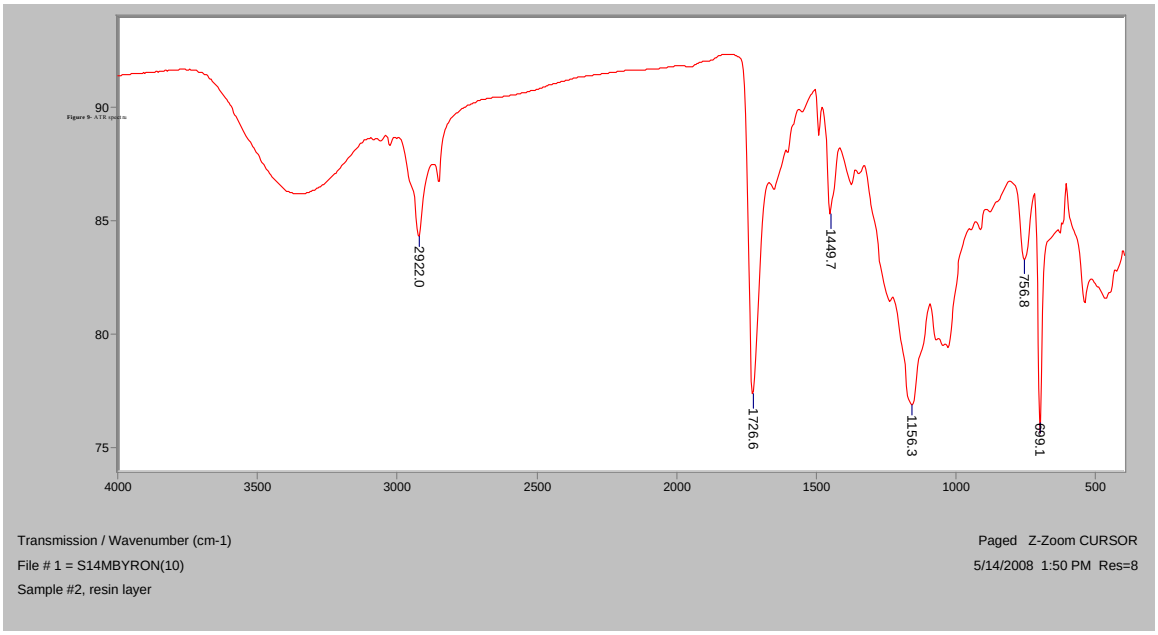


Figure NNP-15 ATR spectra for layer #4 of specimen #2 identified as aromatic polyester

Brian Lee

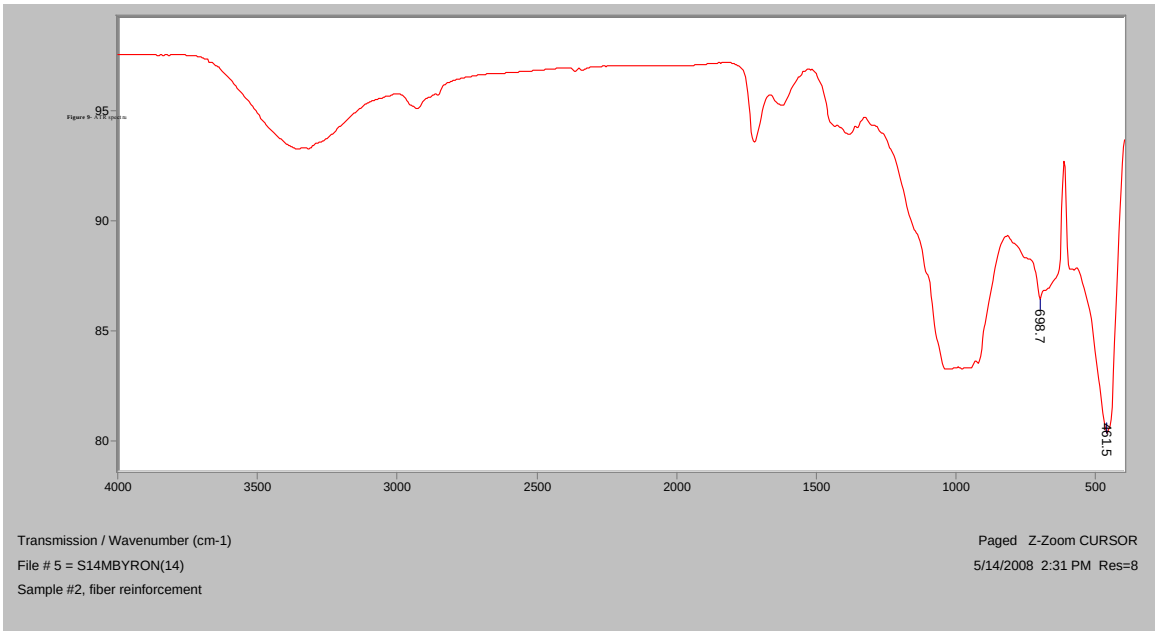


Figure NNP-16 ATR spectra for layer #5 of specimen #2 identified as E-glass fiber reinforcement

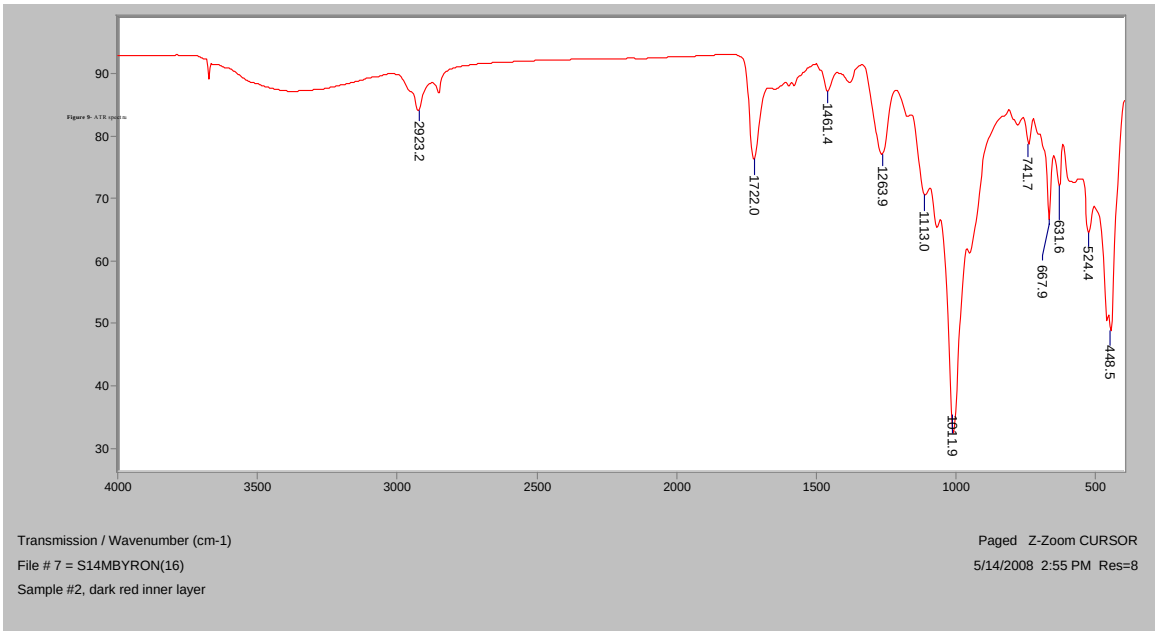


Figure NNP-17 ATR spectra for layer #7 of specimen #2 identified as magnesium silicate filled aromatic polyester

Brian Lee

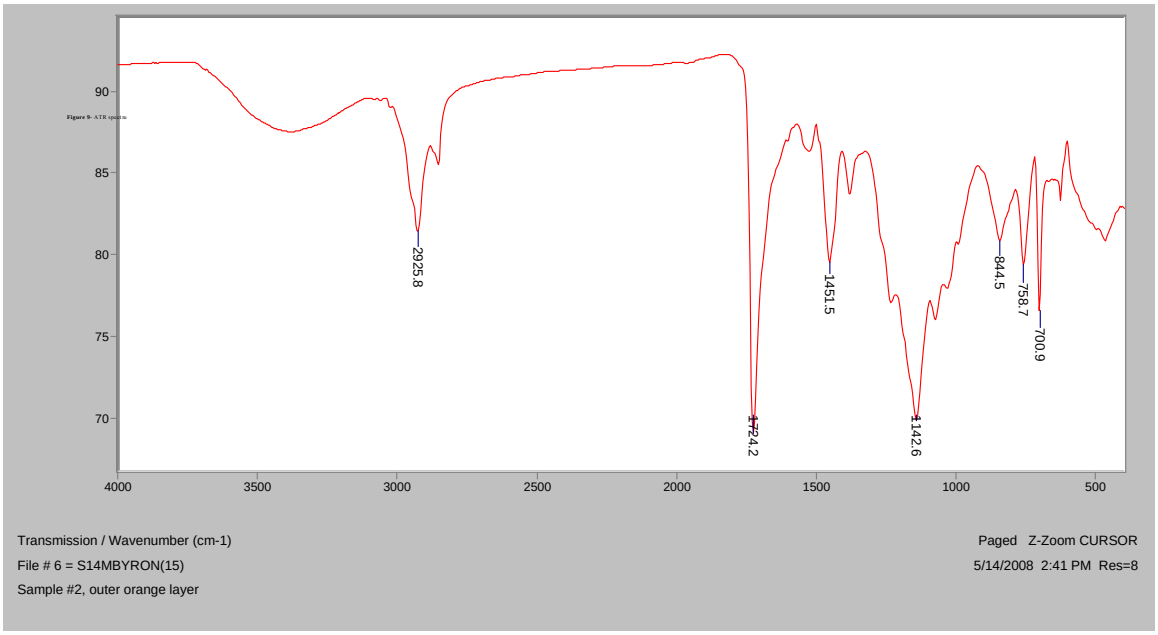


Figure NNP-18 ATR spectra for layers #8 and #9 of specimen #2 identified as aromatic polyester covered with a clear acrylic topcoat

Specific Potential Chemical Environmental Failure Modes for Specimens #1 and #2

The primary resin matrix identified for specimens #1 and #2 was aromatic unsaturated polyester resin. Unsaturated polyester resin is very common in automotive and marine fiber reinforced composites. Orthophthalic polyester resins are made from phthalic anhydride, maleic anhydride and glycols including propylene glycol. The general chemical structure for an orthophthalic polyester resin based on phthalic anhydride, maleic anhydride and propylene glycol is illustrated in Figure NNP-19.

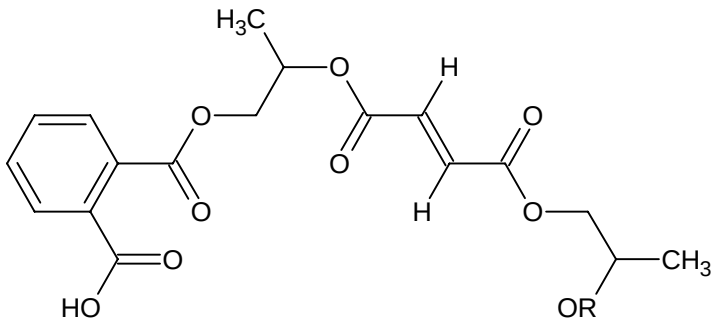


Figure NNP-19 Chemical structure for an orthophthalic polyester resin based on phthalic anhydride, maleic anhydride and propylene glycol

Isophthalic polyester resins are made from isophthalic (meta) acid, maleic anhydride and propylene glycol. Figure NNP-20 illustrates the general chemical structure for an isophthalic polyester resin based on isophthalic acid, maleic anhydride and propylene glycol.

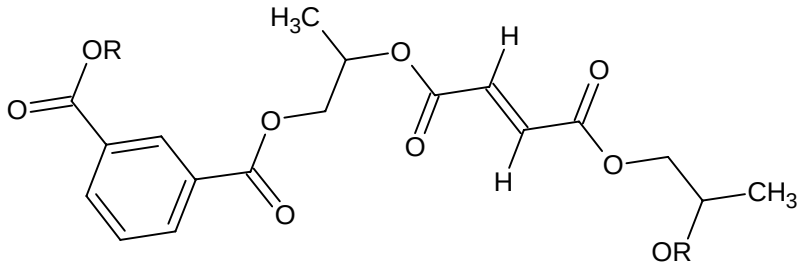


Figure NNP-20 Chemical structure for an isophthalic polyester resin based on isophthalic acid, maleic anhydride and propylene glycol

Bisphenol-A fumarate resins are made from Bisphenol-A and fumaric (maleic) acid. Vinyl ester resins are made from Bisphenol-A based epoxies reacted with methacrylic acid. The polyester and vinyl ester resins are cured by crosslinking with reactive monomers including styrene. In general, the performance properties and resin cost follow the order presented. That is, orthophthalic polyester resins are least expensive with poorest performance properties, and the vinyl ester resins are most expensive with the best performance properties among the resin types mentioned. Structural epoxy resins, including those used in the aerospace composite industry, are often twice as expensive and vinyl ester resins, and vinyl ester resins are often twice as expensive as polyester resins.[i]

Degradation Mode for Polyester Composites by Moisture Penetration

Polyester resin used in fiber reinforced composite materials, such as those identified for specimens #1 and #2, are susceptible to degradation by moisture penetration. The chemical mechanism for degradation is the reaction of water with hydrolysable ester groups in the polyester resin. Gel coats and paints provide some barrier protection, but all resins will absorb some moisture. Hydrolysed ester groups degrade the interfacial properties between the resin matrix and the fiber reinforcement leading to gradual degradation of mechanical properties which may not be visually apparent. "As a result, a thin polyester laminate can be expected to retain only 65% of its inter-laminar shear strength after immersion over period of one year, whereas an epoxy laminate immersed for the same period will retain around 90%."[i]

In addition to degradation of interfacial properties by the chemical reaction of water with the hydrolysable ester groups, another physical effect aggravates the susceptibility of polyester resins to attack by moisture. This effect is generation of osmotic pressure at the subsurface of the composite below the gelcoat. The gelcoat is formulated to provide a barrier to moisture

Brian Lee

penetration. However, all polymer materials allow some moisture to permeate. As the permeated water reacts with the hydrolysable ester groups, a concentrated solution is formed. Osmotic equilibrium attempts to balance the concentration differential in diluting the concentrated solution with additional moisture absorbed through the gelcoat into the composite. The increase in water absorption increases the fluid pressure beneath the gel coat. "Eventually the pressure will distort or burst the gel coat, leading to a characteristic 'chickenpox' surface."[i] "To delay the onset of osmosis it is necessary to use a resin that has both a low water transmission rate and a high resistance to attack by water. A polymer chain having epoxy linkages in its backbone is substantially better than polyester or vinyl ester systems at resisting the effects of water."[i] In fact, early fiber reinforced composite Mandarinas were constructed from orthophthalic polyester resin. The orthophthalic polyester resins suffered from a higher susceptibility to moisture degradation and osmotic blistering, and were replaced in the 1970s by isophthalic polyester resins.[ii]

The effects of long term immersion in sea water have also been accessed for fiber reinforced composite materials including woven roving (4W) and chopped strand (4C3W) reinforced composites.[iii] Figure NNP-21 illustrates that both strength and modulus of the fiber reinforced composite material degrade steadily over the eleven month exposure to sea water.

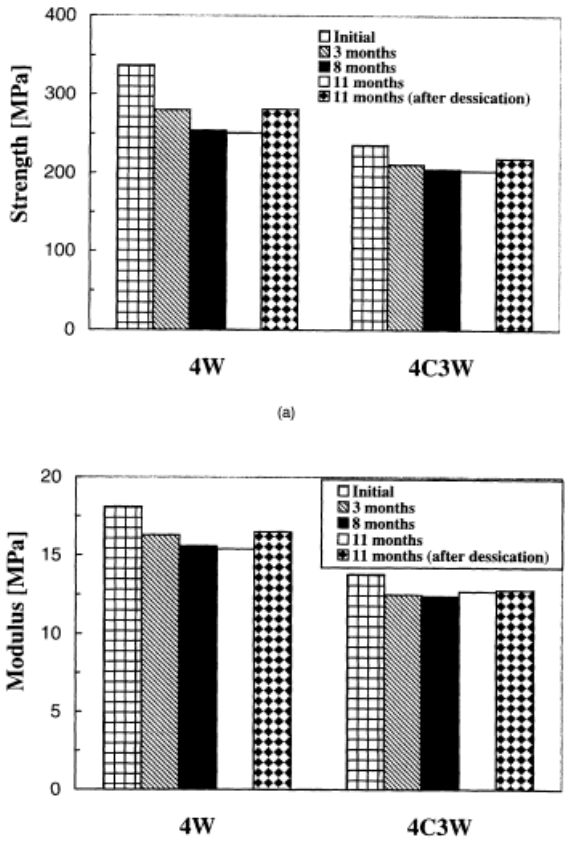


Figure NNP-21 Strength and modulus degradation of fiber reinforced composite materials exposed to sea water for eleven months [iii]

Brian Lee

Other researchers have shown that vinyl esters were superior to polyesters for resistance to degradation under exposure to sea water.[iv] Figure NNP-22 illustrates degradation of polyester and vinyl ester fiberglass composite materials exposed to sea water. The vinyl ester composite materials show classical Fickian water uptake behavior with an initial rapid increase in weight, then reaching a plateau that is indicative of saturation. The polyester composite materials show a steady loss in weight over time.

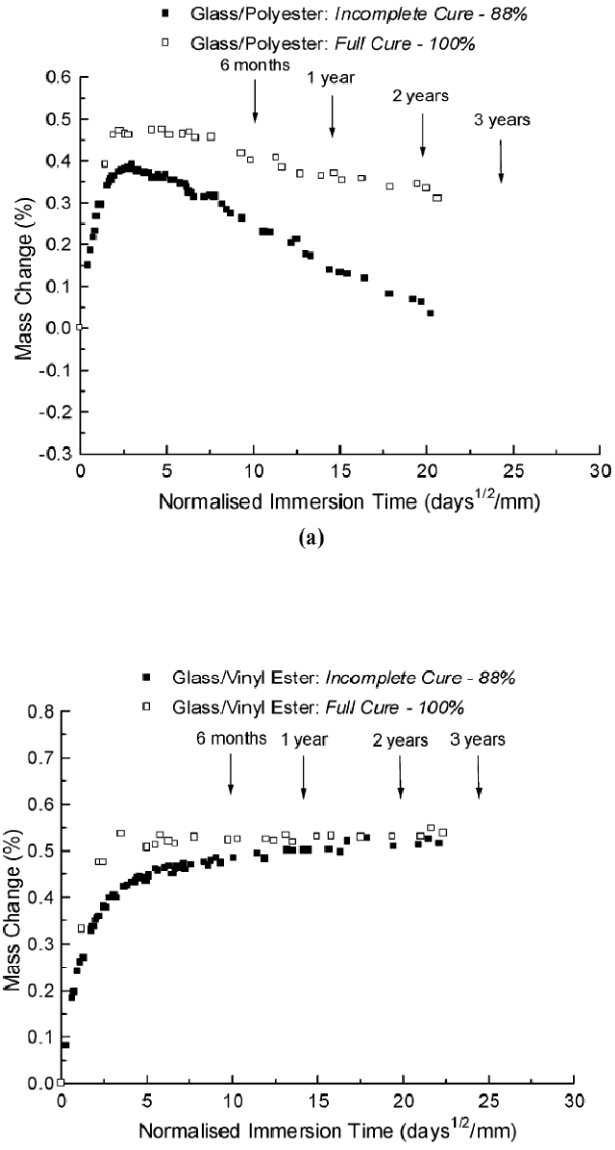


Figure NNP-22 Degradation of polyester and vinyl ester fiberglass composite materials exposed to sea water [iv]

Brian Lee

Degradation Mode for Polyester Composites by Weathering

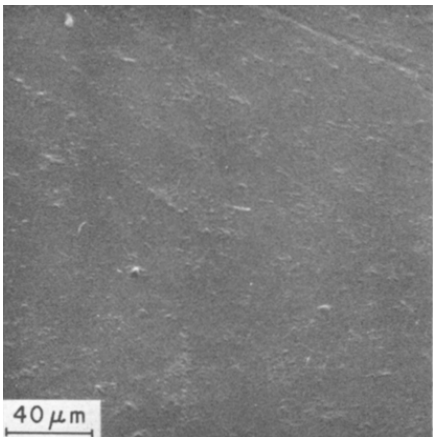
There are two primary mechanisms in the physical degradation of fiberglass reinforced polyester composites by outdoor weathering. The first mechanism of environmental degradation initiates at the interface of the resin and the fiberglass.[v] Cracks in the polyester resin matrix initiate along the fiberglass filaments and the polyester resin delaminates or debonds from the fiber reinforcement. The result is fiber exposure or what may be referred to as fiber prominence or fiber readout. The second mechanism of environmental degradation consists of the formation of a network of surface microcracks that divide the resin matrix surface into small polygons[vi]. These proposed mechanisms have been studied by subjecting fiberglass reinforced polyester composite materials to artificial weathering and comparing the results to outdoor weathering conditions. Degradation of the fiberglass reinforced composite is believed to be caused by a type of stress fatigue contributed by several compounding factors including cyclic variation of humidity and temperature, and exposure to UV, oxygen, water, saltspray, or other environmental chemicals.

Figure NNP-23 illustrates several examples of environmental degradation in fiberglass reinforced polyester composite materials subjected to accelerated weathering and outdoor exposure, including:

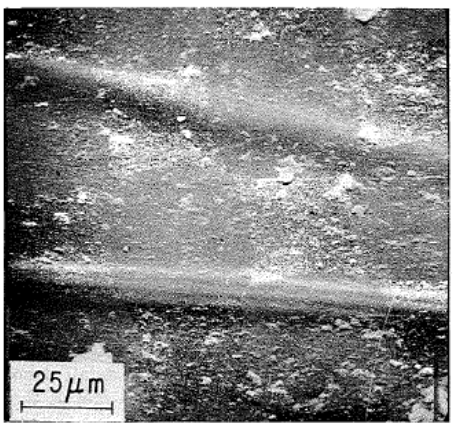
- Fiber ridging or fibers running close to the surface
- Spalling of the resin at the site of failure
- Subsequent erosion and fiber prominence
- Formation of a network of microcracks

Figure NNP-23A illustrates an unaged control panel with the dimension scale of 40 um shown. At that magnification there is some evidence of surface roughness, but no degradation damage. Figure NNP-23B illustrates fiber ridging or fibers running close to the surface for a composite panel subjected to outdoor weathering for 29 months. Figure NNP-23C illustrates spalling or flaking of the resin around the fibers for a composite panel subjected to outdoor weathering for 29 months. The dimension scale for both Figure NNP-23B and Figure NNP-23C is 25 um.[vii] At that magnification there is evidence of resin spalling and erosion from the composite surface which will eventually expose bare fiberglass reinforcement. Figure NNP-23D and Figure NNP-23E illustrate subsequent formation of a network of microcracking damage for composite panels subjected to outdoor weathering and accelerated aging, respectively.[viii]

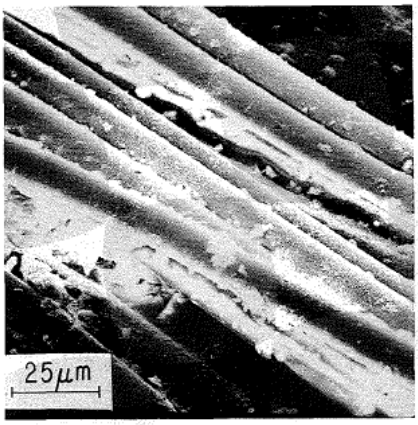
Brian Lee



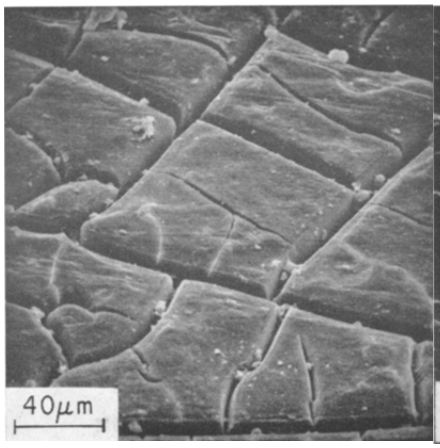
A. Unaged control panel



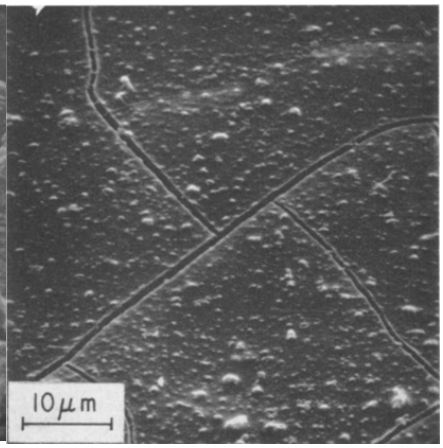
B. Fiber ridging



C. Resin spalling



D. Microcracking outdoor weathering



E. Microcracking accelerated aging

Figure NP-23 Examples of environmental degradation in fiberglass reinforced polyester composite materials subjected to accelerated weathering and outdoor exposure

Degradation Mode for Metal Hardware and Polyester Composites by Corrosion

In addition to weathering conditions including cyclic variation of humidity and temperature, and exposure to UV, oxygen, and water, there were application specific environmental exposure conditions for the Usumacinta Mandarinas. These specific environmental conditions included exposure to saltspray, crude petroleum, natural gas, and hydrogen sulfide gas (H_2S). Mandarinas hanging from the oil rig are frequently subjected to seawater exposure. Laboratory testing and service experience indicates that the most corrosive conditions are those that involve alternate wetting and drying. As moisture evaporates during the drying period, the solution of contaminants on the surfaces of the Mandarina composite material, metal fasteners, rigging, hinges, and release hook begins to concentrate, dramatically increasing corrosivity. Seawater that nominally contains 3.5 weight percent of salt will concentrate to 26 percent or more during evaporation, resulting in heavy salt deposits. Subsequent exposure to moisture rehydrates the salt to produce a solution that is particularly corrosive to metal fittings, fasteners, and release hook hardware. While deposits can be washed or removed from exterior surfaces using conventional cleaning methods, contaminated water lingers in structural members where it can accelerate corrosion. Further, exposure to H_2S gas can be particularly corrosive to metal hardware, as well as the interfacial adhesion of polyester resin to the fiberglass reinforcement. The H_2S gas hydrates with ambient moisture to form sulfuric acid H_2SO_4. Sulfuric acid will attack and corrode metal hardware and will attack and degrade interfacial properties of the fiberglass polyester composite.

Polyester resins have been used for many years in applications requiring resistance to chemical attack. Numerous applications for corrosion-resistant tanks, pipes, ducts, and liners can be found in the chemical process and pulp and paper industries. Resin selection depends on the specific chemical environment to be contained. Table NP-3 illustrates chemical resistance performance for four different classes of polyester resin. Isophthalic resins perform well in both mild aqueous and mild organic environments. Vinyl ester resins are typically used in more aggressive environments. When the environment becomes more aggressive, premium polyesters are preferred. Premium polyester resins offer improved corrosion resistance for specific applications. Chlorendic resins are chosen for strong acid and oxidizing environments, especially at elevated temperatures, while BPA fumarate resins are better in caustic environments.[ix]

Resin	75% H_2SO_4 80°C	15% NaOH 65°C	5.25% NaOCl 65°C	Xylene Ambient	Deionized water 100°C	Seawater 80°C
Isophthalic	–	–	–	+	–	–
Chlorendic	+	–	–	+	+	+
BPA fumarate	–	+	–	+	–	+
Vinyl ester	–	–	+	–	–	+

Table NP-3 Chemical resistance performance for four different classes of polyester resin [ix]

Brian Lee

For the particular case of the environment encountered by Mandarina composite materials used on oil-drilling platforms it is important that they be resistant to the effects of exposure to sea water, salt spray, petrochemicals, as well as any corrosive effects of atmospheres containing hydrogen sulfide and byproducts including sulfuric acid. Fiberglass reinforced polyester composite materials have been successfully used in wastewater collection systems and manhole covers where H_2S and H_2SO_4 resistance is a required specification: "Fiberglass reinforced polyester manhole liner shall be manufactured from commercial grade polyester resin or vinyl ester resin, with fiberglass reinforcements. The resin system shall be suitable for atmospheres containing hydrogen sulfide and dilute sulfuric acid as well as other gases associated with the wastewater collection systems".[x] The materials are required to pass the following ASTM Tests including ASTM D-3753 "Standard Specification of Glass-Fiber Reinforced Polyester Manholes" and ASTM C-581 "Practice for Determining Chemical Resistance of Chemical Thermosetting Resins Used in Glass-Fiber Reinforced Structures Intended for Liquid Service."

Data on the chemical resistance of fiberglass reinforced composite materials is available for a number of chemical environments including those of interest to Mandarina applications. A compilation of some of these chemical environments and a comparison to polypropylene (PP) and polyvinyl chloride (PVC) is provided in Table NP-4.[xi]

Chemical	**Fiber Reinforced Composite Material**	**Polypropylene PP**	**Polyvinylchloride PVC**
Sea Water	180	180	140
Water Sea / Salt	180	180	140
Oil-rig Chemical Exposure (gas)	Little effect		
Hydrogen Sulfide, wet/dry gas	210	150	140
Sulfur Dioxide, dry gas	250	73	140
Sulfur Dioxide, wet gas	250	73	73
Sulfuric Acid, up to 25%	210	180	140
Sulfuric Acid, up to 50%	220	150	140
Sulfuric Acid, up to 70%	180	120	140
Sulfurous Acid, above 10%	110	150	N.R.
Other Acids/Bases	Some worse than others		
Hydrochloric Acid, up to 37%	180	150	140
Nitric Acid, 30%	140	120	140
Nitrous Acid	73	73	140
Phosphoric Acid up to 85%	210	180	140
Aqua Regia	80	N.R.	N.R.
Caustic Soda	130	180	140

Brian Lee

Chemical	Fiber Reinforced Composite Material	Polypropylene PP	Polyvinylchloride PVC
Oil-related Compounds	Little effect		
Crude Oil	220	73	140
Fuel Oil	210	-	-
Gasoline	180	N.R.	140
Kerosene	180	73	140
Hydraulic Fluid	180	73	73
Diesel Fuel	210	73	140
Chemicals to avoid for GRPs	Unacceptable		
Butyl Acetate	100	N.R.	N.R.
Butyric Acid	100	180	73
Cresol, up to 10%	80	73	-
Dimethyl Sulfoxide	80	-	-
Monochloracetic Acid	N.R.	73	140
Methyl Ethyl Ketone, up to 10%	80	N.R.	N.R.
Xylene	80	N.R.	N.R.

Table NP-4 Recommended service temperatures °F in chemical environments for fiber reinforced composite materials, polypropylene, and polyvinylchloride [xi]

Under extremely corrosive environments the primary degradation occurs through attack at the glass fiber bundles themselves. McCartney considered the effects of corrosive environment and constant applied stress on the large bundle of loose fibers. McCartney's model stipulated that stress corrosion mechanisms were responsible for the time-dependant growth of surface defects in fibers and could result in the eventual catastrophic failure of the fiber bundle.[xii] Figure NP-24 illustrates the degradation of glass fibers after 4 day exposure to 25% H_2SO_4.[xiii]

Brian Lee

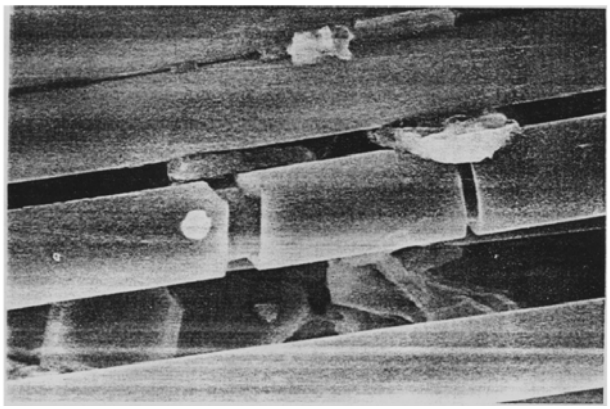


Figure NP-24 Degradation of glass fibers after 4 day exposure to 25% H_2SO_4 [xiii]

In sufficient quantities, sulfuric acid will react with most metals resulting in the formation of sulfates and release of hydrogen. If high strength steel components are exposed to hydrogen sulfide or sulfurous acid fumes it is possible that these components can suffer from sulfide stress cracking, hydrogen embrittlement, or both.[xiv] Iron sulfides are often formed from these corrosion reactions, and can be important in corrosion control, especially at lower temperatures and low H_2S partial pressures, where a protective film often forms. However, in order for this protective film to form on steel, the absence of oxygen and chloride salts is required, which will not be the case for the Mandarina and the release hook hardware environment on the rig.

The most common corrosion response of steel to hydrogen sulfide H_2S includes uniform corrosion, pitting corrosion, corrosion fatigue, sulfide stress cracking, hydrogen blistering, hydrogen embrittlement, and stepwise cracking. The extent of cracking will depend on the types of welds present and what post weld treatments were performed. Non-ferrous metals such as copper or aluminum will likely suffer from general and localized attack when exposed to hydrogen sulfide fumes. Copper is likely to form hydrated copper sulfate and copper sulfides and aluminum will likely form aluminum sulfate hydrate[xv]. Anodized aluminum will provide some protection but the underlying aluminum will eventually be attacked by hydrogen sulfide fumes.

Material Physical Characterization

Physical characterization measures material properties without changing the material identity. Material physical characteristics include shape, density, color, odor, absorption, permeability, etc. Physical properties of a composite material can be indicative of an excessive void content, improper resin or fiber content, or material degradation including moisture absorption, and environmental exposure to UV, saltspray, and corrosive gases. Excessive void content may be due to poor manufacturing process control in which air pockets were entrapped during processing and were not adequately removed during consolidation and curing. Raw material quality including moisture content of the incoming resin or fiber reinforcement may influence generation of water vapor voids in the composite material. Incorrect curing conditions may

Brian Lee

generate volatile off gas which may be more difficult to evacuate during consolidation and molding. Voids may be generated in service due to exposure to moisture and cyclic variation in temperature and humidity, including osmotic derived voids or blisters. Excessive void content may provide pathways for propagation of microcracking due to stress fatigue or incidental impact damage, including bumping against the oil rig platform. Excessive void content directly influences the composite integrity, properties, and performance. Composite material design relies on a proper ratio of fiber reinforcement and resin matrix. Fiber rich composite materials may not have sufficient resin matrix to distribute the load, especially transverse to the fiber direction. Resin rich composite materials may be brittle and lack the primary load bearing reinforcement. Determination of resin and fiber content is important to assessing design criteria and quality of manufacturing.

Composite Density and Resin and Fiber Content for Specimen #1 and #2

Mass and displaced volume were used to determine the bulk density of specimen #1 and #2. The bulk density of each specimen was significantly different, which supports the assumption that each sample was retrieved from a different Mandarina, whether the Whittaker or the Watercraft. Specimen #1 had a bulk density of 1.47 $^{g}/_{cc}$ while specimen #2 had a bulk density of 1.68 $^{g}/_{cc}$. Mass was also used to determine the inorganic content of each specimen. Specimens were weighed and heated to burn off the organic matter and weighed again to determine the percent of inorganic materials in the composite material specimens. The organic resin content was very similar for each specimen. The resin content for specimen #1 was 67 wt% and the resin content for specimen #2 was 69 wt%. Table NP-5 summarizes the bulk density and organic resin content data for specimen #1 and #2.

Specimen #	Density (g/cc)	Resin Content (wt%)
1	1.47	67
2	1.68	69

Table NP-5 Bulk density and organic resin content data for specimen #1 and #2

Thermogravimetric analysis (TGA) is a thermal analysis technique in which the weight loss of a material specimen is monitored as temperature is increased. Analysis of the resulting weight loss curve can be used to determine characteristics such as low temperature volatile content, absorbed moisture content, degradation temperature, organic resin content, ash content, and residual inorganic content including reinforcing particulate fillers, pigments, and fiber reinforcements. A Perkin-Elmer TGA-7 instrument was used analyze the core composite, inboard coating, and outboard coating of specimens #1 and #2. The samples were heated from 30°C to 120°C at a rate of 10°C/min, held at 120°C for 60 minutes, heated from 120°C to 900°C at 10°C/min and held at 900°C for 10 minutes. The TGA instrument is sensitive to weight changes as small as 0.1 micrograms. Table NP-6 summarizes the moisture content and organic resin content data for the core composite, inboard coating, and outboard coating of specimens #1 and #2. The TGA curves

Brian Lee

for specimen #1 and #2 are illustrated in Figure NP-25 through Figure NP-30. The absorbed moisture content was within typical range of 1 to 1.5 wt% for all the samples except the inboard coating of specimen #2. The absorbed moisture content for the inboard coating of specimen #2 was 2.21 wt%. The core composite resin content was measured at 56.7 wt%, while the inboard and outboard coatings were higher at 70.5 wt% and 76.3 wt%, respectively. This is consistent with the standard practice of applying a lower fiber content gel coat as a protective layer to the composite. The fiber reinforcement content of the core of specimen #1 exceeded 40 wt%, which may provide evidence that specimen #1 was retrieved from the hull vice the canopy of the Mandarina. The Structural Design Basis, RR199 of the Health and Safety Executive (HSE) for Totally Enclosed Motor Propelled Survival Craft (TEMPSC) indicates that a typical Mandarina hull will have approximately 50 wt% fiberglass reinforcement, and a typical canopy will have approximately 30 wt% fiberglass reinforcement.[xvi] Conversely, the fiber reinforcement content of the core of specimen #2 was 32 wt%, which may provide evidence that specimen #2 was retrieved from the canopy of the Mandarina.

Specimen	Moisture Content (wt%)	Resin Content (wt%)
#1 Inboard Coating	1.22	70.5
#1 Core Composite	1.43	56.7
#1 Outboard Coating	1.16	76.3
#2 Inboard Coating	2.21	62.8
#2 Core Composite	1.17	67.7
#2 Outboard Coating	1.49	69.0

Table NP-6 Moisture content and organic resin content data for the core composite, inboard coating, and outboard coating of specimens #1 and #2

Brian Lewis

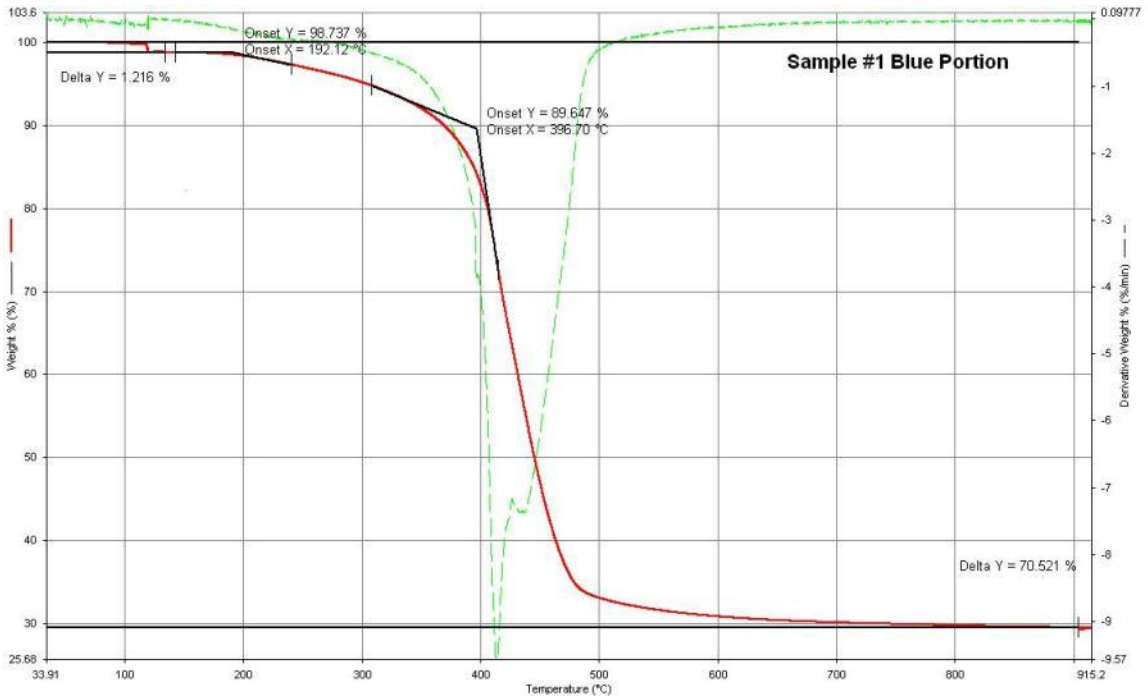


Figure NP-25 TGA light blue inboard coating specimen #1

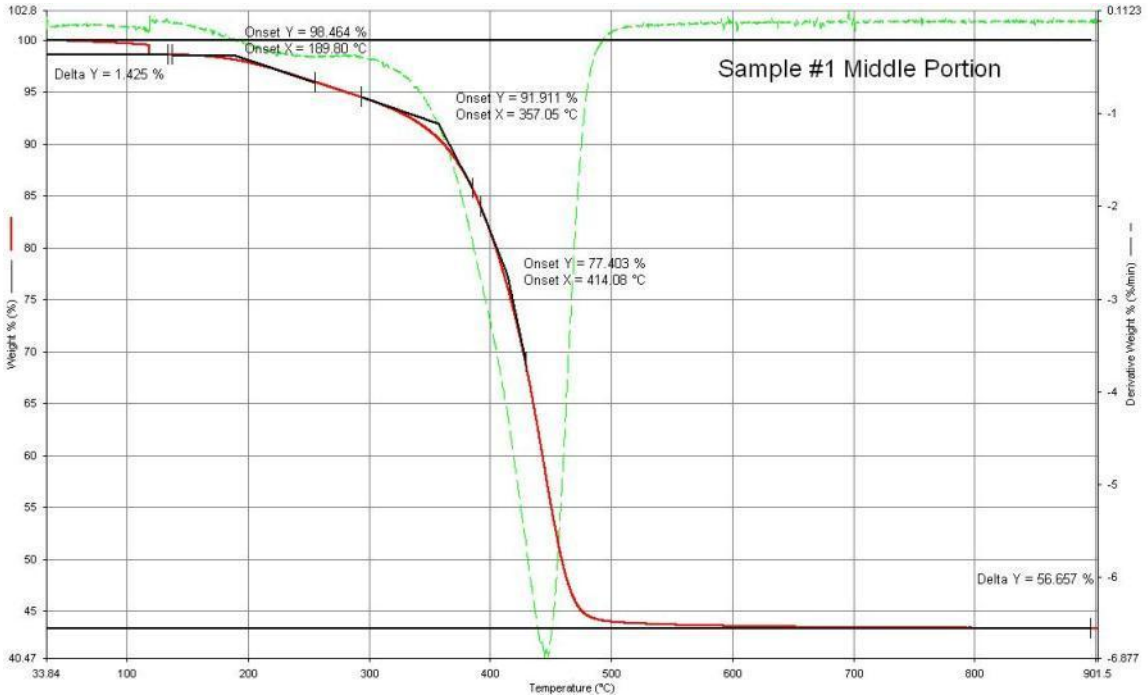


Figure NP-26 TGA core composite specimen #1

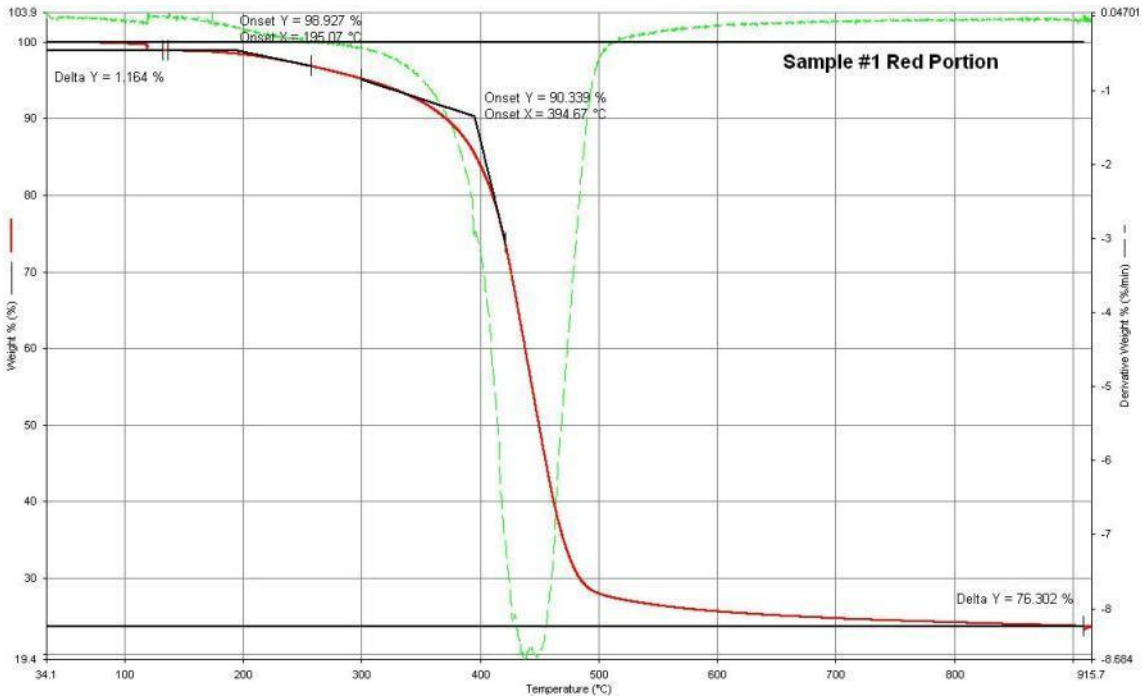


Figure NP-27 TGA bright orange outboard coating specimen #1

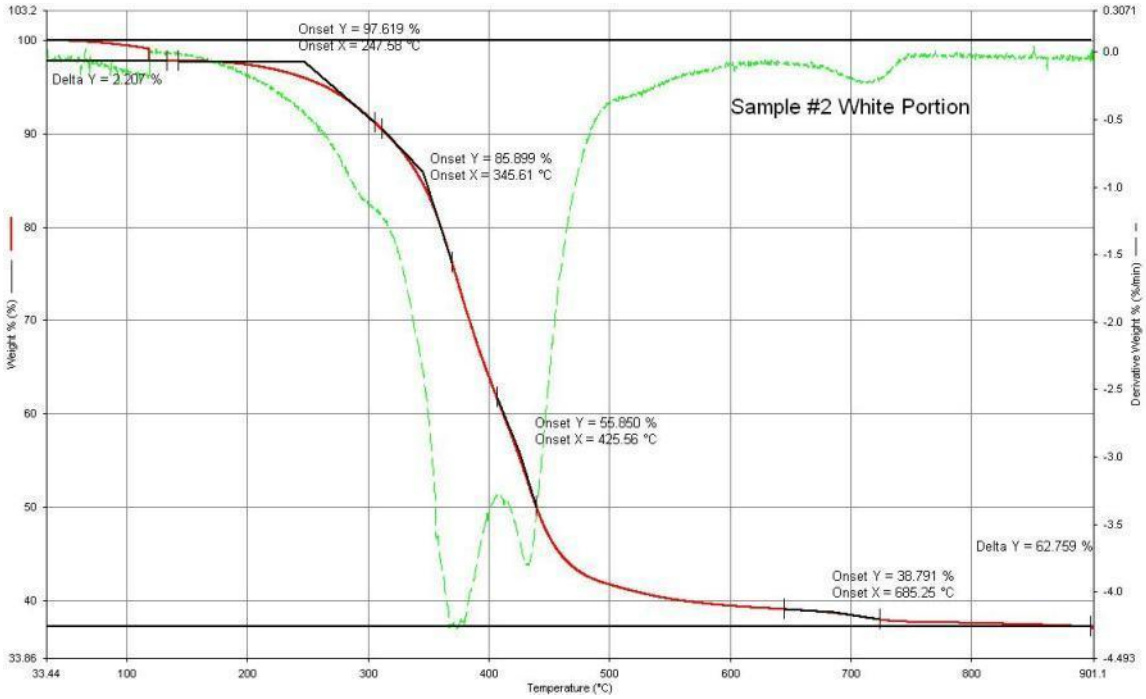


Figure NP-28 TGA off-white inboard coating specimen #2

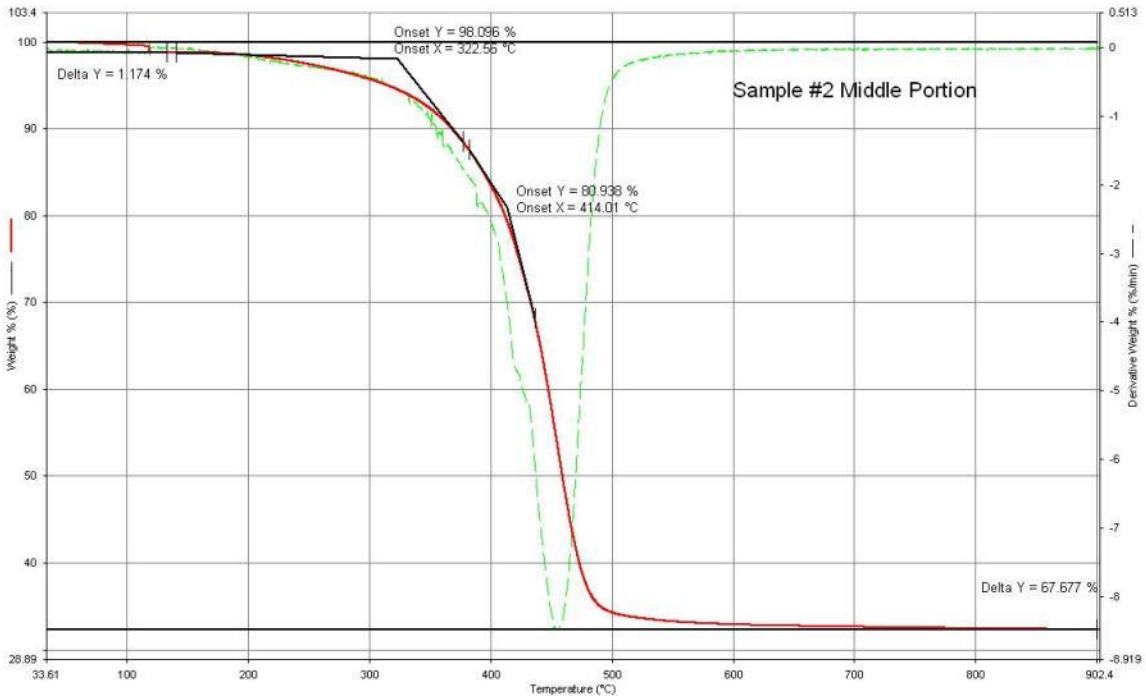


Figure NP-29 TGA core composite specimen #2

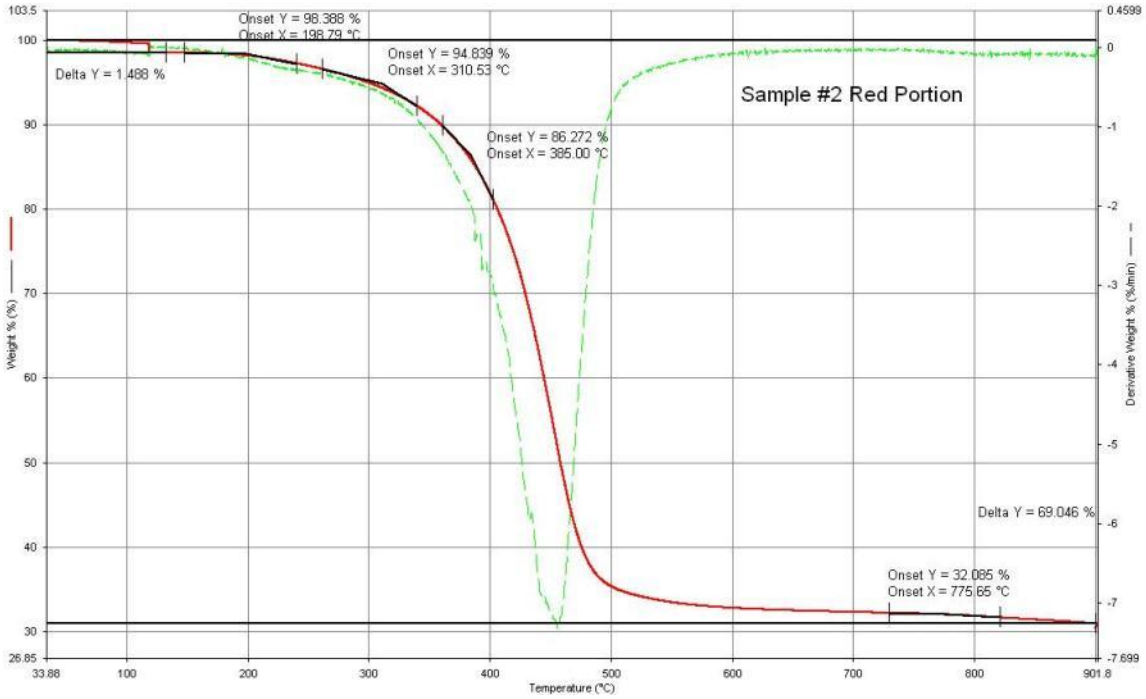


Figure NP-30 TGA bright orange outboard coating specimen #2

Thermal Analysis for Specimen #1 and #2

Differential scanning calorimetry (DSC) is a thermal analysis technique in which the temperature of a sample and a reference are increased simultaneously at a programmed temperature and the amount of heat required to heat the sample and the reference is measured as a function of temperature. The primary underlying principle of this technique is that, as a sample material goes through a phase transition or other thermophysical transformation, more or less heat will need to flow into the sample material than the reference to maintain them at the same temperature. Evidence of improper material selection, fabrication errors, and in-use damage including environmental exposure degradation may be indicated by thermal analysis. Resin matrix failure can occur if the glass transition temperature (T_g) of the resin system is exceeded. Temperatures above the T_g can cause a material to soften and thus weaken the resin strength and the interfacial bond between the resin and the reinforcing fibers. Exceeding the T_g may be due to a poor material selection, unexpected environmental conditions or improper fabrication processing. Overcure of the resin system, as indicated by a higher than expected T_g, can lead to the formation of microcracking. Temperatures below the T_g can cause a toughened resin system to become brittle. A Perkin-Elmer DSC-7 instrument was used analyze the core composite, inboard coating, and outboard coating of specimens #1 and #2. The samples were heated from 20°C to 300°C at a rate of $10^{\circ C}/_{min}$, cooled from 300°C to 20 °C at a rate of $100^{\circ C}/_{min}$ and then reheated from 20°C to 300°C at a rate of $10^{\circ C}/_{min}$. The DSC curves for specimen #1 and #2 are illustrated in Figure NP-31 through Figure NP-36. The analysis of all samples, except for that of the inboard coating of specimen #1, showed no residual reactivity and no other phase changes. The DSC data indicated that except for the inboard coating of specimen #1, the composite materials retrieved from the Mandarinas were fully cured during fabrication. It may be possible that the inboard coating of specimen #1 was re-applied at some point during periodic inspection and maintenance, and was not fully cured as in a controlled manufacturing environment.

Brian Lee

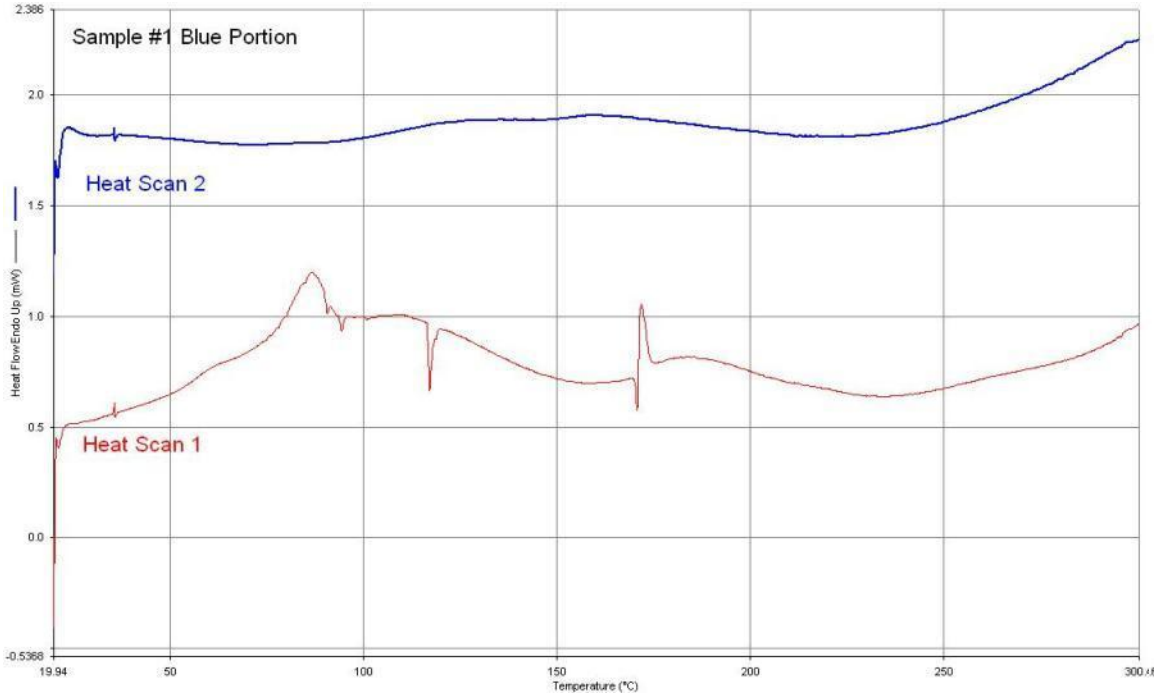


Figure NP-31 DSC light blue inboard coating specimen #1

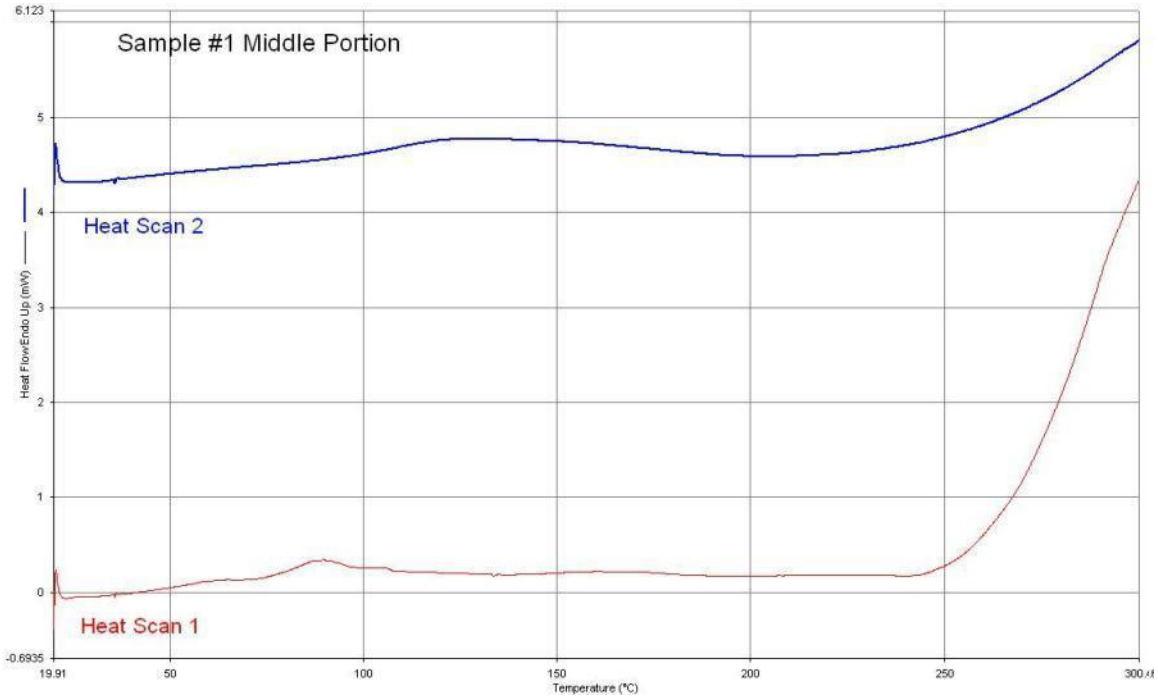


Figure NP-32 DSC core composite specimen #1

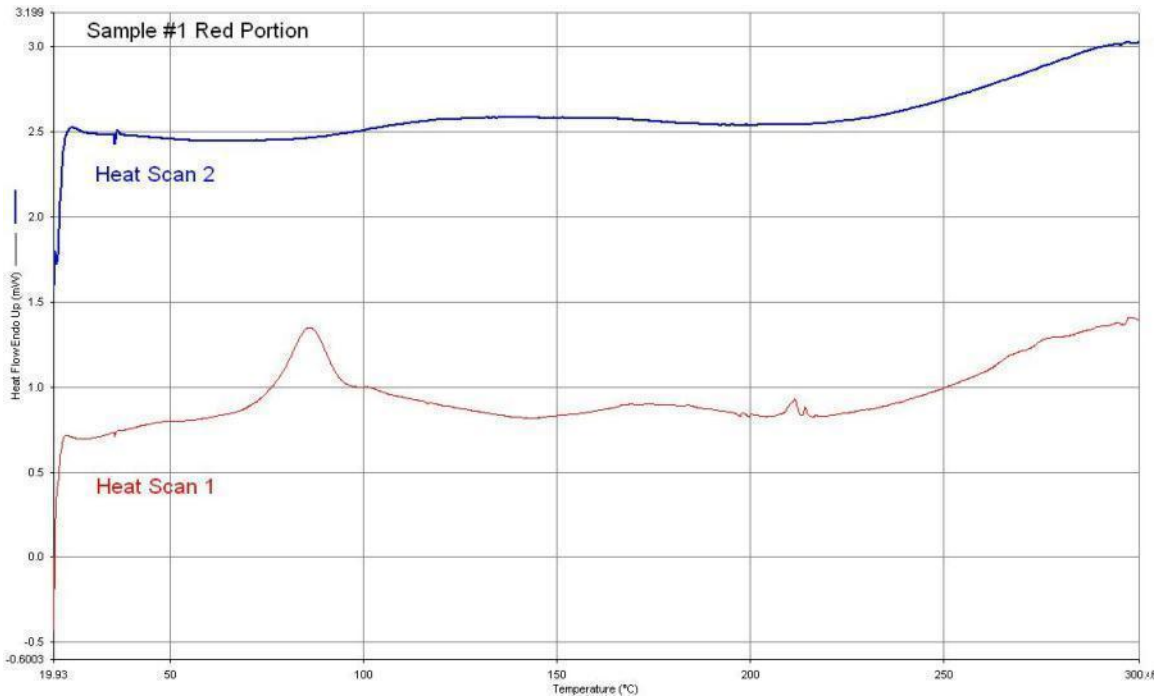


Figure NP-33 DSC bright orange outboard coating specimen #1

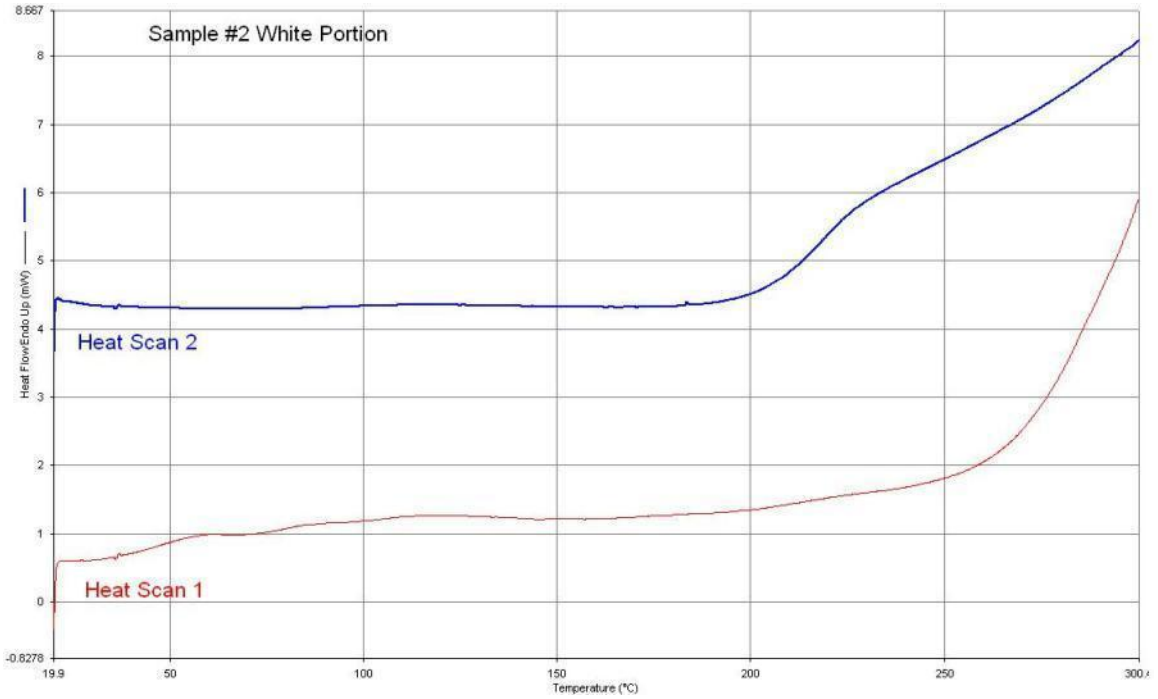


Figure NP-34 DSC off-white inboard coating specimen #2

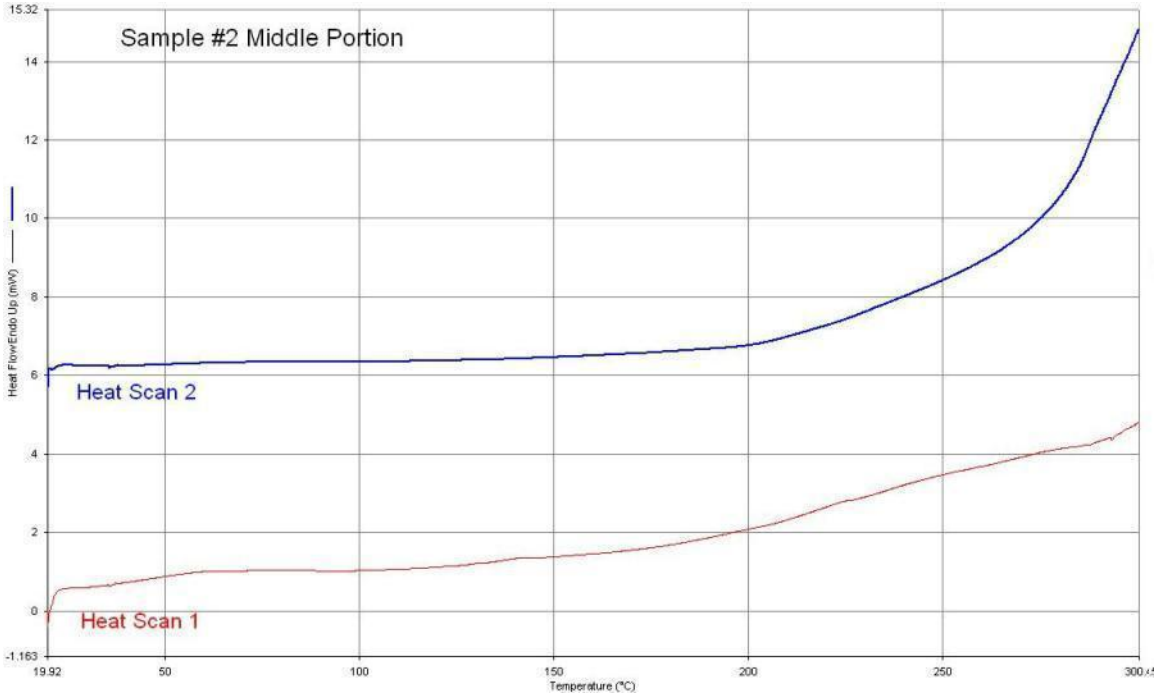


Figure NP-35 DSC core composite specimen #2

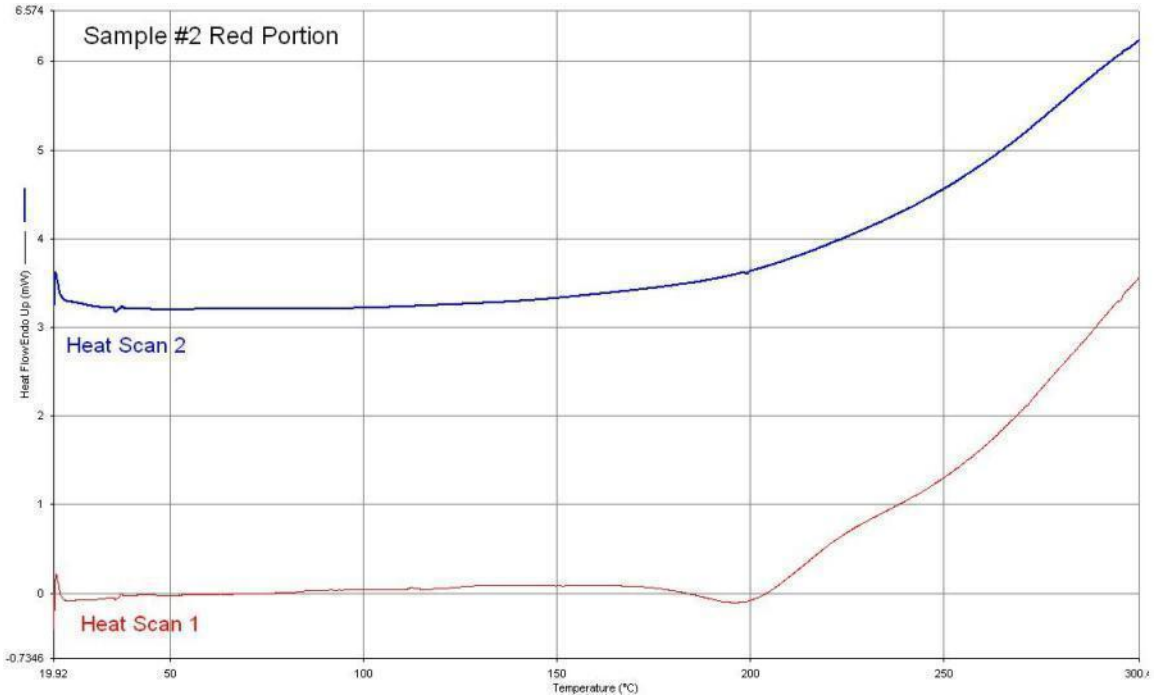


Figure NP-36 DSC bright orange outboard coating specimen #2

Optical Microscopic Inspection of Specimen #1 and #2

Optical microscopy refers to the examination of an object by a microscope or magnifying lens. This technique is extremely useful in understanding failure modes and initiation, as well as to examine microscopic differences in material specimens. In the case of composite materials, optical microscopy can be used to identify the composite construction, fiber reinforcement size, layer counts and thicknesses, fiber reinforcement orientation or lack there of, void size and relative content, resin and fiber interfacial contact, and microcrack damage.

Following the burn off of the organic resin matrix, specimens #1 and #2 were examined via optical microscopy in order to show fiber orientations and provide data on fiber dimensions. Specimen #1 has an average fiber length of 2 cm and diameter of 0.14 mm. Specimen #2 has an average fiber length of 3 cm and diameter of 0.14 mm. Table NP-7 summarizes the fiber dimensions for specimen #1 and #2. Figure NP-37 illustrates the photomicrographs for the fiber configuration in the composite specimen #1 and #2.

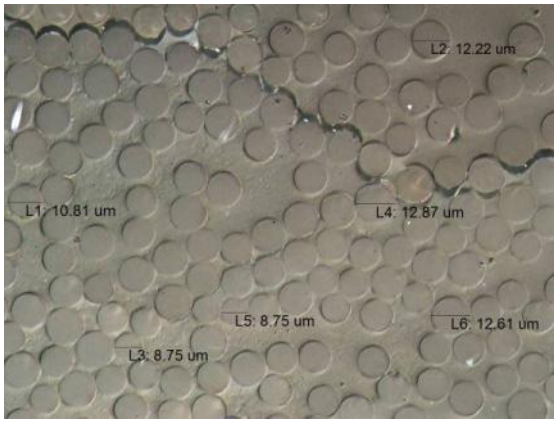
Sample	Fiber Length (cm)	Fiber Diameter (mm)
Sample 1	2	0.14
Sample 2	3	0.14

Table NP-7 Fiber dimensions for specimen #1 and #2

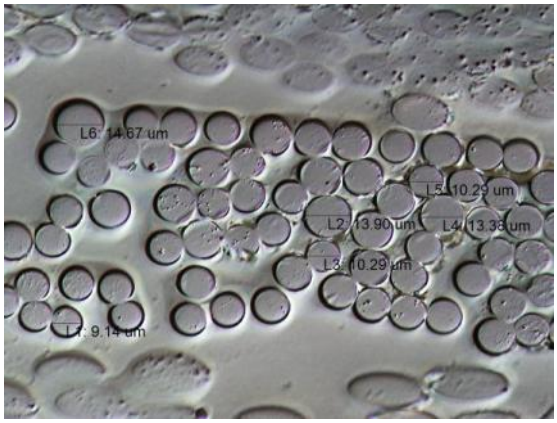
Brian Lee

A. Specimen #1

B. Specimen #2



C. Specimen #1 Fiber Diameter



D. Specimen #2 Fiber Diameter

Figure NP-37 Photomicrographs for the fiber configuration in the composite specimen #1 and #2

The cross-section of specimens #1 and #2 were examined via optical microscopy and used to illustrate the multiple layers that make up the composite material, and to determine the thicknesses and consistencies of the various layers. Optical microscopy was also used to determine the fiber diameter, fiber orientations, and to inspect for voids, microcracks, and other visually apparent anomalies. Layer measurement indicated that specimen #1 had a thicker coating on the inboard and outboard surfaces, but had a thinner core composite structure than specimen #2 by approximately 41%. The thinner coating thickness for specimen #2 may indicate greater susceptibility to environmental exposure. If the coating thickness was not sufficient for preventing moisture penetration and absorption, the integrity of the composite

structure could be compromised. Table NP-8 summarizes the cross-sectional measurements for specimen #1 and #2.

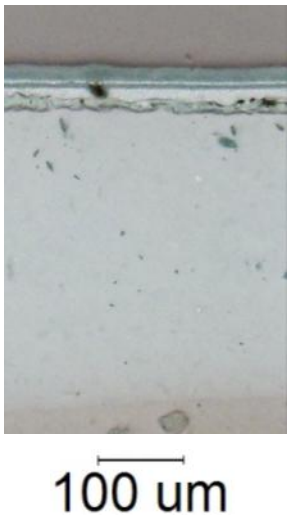
Specimen #	Thickness, Overall	Coating Thickness				Approximated Core Thickness
		Inboard, Min.	Inboard, Max.	Outboard, Min.	Outboard, Max.	
	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)
1	6.30	0.340	0.594	0.625	0.800	5.11
2	9.30	0.210	0.310	0.153	0.424	8.74

Table NP-8 Cross-sectional measurements for specimen #1 and #2

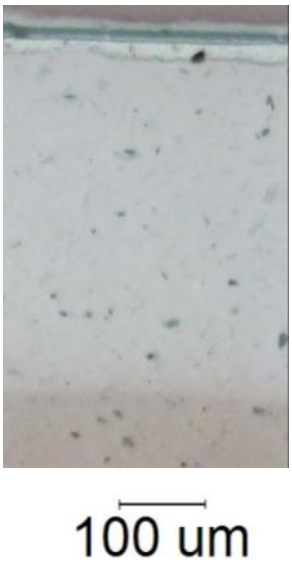
It was determined that the inboard and outboard coatings of specimen #1 and #2 actually consisted of multiple discrete coating layers. Figure NP-38 illustrates the inboard and outboard coating layers for specimen #1 cross section in x and y orientation. Figure NP-39 illustrates the inboard and outboard coating layers for specimen #2 cross section in x and y orientation. There are several plausible explanations for the multiple discrete coating layers on the Mandarina composite material specimens #1 and #2. One explanation may be that the manufactured Mandarinas were fabricated with a complex finishing process including multiple gel coats. Another explanation may be that coatings were added to the Mandarinas sequentially over time as part of an inspection and maintenance. One potential risk in recoating over the composite surface of the Mandarina is that the recoat may hide surface indications of weathering degradation or other damages.

One notable observation from the optical images in Figure NP-41 is that specimen #2 appears to have had some sort of blistering or delamination under the inboard coating. Both specimen #1 and #2 indicate cracks initiating in the coating and propagating to the core composite, as illustrated in Figure NP-42. The cracks appear to only be on the inboard side of specimen #2 and the outboard side of specimen #1. It also appears that the cracks specimen #2 may have been covered over with one or more coatings.

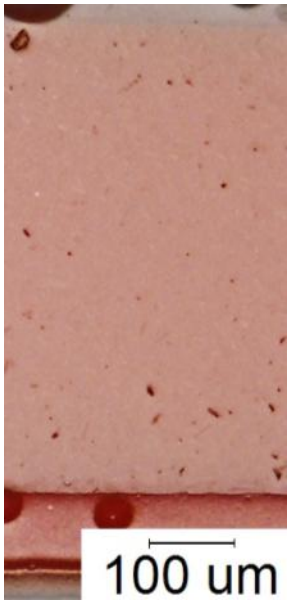
Brian Lee



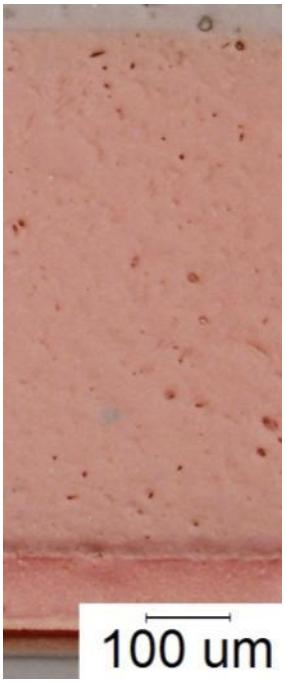
A. Specimen #1 Inboard Coating
X Orientation



B. Specimen #1 Inboard Coating
Y Orientation

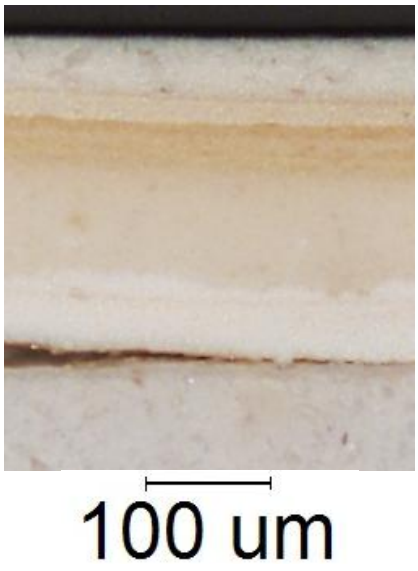


C. Specimen #1 Outboard Coating
X Orientation



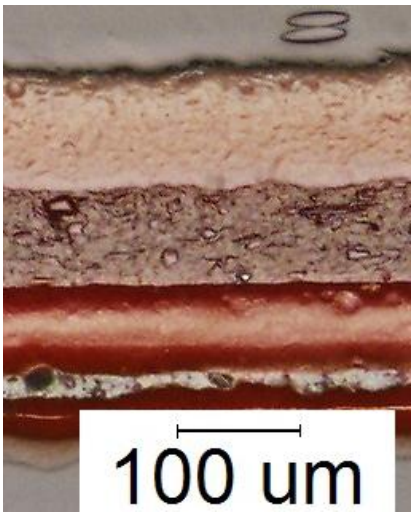
D. Specimen #1 Outboard Coating
Y Orientation

Figure NP-38 Inboard and outboard coating layers for specimen #1 cross section in x and y orientation

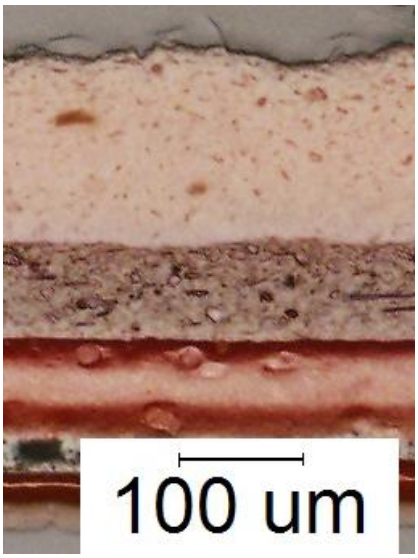


A. Specimen #2 Inboard Coating
X Orientation

B. Specimen #2 Inboard Coating
Y Orientation

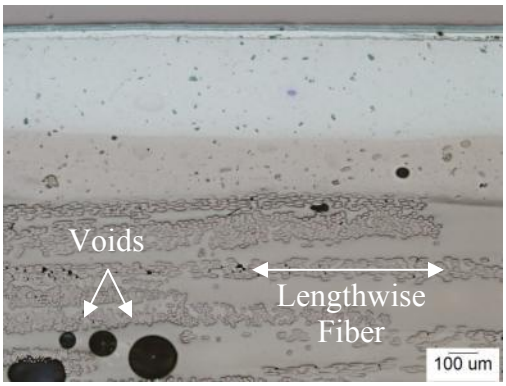


C. Specimen #2 Outboard Coating
X Orientation

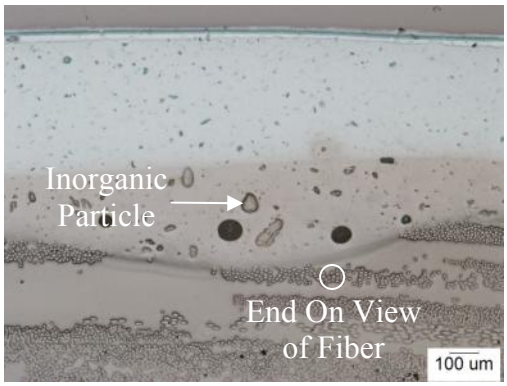


D. Specimen #2 Outboard Coating
Y Orientation

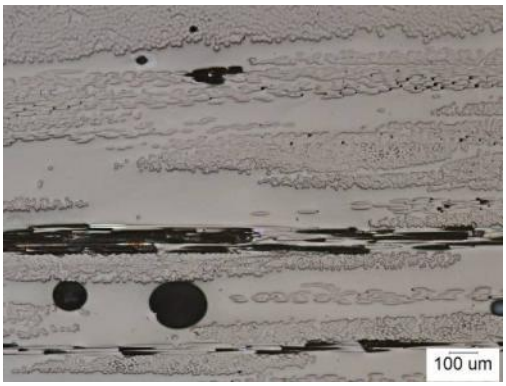
Figure NP-39 Inboard and outboard coating layers for specimen #2 cross section in x and y orientation



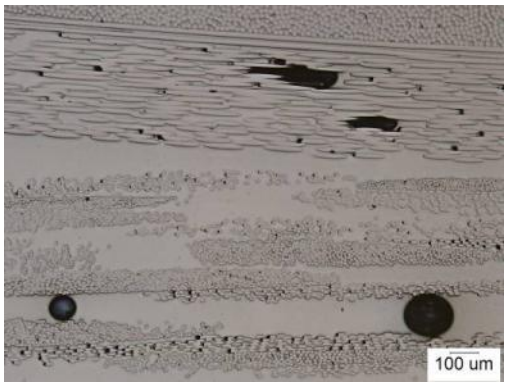
A. Specimen #1 Inboard Coating
X Orientation



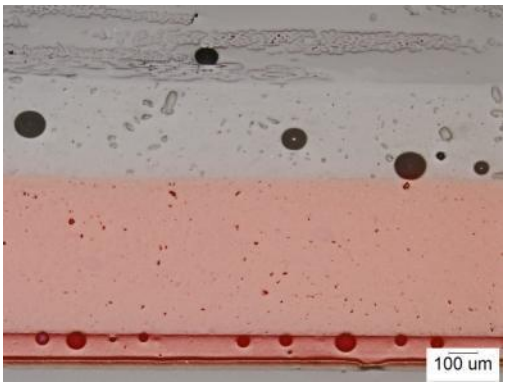
B. Specimen #1 Inboard Coating
Y Orientation



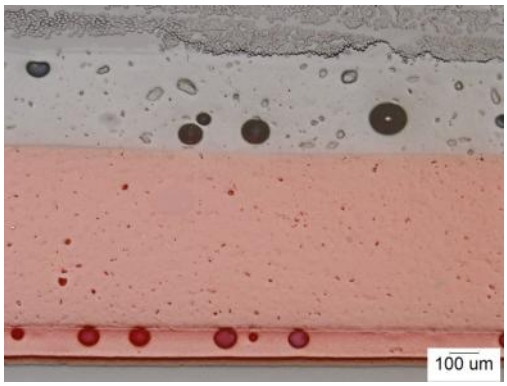
C. Specimen #1 Core Composite
X Orientation



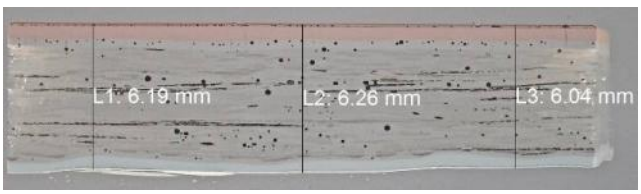
D. Specimen #1 Core Composite
Y Orientation



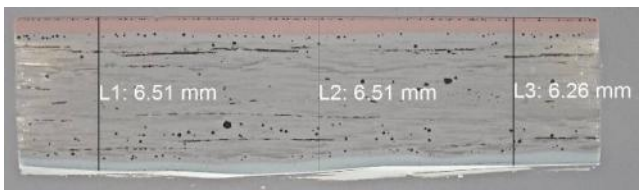
E. Specimen #1 Outboard Coating
X Orientation



F. Specimen #1 Outboard Coating
Y Orientation

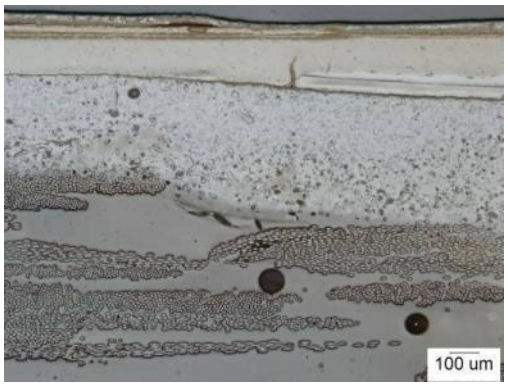


G. Specimen #1 Cross Section
X Orientation

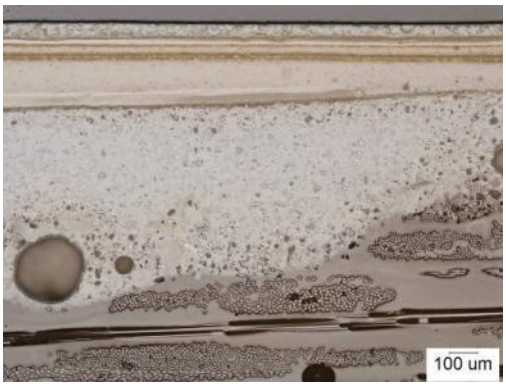


H. Specimen #1 Cross Section
Y Orientation

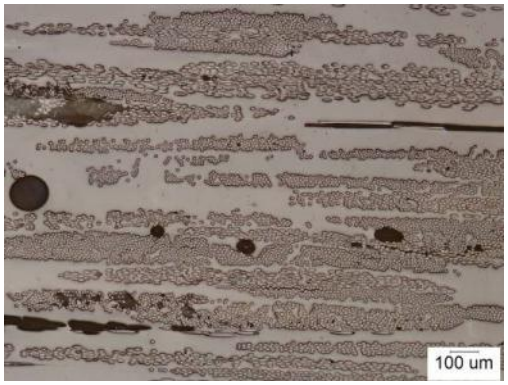
Figure NP-40 Core composite, inboard and outboard coating layers for specimen #1 cross section in x and y orientation



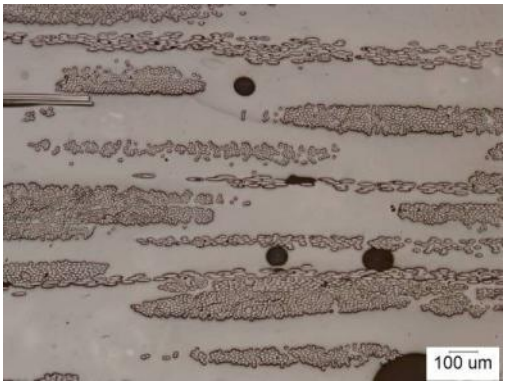
A. Specimen #2 Inboard Coating
X Orientation



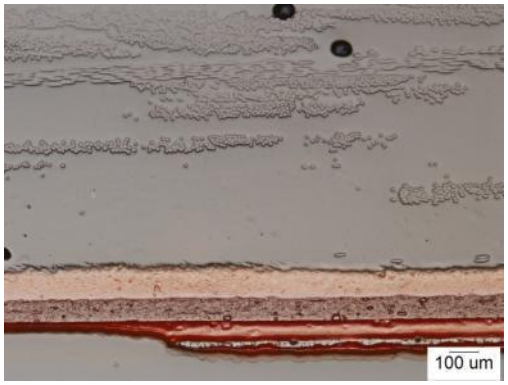
B. Specimen #2 Inboard Coating
Y Orientation



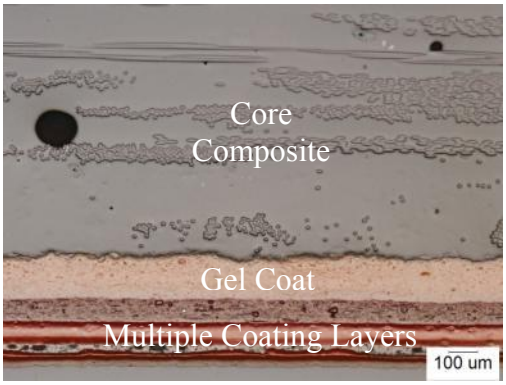
C. Specimen #2 Core Composite
X Orientation



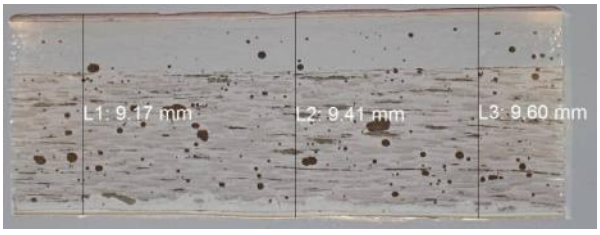
D. Specimen #2 Core Composite
Y Orientation



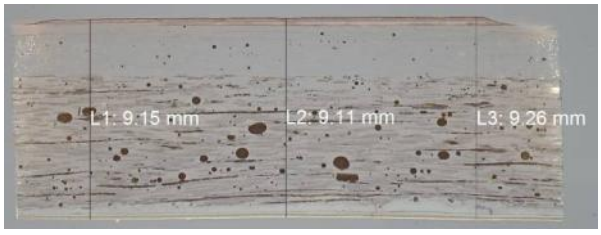
E. Specimen #2 Outboard Coating
X Orientation



F. Specimen #2 Outboard Coating
Y Orientation

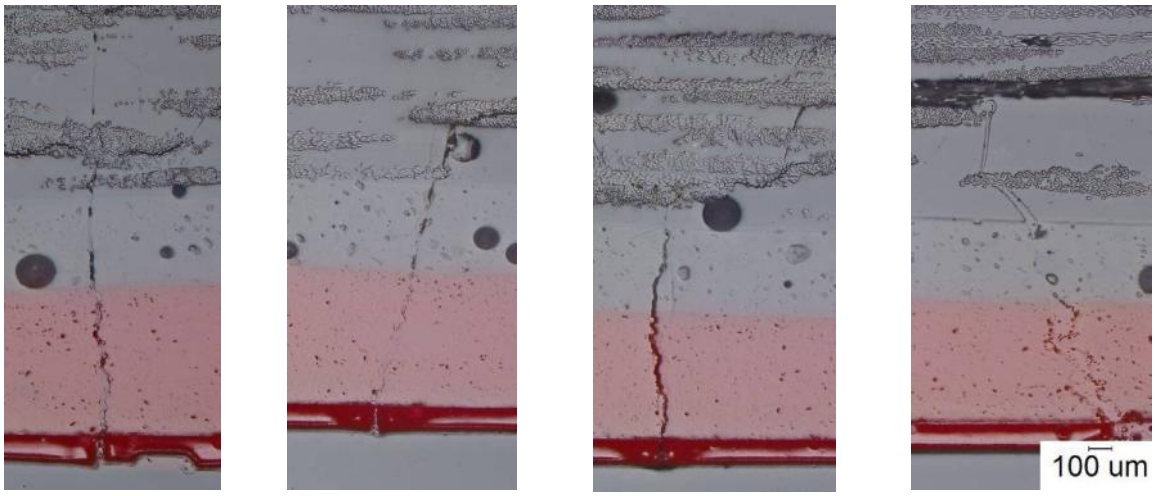


G. Specimen #2 Cross Section
X Orientation

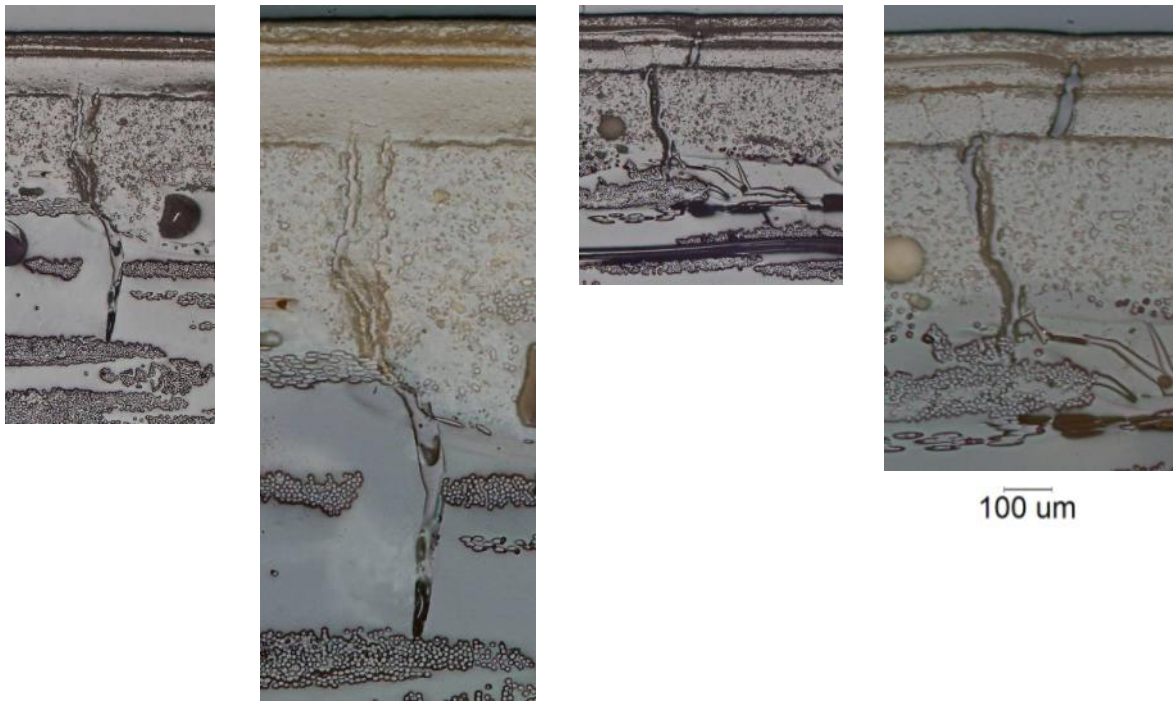


H. Specimen #2 Cross Section
Y Orientation

Figure NP-41 Core composite, inboard and outboard coating layers for specimen #2 cross section in x and y orientation



A. Specimen #1 Crack propagation through outboard coating and into core composite



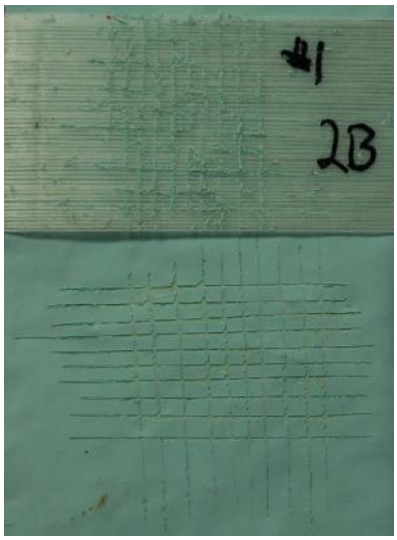
B. Specimen #2 Crack propagation through inboard coating and into core composite

Figure NP-42 Crack propagation through surface coating and into core composite for specimen #1 and #2

Coating Adhesion Measurement Specimen #1 and #2

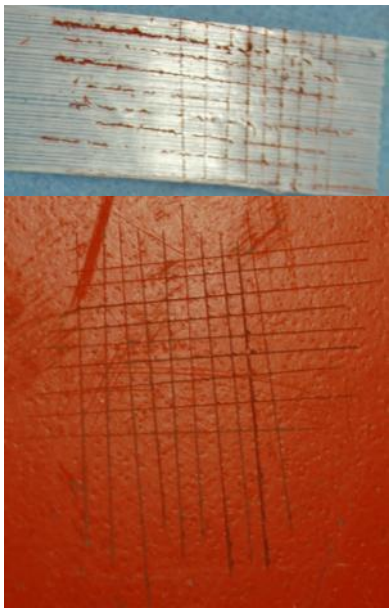
The surface bond of the outer most inboard and outboard coating of specimen #1 and #2 was analyzed via cross-hatch adhesion testing. This test method consists of inscribing a cross-hatch pattern in a coating, applying a specified pressure sensitive tape over the inscribed area and rapidly removing the tape. Figure NP-43 illustrates the results for cross hatch adhesive delamination measurement for specimen #1 and #2. The samples were semi-quantitatively scored based on the amount of material that is removed with the tape. Both the inboard and outboard coatings of specimen #1 were scored "2B" which represents a transfer of 15-35% of the surface material to the tape. The inboard and outboard coatings of specimen #2 were scored "0B" and "3B," respectively. The outboard coating of specimen #2 indicated a transfer of 5-15% of the surface material to the tape. However, the inboard coating of specimen #2 indicated a much poorer adhesive bond with greater than 65% transfer of the surface material to the tape.

A. Specimen #1 outboard coating
15-35% surface delamination

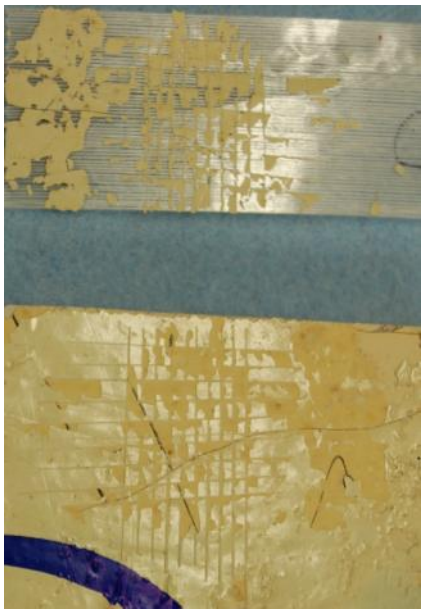


B. Specimen #1 inboard coating
15-35% surface delamination

Brian Lee



C. Specimen #2 outboard coating
5-15% surface delamination



D. Specimen #2 inboard coating
>65% surface delamination

Figure NP-43 Results for cross hatch adhesive delamination measurement for specimen #1 and #2

Mandarina Material Design

The first fiberglass reinforced composite Mandarinas were manufactured in 1968. The composite Mandarinas were manufactured using woven roving and chopped strand fiber reinforcement mat and orthophthalic polyester resin. These early composite designs suffered from severe osmotic blistering due to moisture permeation and reaction with the hydrolysable ester moieties in the orthophthalic polyester. In 1971 the Arun class Mandarina was introduced as the first all weather fiberglass reinforced composite lifeboat. The Arun class hull was originally manufactured using orthophthalic polyester resins, woven roving and chopped strand mat fiber reinforcement using traditional hand laminating techniques. In subsequent upgrades the orthophthalic polyester resins were replaced by isophthalic polyester resins to address the problems associated with osmotic blistering in the orthophthalic polyester. In further upgrades the chopped strand mat was gradually replaced with woven fabric to reduce weight and improve performance. In 1981 the Royal National Lifeboat Institution (RNLI) in the UK introduced the Brede class fiber reinforced composite lifeboat manufactured using sprayed chopped strand mat mixed with polyester resin.[xvii]

The International Maritime Organization (IMO) Maritime Safety Committee (MSC) Circular 1049 in 2002 summarized potential root causes of fiber reinforced composite Mandarinas, including:[xviii]

- Failure of on-load release mechanism
- Inadvertent operation of on-load release mechanism
- Inadequate maintenance of lifeboats, davits and launching equipment
- Communication failure
- Lack of familiarity with lifeboats, davits equipment and associated controls
- Unsafe practices during lifeboat drills and inspections
- Design faults other than on-load release

A study published in 2004 by The Health and Safety Executive (HSE, UK) conducted by the firm PAFA Consulting Engineers identified failure probabilities for a Whittaker 50 person Mandarina. The Whittaker Mandarina is a fiber reinforced composite, Totally Enclosed Motor Propelled Survival Craft (TEMPSC). The Whittaker (now manufactured by Survival Systems, Inc.) is a side-on davit-launched Mandarina typically stationed on a fixed steel platform. Boat One on the Usumacinta rig was a Whittaker Mandarina. Table NP-9 summarizes the failure probabilities for a Whittaker 50 person Mandarina from the 2004 study. Several important insights can be gained by reviewing the information in Table NP-9. Step 11 refers to departure from the platform after the descent was completed and the Mandarina was released to the water. In the 2004 study the greatest failure probability occurred after the Mandarina had safely reached the water. This was true across the range of weather conditions from calm seas to storm. Of primary interest to the fiber reinforced composite material characterization is the incidental impact damage experienced by the Mandarina after safely being deployed.

		FAILURE PROBABILITIES			
		Calm	**Moderate**	**Gale**	**Storm**
		23.7%	**61.0%**	**14.8%**	**0.5%**
STEP 5	**CRAFT PREPARING FOR LAUNCH**				
5.1	Engine cannot be started	0.0000	0.0050	0.0100	0.0100
5.2	Seawater cocks jammed	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
5.3	Damage to craft/launch mech.	0.0000	0.0000	0.0020	0.0020
		0.0000	**0.0050**	**0.0120**	**0.0120**
STEP 6	**EMBARKATION**				
6.1	Descent before loading complete	0.0020	0.0020	0.0020	0.0020
6.2	Craft access blocked	0.0020	0.0020	0.0020	0.0020
		0.0040	**0.0040**	**0.0040**	**0.0040**
STEP 7	**CRAFT DESCENT BEGINS**				
7.1	Cable jammed on sheaves/tube	0.0020	0.0020	0.0020	0.0020
7.2	Release pin jammed	0.0020	0.0020	0.0020	0.0020
7.3	Brakes jammed by obstruction	0.0020	0.0020	0.0020	0.0020
7.4	Falls drum obstructed	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004

Brian Leis

		FAILURE PROBABILITIES			
		Calm	**Moderate**	**Gale**	**Storm**
		23.7%	**61.0%**	**14.8%**	**0.5%**
		0.0064	**0.0064**	**0.0064**	**0.0064**
STEP 8	**CRAFT DESCENDS TO NEAR SEA LEVEL**				
8.1	Launch mechanism hit by debris	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004
8.2		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8.3	Release hook opened	0.0030	0.0030	0.0150	0.0150
8.4		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8.5	Winch/brake mechanism seized	0.0020	0.0020	0.0020	0.0020
8.6	Winch fails to control descent	0.0004	0.0004	0.0004	0.0004
8.7		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
8.8	Fall wire, attachments etc brake	0.0020	0.0020	0.0020	0.0020
8.9	Craft hits structure due to wind	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
		0.0078	**0.0078**	**0.0198**	**0.0198**
STEP 9	**DESCENT COMPLETED**				
9.1	Wave impact damages craft	0.0000	0.0000	0.0500	0.1000
9.2	Falls wires not long enough	0.0020	0.0020	0.0020	0.0020
		0.0020	**0.0020**	**0.0520**	**0.1020**
STEP 10	**RELEASE GEAR ACTIVATED**				
10.1	Failure of ratchet, lock, etc.	**0.0004**	**0.0150**	**0.1400**	**0.1400**
STEP 11	**DEPARTURE FROM PLATFORM**				
11.1	Hits structure - coxswain error	**0.1000**	**0.2000**	**0.3000**	**0.4000**
11.2	Hits structure - wind/waves	**0.0000**	**0.2182**	**0.3054**	**0.4400**
11.3	Craft capsized	**0.0000**	**0.0000**	**0.0500**	**0.1000**
11.4	Hits structure - tide	**0.0000**	**0.0000**	**0.0000**	**0.0000**
11.5	Propeller/drive shaft fail	**0.0020**	**0.0020**	**0.0020**	**0.0020**
SUCCESS RATE IN EACH CONDITION		**88%**	**60%**	**36%**	**22%**
OVERALL SUCCESS RATE = 63%					

Note: Success Rate = Product of (1-Prob. of element failure) where elements are in **BOLD**

e.g. Calm conditions = (1-0.0000)*(1-0.0040)*(1-0.0064)*……*(1-0.0020) = 0.8798

Table NP-9 Failure probabilities for a Whittaker 50 person Mandarina 2004 study [xvi]

Brian Lee

Items 11.1, 11.2, and 11.4 refer to the Mandarina impacting a structure. Impact damage can pose a particularly significant risk to the structural integrity of the Mandarina. According to the same study, "In fact, knowledge of the impact resistance is not well advanced. The existing IMO standard test bears little relation to the likely impact; it also only tests the fender and its support."[xvi]

Updated reports from the HSE advocate additional structural design considerations for impact resistance. Figure NP-44 illustrates several scenarios for Mandarina impact design events. These impact design events include impact of the suspended Mandarina against the rig and other structures, low and high height release to calm and stormy seas, and Mandarina impact against the rig and other structures during water departure.

In addition to the susceptibility of the Mandarina to incidental impact damage, another prevalent failure mode relates to the hook release mechanism. The Maritime Accident Investigations Branch (MAIB, UK) indicates that "Hook mechanisms have been found to be susceptible to failure given small changes in tolerance due to operational wear, corrosion and fretting, machining deviations during manufactured and deteriorating effect of salty air, weather and vibration."[xix] Field service reports indicate the highest frequency request from crews is to replace the hooks that connect the boat to the davit, not patching or repairing the fiber reinforced composite.[xx]

Brian Lee

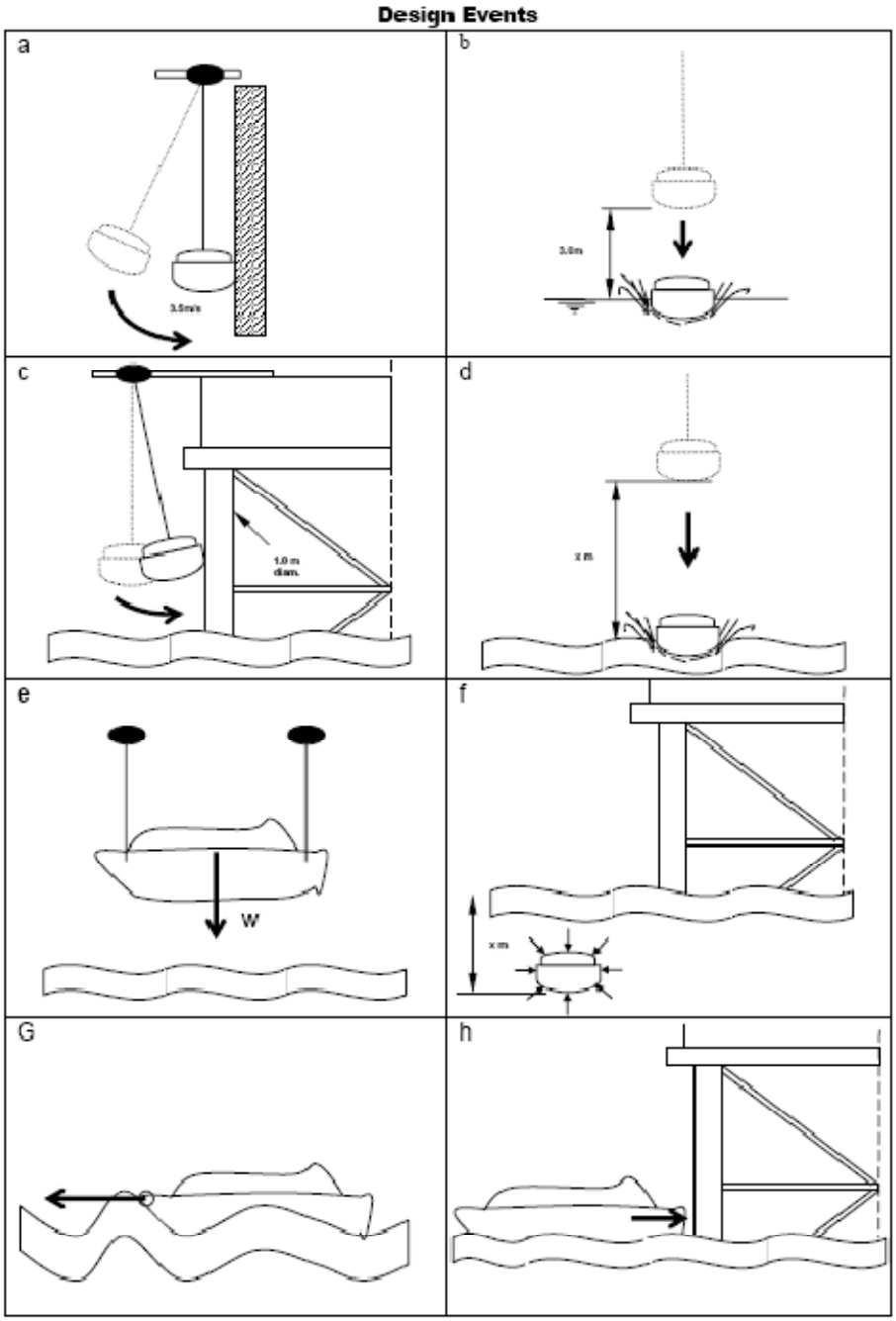


Figure NP-44 Mandarina impact design event scenarios[xxi]

Mechanical Failure Modes for Specimen #1 and #2

Potential mechanical failure modes for a fiber reinforced composite Mandarina can be quite complex, especially in severe weather conditions. Tensile failure in the primary fiber reinforcement direction is uncommon, however cross ply tensile failure may occur when the resin matrix is loaded and filaments are separated. Compressive failure may initiate on a micro scale due to local fiber reinforcement buckling, and propagate to global compressive failure.

Brian Lewis

Flexural loading may occur especially in moderate to severe seas. Again, flexural failure may initiate on a micro scale and propagate to macro flexural bending failure. Torsional properties are important especially in severe seas. Stress risers may be a failure mode especially at joint and attachment points. Open hole tensile testing provides some insight to joints and attachment hardware installed to the fiber reinforced composite. Due to the laminate structure of a composite material, interlaminar shear or slipping resistance from layer to layer is a consideration. Fatigue resistance is very important for fiber reinforced composite materials. "In most cases a properly designed hull laminate will never be subjected to its ultimate strength so physical properties of the resin matrix, although important, are not the only criteria on which a selection has to be made. Long before ultimate load is reached and failure occurs, the laminate will reach a stress level where the resin will begin to crack away from those fiber reinforcements not aligned with the applied load. This is known as 'transverse micro-cracking' and although the laminate has not completely failed at this point, the breakdown process has commenced. The strain that a laminate can take before micro cracking depends strongly on the toughness and adhesive properties of the resin system. For relatively more brittle resin systems, such as many polyesters, this point occurs a long way before laminate failure, and so severely limits the strains to which such laminates can be subjected. In an environment such as water or moist air, the microcracked laminate will absorb considerably more water than an uncracked laminate. This will then lead to an increase in weight, moisture attack on the resin and fiber sizing agents, loss of stiffness and with time, an eventual drop in ultimate properties."[i] Figure NP-45 illustrates the microcrack initiation in a stress strain curve for a fiber reinforced composite material.

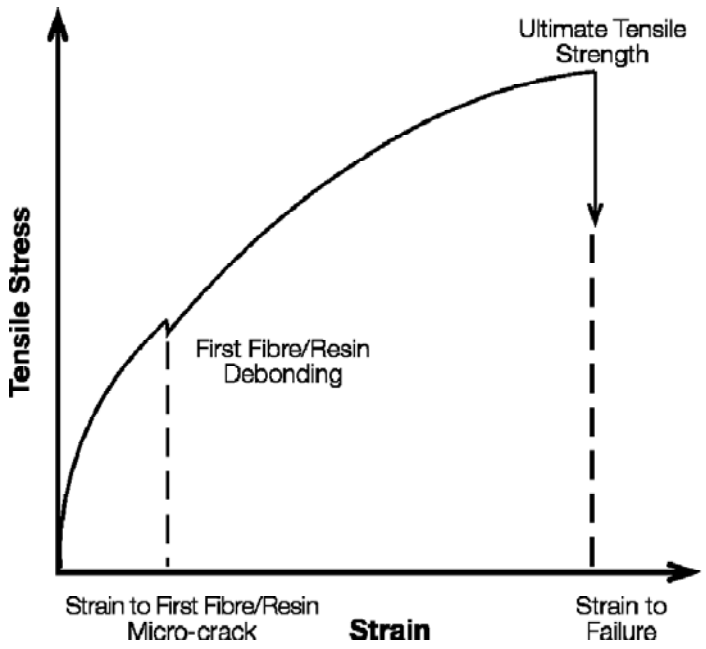


Figure NP-45 Microcrack initiation in a stress strain curve for a composite laminate [i]

Brian Lee

Mechanical Property Measurement

Mechanical testing consists of loading samples of various geometries in various manners. The load handling capabilities of a fiber reinforced composite material may vary greatly depending on the orientation of the reinforcement with respect to the direction of load. Mechanical analysis of a composite structure can show differences between samples, published data, design allowables, etc. These differences can be measured loads, strain elongation, failure modes or combinations of these.

Several resources were identified for comparative properties to those measured for specimen #1 and #2. Table NP-10 illustrates mechanical properties of fiberglass reinforced composites for Mandarinas with 30 wt% fiber content based on a 2004 study RR198 by the Health and Safety Executive (HSE, UK).[xvi] The HSE study in Table NP-10 includes summary data from several researchers.

Mechanical Properties of GRP

Mechanical Properties	Units	Gelcoat G600	Matweb	Johnson	Smith	In This Project
% Fibre by weight	%	25%	Average	30%	30%	≈30%
Tensile strength	MPa	70	100	100	95	100
Flexural strength	MPa	145	160	173	165	170
Compressive strength	MPa	-	210	140	140	140
In-plane shear strength	MPa	-	-	81	74	80
Interlaminar shear strength	MPa	-	-	25	25	25
% elongation at break	%	1.9	1.5	1.5-2.5	-	
Tensile modulus	GPa	5.9	22.5	7.8	-	7.8
Flexural modulus	GPa	4.0	17.5	6.4	-	6.4
Shear modulus	GPa	-	-	2.8	-	2.8
Poisons ratio - tension		-	-	0.42	-	0.42
Poisons ratio - comp.		-	-	0.32	-	0.32
IZOD impact strength	KJ/m²	50	-	50-80	-	65
Barcol hardness	°Barcol	45	71	40-55	-	45

Table NP-10 Mechanical properties of fiberglass reinforced composites for Mandarinas with 30 wt% fiber content[xvi]

A second study by the HSE in 2007 RR599 distinguishes the Mandarina canopy at 30 wt% fiber content compared to the Mandarina hull at 50 wt% fiber content.[xxi] Table NP-11 illustrates the mechanical properties of fiberglass reinforced composite Mandarina hulls and canopies.

Brian Lee

Mechanical Properties of Glass Reinforced Plastic (GRP)

Mechanical Properties	Units	Chopped Strand Mat	Woven Roving
		Canopy	Hull
% Fibre by weight	%	≈ 30%	≈ 50%
Tensile strength	Mpa	100	230
Flexural strength	MPa	170	280
Compressive strength	MPa	140	205
In-plane shear strength	MPa	80	95
Interlaminar shear strength	MPa	25	25
Tensile modulus	GPa	7.8	15.8
Flexural modulus	GPa	6.4	14.0
Shear modulus	GPa	2.8	3.5
Poisons ratio - tension		0.42	0.125
Poisons ratio - comp.		0.32	0.125

Table NP- 11 Mechanical properties of fiberglass reinforced composite Mandarina hulls and canopies[xxi]

Table NP-12, Table NP-13, and Table NP-14 illustrate mechanical property requirements published by the United States Coast Guard (USCG) for ambient, water immersed, and environmentally exposed composite materials, respectively.[xxii]

The environmentally exposed composite materials include elevated temperature 70°C, exposure to liquid chemicals, and one year outdoor weathering.

Brian Lewis

Ambient	Method	Requirement
Flexural properties, flatwise	ISO 178, ASTM D 790	
Ultimate Strength		345 MPa
Initial modulus of elasticity		18,616 MPa
Ultimate tensile strength	ISO/R 527, ASTM D 638	278 MPa
Ult. Compressive strength, edgewise	ISO 604, ASTM D 695	241 Mpa
Flammability (horizontal)	ISO 1210, ASTM D 635	25.4 mm/min (max)
Flame Resistance (alternative 2)	ASTM E 84, MIL-R-21607E, Grade A	Flame Spread Index ≤ 100
Water absorption (24 hr immersion)	ISO 62, ASTM D 570	0.5% wt max change
Barcol hardness	ISO 2039, ASTM D 2583	55
Specific gravity / density	ISO 1183, ASTM D 792	Determine and report
Resin content, %	ISO 1172, ASTM D 2584	Determine and report

Table NP-12 Mechanical properties of fiberglass reinforced composite Mandarina materials at ambient conditions

Expose 2 hr Boiling Water	Method ASTM D 570-81 para 6.5	Requirement
Flexural properties, flatwise	ISO 178, ASTM D 790	
Ultimate Strength		310 MPa
Initial modulus of elasticity		17,237 MPa
Ultimate tensile strength	ISO/R 527, ASTM D 638	278 MPa
Ult. Compressive strength, edgewise	ISO 604, ASTM D 695	241 MPa

Table NP-13 Mechanical properties of fiberglass reinforced composite Mandarina materials after boiling water immersion

Brian Lee

Expose 1 hr 70°C	Method	Requirement
Flexural properties, flatwise	ISO 178, ASTM D 790	
Ultimate Strength		276 MPa
Initial modulus of elasticity		15,858 MPa
Expose Liquid Chemicals		
Change in mass & dimensions	ISO 175, ASTM D 543	0.1% max
Ultimate Strength	ASTM D 790	Determine and report
Expose 1 yr Outdoor Weathering		
Flexural properties, flatwise	ISO 178, ASTM D 790	
Ultimate Strength		310 MPa
Initial modulus of elasticity		17,237 MPa
Flame Resistance	ASTM E 84, MIL-R-21607E, Grade A	Flame Spread Index ≤ 100

Table NP-14 Mechanical properties of fiberglass reinforced composite Mandarina materials at elevated temperature 70°C, exposure to liquid chemicals, and one year outdoor weathering

For the purposes of this report, nominal properties determined from the available resources are summarized as follows in Table NP-15 and will be used to benchmark the properties measured for Mandarina specimens #1 and #2.

Mechanical Property	Unit	30 wt% fiber canopy	50 wt% fiber hull
Tensile Strength	MPa	100	230-278
Tensile Modulus	GPa	7.8	15.8
Compressive Strength	MPa	140	205-241
Flexural Strength	MPa	170	276-345
Flexural Modulus	GPa	6.4	14-18.6
Interlaminar Shear Strength	MPa	25	25
Shear Modulus	GPa	2.8	3.5

Table NP-15 Nominal mechanical properties of fiberglass reinforced composite Mandarina materials

Brian Lee

Tensile Measurement of Specimen #1 and #2

Tensile testing is a mechanical test in which a dog-bone or rectangular sample is loaded in pulling tension. Properties obtained from tensile testing may include tensile modulus or stiffness, tensile yield strength, ultimate breaking tensile strength, elongation or strain at failure, and Poisson's ratio. Due to the nature of fiber reinforced composite materials, tensile testing is primarily a test of the reinforcing fibers and the ability of the resin matrix to transfer the load to the reinforcing fibers. The tensile properties of a composite material can provide an indication of fiber orientation.

An Instron 4505 tensile frame was used to measure the tensile properties of specimens #1 and #2. ASTM D 3039 "Standard Test Method for Tensile Properties of Polymer Matrix Composite Materials" was used as a guide and variations were made and noted where necessary. Four (4) rectangular samples were cut from each specimen #1 and #2. Three (3) of these samples were cut along the Y axis and one (1) was cut along the X axis. One (1) of each along the X and Y axis were tested at ambient conditions. One (1) sample along the Y axis was pre-tempered at elevated temperature of 60°C (140°F) and one was pre-tempered at subambient temperature of -18°C (0°F) prior to testing. Tensile crosshead strain rate was 0.25 cm/min (0.1 inch/min).

Tensile measurement data is summarized in Table NP-16. Tensile modulus (stiffness) and ultimate tensile strength of specimen #1 was higher than for specimen #2. This is consistent with the fiber weight percent data collected via thermogravimetric analysis (TGA); that is, specimen #1 had over 40 wt% fiber compared to 30 wt% fiber for specimen #2. As the fiber reinforcement is the primary load bearing constituent in the fiber reinforced composite material, the higher fiber content in specimen #1 is consistent with the higher tensile modulus and tensile strength for specimen #1 compared to specimen #2. There appears to be greater anisotropy or directionally dependent tensile strength for specimen #1 compared to specimen #2 in that the specimen #1 ambient y axis strength was 85.1 MPa compared to the x axis 93.0 MPa, or an 8.5% increase in tensile strength along the x axis over that along the y axis. Table NP-17 and Figure NP-46 illustrate the ASTM D 3039 failure mode codes for tensile test of fiber reinforced composite materials. As shown in Table NP-16 all failure modes for tensile testing of specimen #1 and #2 were multimodal with rupture in all three dimensions x, y, z. This is consistent with the chopped fiber configuration identified in the photomicrographs of specimen #1 and #2. The rupture area and location were in multiple locations including three test coupons which ruptured at or near the grip area.

Brian Lee

Specimen #	Condition	Tensile Strength (MPa)	Tensile Modulus (GPa)	Strain at break (%)	Failure Mode
1	ambient	85.1	1.19	11.7	MMM
1	60°C	89.7	1.00	11.7	MWT
1	-18°C	72.5	0.898	11.3	MMM
1	x axis	93.0	0.861	14.3	MWT
2	ambient	69.7	0.643	15.7	MMM
2	60°C	56.1	0.594	12.4	MMM
2	-18°C	71.2	0.503	17.3	MMM
2	x axis	61.6	0.640	14.5	MAT
Reference		**100**	**7.8**		

Table NP-16 Tensile data for specimens #1 and #2

Failure Type	Code	Area	Code	Location	Code
Angled edge	A	Inside grip/tab	I	Bottom	B
Delamination	D	At grip/tab	A	Top	T
Grip/tab	G	<1W from grip/tab	W	Left	L
Lateral	L	Gage	G	Right	R
Multi-mode	M (xyz)	Multiple areas	M	Middle	M
Longitude Splitting	S	Various	V	Various	V
Explosive	X	Unknown	U	Unknown	U
Other	O				

Table NP-17 ASTM D 3039 Tensile failure mode codes

Brian Lee

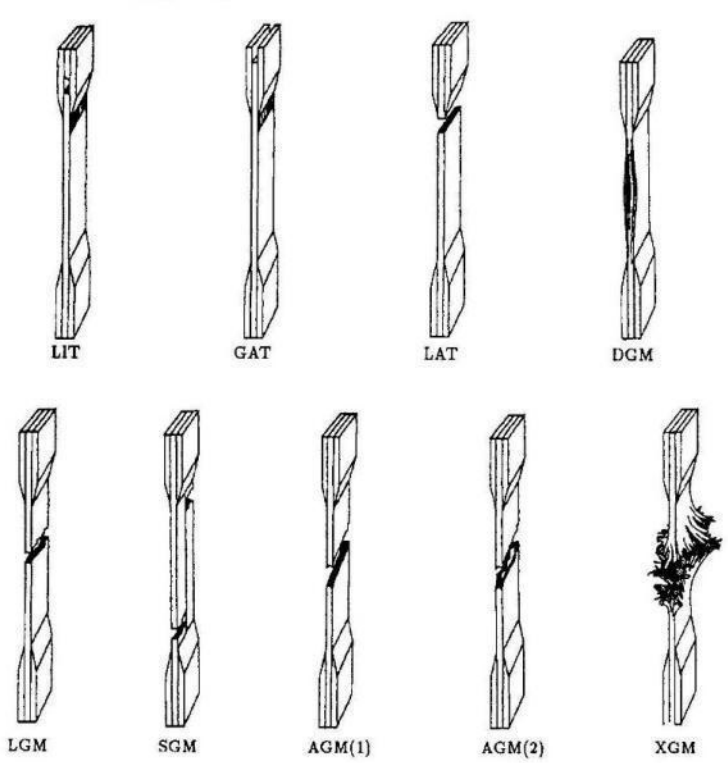


Figure NP-46 Schematic of ASTM D 3039 tensile failure mode codes

Based upon comparison to the nominal reference parameters collected from representative sources, it appears that both specimen #1 and specimen #2 were not retrieved from the Mandarina hull, but rather the canopy. Reference hull tensile strength ranges from 230 to 278 MPa. Ultimate tensile strength measured for specimen #1 was 93 MPa which compares relatively well to the reference canopy tensile strength 100 MPa. Given the limited amount of material and no multiple replicate measurements, specimen #1 tensile strength appears to be within reasonable range of the requirement. However, Specimen #2 tensile strength is well below the reference tensile strength by more than 30%. All tensile modulus measurements for specimen #1 and #2 were below the reference value; however, tensile modulus is often controversially debated based on measurement system, "toe" compensation, and how the tangent to the stress strain curve is determined.

One additional sample was cut from specimen #1 and #2 to assess open hole tensile strength as a measure of hardware attachment joint. The open hole tensile test is a more severe tensile test as the composite integrity is intentionally damaged in boring the hole. A 1.27 cm diameter hole was drilled through the center of each sample. The open hole samples were then tested on the Instron 4505 tensile frame at a rate of 1.27 cm/min. Table NP-18 illustrates the open hole tensile data for specimen #1 and #2. As expected the open hole tensile strength was less than the standard tensile strength. The differential between specimen #1 and #2 continued with open hole tensile strength higher than for specimen #1 compared to specimen #2.

Brian Lewis

Table NP-18 Open hole tensile data for specimen #1 and #2

Specimen #	Tensile Strength (MPa)	Tensile Modulus (GPa)	Strain at break (%)	Failure Mode
1	45.6	0.403	11.8	MGM
2	30.2	0.361	11.8	MGM

Compression Measurement of Specimen #1 and #2

Compression testing is a mechanical test essentially the opposite of tensile testing in which a dog-bone or rectangular sample is loaded is loaded in pushing compression. Properties obtained from compression testing include compressive strength as a measure of the elastic and compressive fracture properties of a brittle or low-ductility material. Since the reinforcing fibers aligned along the axis under compression load have little to no reinforcing capabilities, a compression test is essentially a test of the matrix resin adhesive and cohesive properties. In compression loading the fibers act as stress concentrators and may fail due to microbuckling.

An Instron 4505 test frame was used to measure the compression properties of specimens #1 and #2. ASTM D 695 "Standard Test Method for Compressive Properties of Rigid Plastics" was used as a guide and variations were made and noted where necessary. One test coupon was cut along the y axis of each specimen. The ends of each sample coupon were then milled to ensure parallel loading surfaces. Compression crosshead strain rate was 0.25 cm/min (0.1 inch/min).

Compression measurement data is summarized in Table NP-19. Compressive strength of specimen #1 was twice as high as specimen #2. This is consistent with higher tensile strength of specimen #1 compared to specimen #2. The compressive strength data add credibility to the assumption that specimen #1 and specimen #2 were retrieved from the Mandarina canopy, and not the hull. Reference hull compressive strength ranges from 205 to 241 MPa. Compressive strength measured for specimen #1 was 131 MPa which compares relatively well to the reference canopy compressive strength 140 MPa. As was the case with tensile strength, Specimen #2 compressive strength is well below the reference value by more than 60%.

Table NP-19 Compression data for specimens #1 and #2

Specimen #	Compressive Strength (MPa)	Failure Mode
1	131	Buckling and delamination in core composite, and more so at outboard surface.
2	51.9	Buckling and delamination at inboard and core composite interface.
Reference	140	

Brian Lee

Flexural Measurement of Specimen #1 and #2

Flexural testing is a mechanical test method in which a flat rectangular bar is loaded in a bending or flexing manner. A flexural test results in a tensile type load in the support span side of the specimen and a compressive load in the opposite side. These opposite loads result in a shear load in the center of the specimen. Shear stress is minimized with longer span-to-specimen thickness ratios to ensure a tensile or compressive mode failure. This testing results in a measurement of flexural strength and modulus of the tested material.

An Instron 4505 test frame was used to measure the flexural properties of specimens #1 and #2. ASTM D 790 "Standard Test Methods for Flexural Properties of Unreinforced and Reinforced Plastics and Electrical Insulating Materials" was used as a guide and variations were made and noted where necessary. One test coupon was cut along the x axis of each specimen. Three point bend flexural crosshead strain rate was 0.25 cm/min (0.1 inch/min).

Flexural measurement data is summarized in Table NP-20. Flexural strength and modulus of specimen #1 was higher than specimen #2. Flexural strength of specimen #1 was 24% lower than the reference. Flexural strength of specimen #2 was 44% lower than the reference. Similarly flexural modulus was 26% lower for specimen #1 and 42% lower for specimen #2 compared to the reference modulus.

Table NP-20 Flexural data for specimens #1 and #2

Specimen #	Flexural Strength (MPa)	Flexural Modulus (GPa)	Strain at break (%)	Failure Mode
1	129	4.76	3.87	Inboard surface loaded; tensile, compressive and shear failure.
2	95.5	3.69	3.41	Outboard surface loaded; tensile failure at inboard surface with interlaminar shear at inboard and core composite interface.
Reference	170	6.4		

Short Beam Shear Measurement of Specimen #1 and #2

Short beam strength testing is a mechanical test method used to determine the interlaminar shear properties of a composite material. The short beam shear test is similar to the flexural test in that the specimen is subjected to a bending load. However, in short beam shear, as the name suggests, the span length to specimen depth is reduced greatly compared to that for flexural testing. The smaller length to thickness ratio minimizes the tensile and compressive stresses and maximizes the shear stress at the center of the specimen thickness. This bending action creates a parabolic shear stress curve through the specimen thickness being zero near the surfaces and maximized in the center of the specimen.

An Instron 4505 test frame was used to measure the short beam interlaminar shear properties of specimens #1 and #2. ASTM D 2344 "Standard Test Method for Short-Beam Strength of Polymer Matrix Composite Materials and Their Laminates" was used as a guide and variations

Brian Lee

were made and noted where necessary. One test coupon was cut along the y axis of each specimen. Three point bend crosshead strain rate was 0.127 cm/min (0.05 inch/min).

Short beam shear measurement data is summarized in Table NP-21. Interlaminar shear strength of specimen #1 was more than twice as high as specimen #2. However, both specimen #1 and #2 had significantly lower interlaminar shear strength than the reference.

Table NP-21 Flexural data for specimens #1 and #2

Specimen #	Shear Strength (MPa)	Strain at break (%)	Failure Mode
1	6.03	8.3	Outboard surface loaded; interlaminar shear throughout thickness, more so at inboard surface.
2	2.85	10	Outboard surface loaded; interlaminar shear at end at inboard and core composite interface.
Reference	25		

Mandarina Original Equipment Manufacturers

The leading original equipment manufacturers (OEMs) for fiber reinforced composite material Mandarinas are illustrated in Table NP-22. Generally, modern Mandarina construction includes fire retardant glass fiber reinforced polyester filled with polyurethane buoyancy foam.

Table NP-22 Leading fiber reinforced composite Mandarina OEMs

OEM	Origin	Products
Euro Offshore Services	Netherlands	boats, fast rescue, free-fall, lifeboats (open and totally or semi enclosed), davits; lifejackets, suits
Hatecke, GmbH	Germany	freefall, totally and semi enclosed lifeboats, davits, and cranes
Hyundai Lifeboats Co.	Korea	Free-fall, totally and semi enclosed lifeboats; yachts
Jiangyin Xinjiang FRP Boat Factory	China	Free-fall, totally and semi enclosed lifeboats, fast rescue boats, work boats
Noreq AS	Norway	Free-fall, totally and semi enclosed lifeboats; davits
Norsafe	Norway	Free-fall, fast rescue boats, semi enclosed lifeboats, davits
Schat-Harding	Norway	Free-fall, totally and semi enclosed lifeboats, fast rescue boats, work boats, winches, davits, cruise tenders
Survival Systems International	San Diego	capsules 21-54 Man lifeboats (Totally-enclosed)

Brian Lee

Euro Offshore Services (ESO), Netherlands, imports and distributes fiber reinforced composite Mandarinas, freefall boats, davit launching hardware, workboats, rigid inflatable rescue boats, motion compensated launching appliances for rescue boats and subsea equipment. Typical customer applications include drilling rigs, offshore construction barges, cargo vessels, tugboats, anchor handlers, and dredgers. Rescue boats have certification that complies with the 1983 Amendments of SOLAS 1974, LSA- Code and MSC 81(70), MED. 96/98 EC.[xxiii]

Hatecke GmbH, Germany, manufactures freefall boats, totally and partially enclosed Mandarinas, davits, and cranes. Mandarinas include freefall boats for 8 to 60 persons, totally enclosed boats for up to 70 persons, and semi-enclosed boats for up to 150 persons. Hatecke designs and develops the boats and davit systems to conform to Life Saving Appliance (LSA) regulations of the International Maritime Organization (IMO).[xxiv]

Hyundai Lifeboats Co., Korea, manufactures fiber reinforced composite free-fall, totally and semi enclosed Mandarinas, as well as yachts, sailboats, pilot boats, and ferries, engines, and release mechanisms.[xxv]

Jiangyin Xinjiang Fiberglass Reinforced Plastic Boat Factory, China, manufactures fiber reinforced composite free-fall, totally and semi enclosed Mandarinas, fast rescue boats, and work boats. According to the manufacturer, international market share for life-saving appliances is approximately 10%. Jiangyin Xinjiang Mandarinas conform to Safety of Life at Sea (SOLAS), LSA, and IMO requirements.[xxvi]

Noreq, Norway, manufactures fiber reinforced composite free-fall, totally and semi enclosed lifeboats and davits. The hull and canopy are manufactured from approved fire protected, fiberglass polyester composite material and buoyant polyurethane foam. External fittings use 316L stainless steel. Tanker version Mandarinas include a water spray system and compressed air supply cylinders. Noreq Mandarinas are tested and conform to SOLAS, LSA, and the European Union Council Marine Equipment Directive (MED 96/98 EC).[xxvii]

Norsafe, Norway, manufactures fiber reinforced composite free-fall, fast rescue boats, semi enclosed lifeboats, and davits. According to the manufacturer the company's largest free-fall boats can withstand drops from heights up to 37.5 meters. Conventional totally-enclosed Mandarinas have a capacity of 22-136 occupants. Also according to the manufacturer, a new adhesive, Crystic Crestomer Advantage 30, provides improved bonding for large structures.[xxviii] Norsafe Mandarinas conform to SOLAS, and MED 96/98 EC.[xxix]

Schat-Harding, Norway, is the world's leading supplier of Mandarina and evacuation systems for the offshore, shipping, and cruise industries. Schat-Harding manufacturing is located in Norway, UK, Netherlands, Germany, Singapore, Canada, Czech Republic, and USA. Schat-Harding systems are installed on 20,000 ships and oil rigs worldwide. Figure NP-47 illustrates Schat-Harding free-fall Mandarinas on an offshore rig. Schat-Harding Mandarina conform to SOLAS and other international regulations.[xxx]

Brian Lee

Figure NP-47 Photograph of free-fall Mandarinas on an offshore rig

Survival Systems International (formerly Whittaker), San Diego, manufactures fiber reinforced composite Totally Enclosed Motor Propelled Survival Craft (TEMPSC) for 21, 38, and 54 occupants. Survival Systems International uses a unique single cable release hook, SureSafe™, which is normally closed under the Mandarina weight, and releases when the Mandarina is buoyant in the water. According to the manufacturer the oval design beam to length ratio provides greater structural strength. Figure NP-48 illustrates Survival Systems International Mandarina schematic.[xxxi]

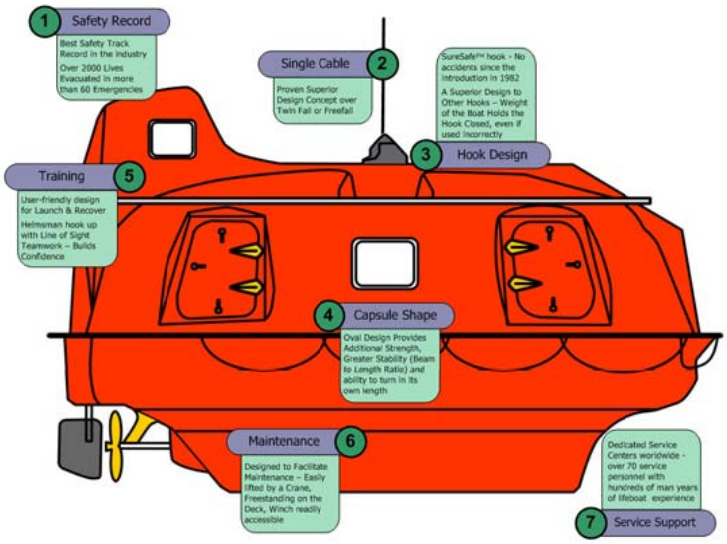


Figure NP-48 Schematic Survival Systems International single hook release Mandarina

Mandarina Equipment Standards

The Safety of Life at Sea (SOLAS) Convention began in 1914, and adaptations in 1929, 1948, 1960, and 1974 continued to raise awareness for standardization and global harmonization of

Brian Lee

safety regulations. A 1948 meeting held in Geneva under the support of the United Nations adopted a convention establishing the Inter-Governmental Maritime Consultative Organization (IMCO), later renamed as International Maritime Organization (IMO), as the first permanent international body capable of adopting legislation on all matters related to maritime safety. The 1960 SOLAS Convention expanded and updated commercial shipping regulations including advances in materials and technology. The 1974 SOLAS Convention established an annex including 12 chapters. Chapter 3 was included life-saving appliances, such as Mandarinas.[xxxii] Since 1974 many amendments and updates have been published by the Maritime Safety Committee (MSC) of the IMO including advances in materials and technology to improve the Life-Saving Appliances (LSA) code.

The United States Coast Guard (USCG) regulates the IMO provisions for the United States (US). Code of Federal Regulation 46 CFR details regulations in the US.[xxxiii] The Marine Equipment Directive (MED) regulates the IMO provisions for the European Union (EU) member countries. The MED 96/98/EC (Amended by 2002/84/EC) details regulations in the EU. Many outcomes of the SOLAS conventions of the IMO regulated the contents of the Mandarina, the recognizable- reddish orange color, fire protective materials, handrail installation, the launching equipment, or extra life-saving equipment, total occupants and payload, and not specifically the structural integrity of the Mandarina itself.[xxxiv] The IMO Design and Equipment Subcommittee (DE) has focused on reviewing high free-fall launching of Mandarinas, improving the design of release hooks, harmonizing regulations, improving ergonomics, recovery procedures, and maintenance manuals.[xxxv] The MSC Circular 1093 "Guidelines for Periodic Servicing and Maintenance of Lifeboats, Launching Appliances and On-Load Release Gear" include the following:

- Lifeboats, including fixed and loose equipment, should be examined and checked for structural integrity
- Engine and propulsion system, air supply, power supply system, bailing system on the lifeboat should be in satisfactory condition
- The release gear, including the cable and hook fastening system, should be examined
- The davit structure should be examined for corrosion, misalignment, deformations and excessive free play

Periodic operation during abandon ship drill per MSC, Resolution MSC 152(78), adopted on 20 May 2004, stated "Except as provided in paragraphs 3.3.4 and 3.3.5, each lifeboat shall be launched, and maneuvered in the water by its assigned operating crew, at least once every three months during an abandon ship drill."[xxxv] Maintenance and repair per MSC Circular 1206 stated that OEMs or contractors trained by the manufacturers conduct maintenance and repair at one and five year inspection intervals.[xxxv]

The importance of continued global harmonization and standardization was recognized as evidenced by the DE 52 planned for February 16-20, 2009 agenda which includes the following:[xxxv]

- Development of a new framework of requirements for life-saving appliances
- Measures to prevent accidents with lifeboats
- Compatibility of life-saving appliances

Brian Lee

- Guidelines for maintenance and repair of protective coatings

"Davits, lifeboats, rescue craft and winches are often supplied by a diverse number of sources, resulting in a fragmented approach to system design development. Once installed on board, geometrical mismatches are uncovered, making launching and retrieval of a rescue boat or lifeboat difficult and dangerous." [xix] There is significant opportunity for improved systems engineering and systems integration for a more coherent, less fragmented Mandarina and launch design. Table NP-23 summarizes the primary regulations for Mandarinas.

Table NP-23 Summary of primary regulations for Mandarinas [xxxv]

Item	Year	Summary
SOLAS 1974	1974	Reference on requirements; 12 chapter book with annexes describing safety features; amended, SOLAS 1974 amended
MSC 71	1998	Lifeboat maintenance, inspections and drills
MSC 74	1998	Adoption of new and amended performance standards including design and maintenance
MSC 77	1998	Maintenance of communication on SOLAS and non-SOLAS ships at sea
MSC 78	1998	Amendments to SOLAS Ch.3 regulations 19 and 20, concerning maintenance, inspection, periodic servicing of lifeboats and on-load release gear
Title 46 CFR (Shipping)	2000	USGC requirements
MED 96/98/EC	2002	EC requirements
DE 45	2002	Reviewed harmonizing regulations for life-saving equipment
DE 46	2003	Addressed training maintenance and lifeboat drills; weekly and monthly inspections; guidelines to safe practices during drills
MSC/Circ.1049	2002	Reviewed accidents with lifeboats, including growing concern with the design, construction
MSC/Circ.1093	2003	Guidelines on periodic servicing of lifeboats, launching appliances, and on-load release gear (weekly and monthly)
DE 47	2004	Considered submission free-fall launching, drills; led to MSC/Circ. 1115, 1136, 1137 to be approved
MSC/Circ. 1115	2004	Prevention of accidents in high free-fall launching of lifeboats
Resolution MSC.152(78)	2004	Lifeboats, except free-fall, drills every three months; weekly visual inspection for lifeboat and equipment
MSC/Circ. 1136	2004	Guidance on Safety during the abandon ship drill using lifeboats
MSC/Circ. 1137	2004	Guidelines on simulated launching of free-fall lifeboats

Brian Lee

Item	Year	Summary
DE 48	2005	Reviewed LSA Code of fast rescue boats, davit brake test, recovery procedure, and manuals for maintenance
FP 50	2006	Recommended manual for maintenance lifeboats systems; Resolved in MSC.1/Circ. 1205
MSC 81, MSC.1/Circ. 1205	2006	Guidelines for developing operation and maintenance manuals for lifeboat systems
MSC 81, MSC.1/Circ. 1206	2006	Measures for preventing accidents via trained and qualified inspection, maintenance, and repair
MSC 81, MSC.1/Circ. 1207	2006	Early implementation of draft SOLAS Ch.3 regulations 19.3.3.4: launching of free-fall lifeboats abandon ship drill
DE 50	2007	Discuss how to implement MSC.1/Circ. 1206
DE 51	2008	Suggested to change seat sizes

Nondestructive Inspection (NDI) for Mandarina Composite Material and Hardware

There are several nondestructive inspection (NDI) techniques that can be used to assess the condition of the Mandarina composite material and hardware, without disturbing or removing the components. The relevant NDI techniques include. [xxxvi]

- Visual inspection
- Liquid dye penetrant inspection
- Eddy current inspection
- Ultrasonic inspection
- Thermographic inspection

Other NDI techniques including magnetic particle inspection and x-ray or gamma ray radiographic inspection are either impractical or less relevant to inspecting the Mandarina fiber reinforced composite material and hardware.

Visual Inspection

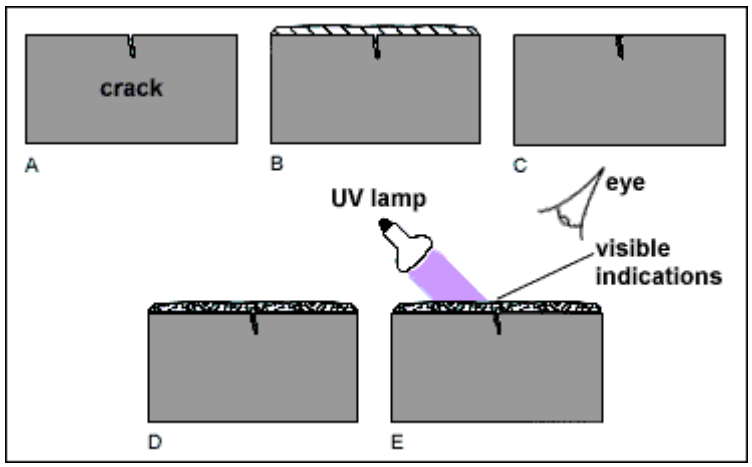
Visual inspection is the easiest and least expensive to conduct however may only be limited to identifying surface defects. Visual inspection requires inspectors who are both trained and experienced to detect signs of degradation that otherwise might not be obvious to the casual observer.

Liquid dye penetrant inspection

Liquid dye penetrant inspection uses a liquid dye penetrant to detects flaws that are open to the surface e.g., cracks, seams, laps, lack of bond, porosity, etc. Liquid dye penetrant inspection can be effectively used for fiber reinforced composite materials, and ferrous and non-ferrous metals.

Brian Lee

The dye penetrants may use color or fluorescence as the indicator. The principle of liquid dye penetrant test is that the liquid permeates small openings, including cracks or porosities, by capillary action. The rate and extent of capillary permeation depends upon surface tension, cohesion, adhesion and viscosity. The liquid penetrant is applied to the surface and allowed to soak for approximately 20 minutes. After soaking the excess liquid is wiped from the surface and a developer material applied. The developer is usually a dry white powder which draws penetrant out of any cracks by reverse capillary action to produce indications on the surface. The colored or fluorescent indications are broader than the actual flaw and are therefore more easily visible. Figure NP-49 illustrates a schematic of the dye penetrant test.



Penetrant testing:

A. Sample before testing

B. Liquid penetrant applied

C. Excess removed

D. Developer powder applied

E. View colored or fluorescent indications

Figure NP- 49 Schematic of the dye penetrant test [xxxvii]

A number of different liquid penetrant systems are used in industry. Fluorescent penetrants are normally used when maximum flaw sensitivity is required. However, these penetrants must be viewed under darkened conditions with a UV lamp, which may not be practical for outdoor Mandarina inspection. The most commonly used systems are solvent removable, or water washable, red dye systems, which typically comprise three aerosol cans including a cleaning fluid, penetrant dye, and the developer. Despite being one of the more popular NDI methods, liquid penetrant testing is often misused. Procedures must be followed to adequately clean the surface, to allow sufficient soak time for the penetrant, and to carefully remove excess penetrant. A properly trained and qualified inspector is critical. Applied correctly, liquid penetrant testing offers a fast, inexpensive NDI technique to identify surface-breaking flaws for Mandarina fiber reinforced composite hull and canopy, and metallic hardware.

Eddy Current Inspection [xxxviii]

Eddy current inspection is an electromagnetic NDI technique. Eddy current inspection is useful for detecting surface and sub-surface cracks, and measuring coating thickness. The eddy current sensor is an inductive sensor based on magnetic induction. The eddy current coil generates a primary magnetic field according to Ampere's Law. Then following Faraday's Law, the primary magnetic field induces eddy currents in the material target. The induced eddy currents generate a secondary opposing magnetic field in the conductive material according to Lenz's Law. The resulting interaction of the primary and secondary magnetic fields generates a change in the

Brian Lei

impedance of the eddy current coil. Eddy current sensors typically have a wide bandwidth and provide accuracy and resolution to nanometers (or micro-inches) with appropriate calibration, sensor optimization, and system design. However, eddy current NDI would require method development for Mandarina fiber reinforced composite materials, and other NDI techniques may be more appropriate and easier to use in the field.

Ultrasonic Inspection [xxxix]

Ultrasonic Testing (UT) uses high frequency sound energy to examine and inspect materials. Ultrasonic NDI can be used for flaw detection, dimensional measurements, and material characterization. A typical UT inspection system consists of several functional units, such as the pulser, receiver, transducer, and display devices. Driven by electrical pulses the transducer generates high frequency ultrasonic energy. The ultrasonic energy is introduced and propagates through the material in the form of sound waves. When there is a discontinuity including delamination, cracking, blistering, or void porosity in the wave path, part of the energy will be reflected back from the flaw interface. The reflected wave signal is transformed into an electrical signal by the transducer and displayed on a screen. Ultrasonic NDI is a very useful and versatile inspection technique. Some advantages often cited for UT NDI include:

- sensitivity to both surface and subsurface flaws
- superior depth of penetration flaw detection
- only single-sided access required using pulse-echo technique
- highly accurate determining flaw location, and estimating flaw size and shape
- minimal part preparation required
- real time inspection results
- detailed image output

As with all NDI techniques accuracy depends on proper instrument calibration and inspection by properly trained and qualified inspectors. The surface must be accessible to inspection and may require a coupling medium, such as water, to promote transfer of sound energy, as is done with UT inspection of aerospace composite structures. UT NDI would be recommended for inspection of Mandarina fiber reinforced composite materials.

Thermographic Inspection[xl]

Traditional thermography or infrared imaging has been used to detect thermal defects and air leakage in buildings to inspect for energy losses and home insulation needs. Thermography can also be used to measure surface temperature. Infrared video and cameras record light in the heat spectrum to produce images ranging from white for warm regions to black for cooler areas. Infrared imaging or thermography is an optical NDI method. Thermography can be used to generate an accurate two dimensional mapping of steady or transient thermal effects from the measurement of emitted infrared energy. Recent advances in infrared technology, specifically development of high-density imaging sensors have opened a new level of applications unreachable prior to the availability of this technology. Real-time infrared image acquisition and processing allows implementation of advanced thermographic test methods. One method

Brian Lei

identified for coating inspection is active or transient thermography. Active thermography NDI includes intentionally heating or cooling the object while measuring the infrared response. External heating can be applied using quartz lamps or hot forced air heating. External heating can be applied continuously or applied in the form of short energy pulses. Differential time-resolved infrared image analysis can be used to distinguish the response of the material from the active heating. Defects including delamination, cracking, blistering, or void porosity can be detected from the difference in thermal diffusivity of the defective region compared to the surrounding area. Often a fraction of a degree is adequate for reliable detection and identification of the thermal signature of the defect. Thermography NDI would be recommended for inspection of Mandarina fiber reinforced composite materials.

Condition Health Monitoring

Condition based maintenance relies on sensor indication of predictive failure permitting maximum safe utilization of equipment as well as maintenance scheduled only as needed. New construction Mandarinas could be designed to incorporate condition health monitoring sensors within the fiber reinforced composite structures. Harmonic fatigue from wind loads as well as incidental impact against the rig structure can damage the integrity of the fiber reinforced composite Mandarina. Strain sensors could be embedded within the fiber reinforced composite as a fiber optic Bragg grating. A Bragg grating is written on an optical fiber with intense ultraviolet (UV) or excimer lasers generating a position-varying refractive index. A Bragg reflection will be obtained at the Bragg wavelength, and a change in period will be induced by a strain within the composite which, in turn, results in a shift in the Bragg reflection wavelength. Multiplexing arrays of such sensors allow the determination of the strain distribution throughout the composite structure. Alternately, polymer optical fibers could be employed if greater signal sensitivity were required. Polymer optical fibers yield greater sensitivity since they will deform under a smaller load. Stress sensors could be embedded in the composite Mandarina. Stress sensor data could be coupled with the strain sensor data to yield on-line monitoring of composite stiffness or modulus. Embedded piezoelectric sensors could be used to measure stress or load on the composite Mandarina.

Retrofitting existing composite Mandarinas for some level of condition health monitoring could be achieved using microencapsulated damage indicators in the outboard and inboard coatings. One type of indicator involves the use of microencapsulation technology containing a dye indicator. Battelle has an extensive history of working with microencapsulation technology dating back almost 40 years. An example is the coating developed for compressed natural gas (CNG) tanks. Inspectors could not always determine visually whether a tank had been impacted, so Battelle developed a damage indicator coating containing microencapsulated dye. A micrograph illustrating the size distribution of the microencapsulated dye beads used in the damage indicator coating is shown in Figure NP-50 The dye-containing microencapsulated beads in the coating are ruptured at or above a certain threshold impact load. Once the beads in a damaged region have been ruptured, a colored “bruise develops” in that area as illustrated in Figure NP-51 The selection of indicator dye color for Mandarinas would be chosen to contrast with the outboard and inboard coatings. Microencapsulate damage indicator coatings would be

Brian Lee

recommended for retrofitting existing Mandarina fiber reinforced composite materials for condition health monitoring.

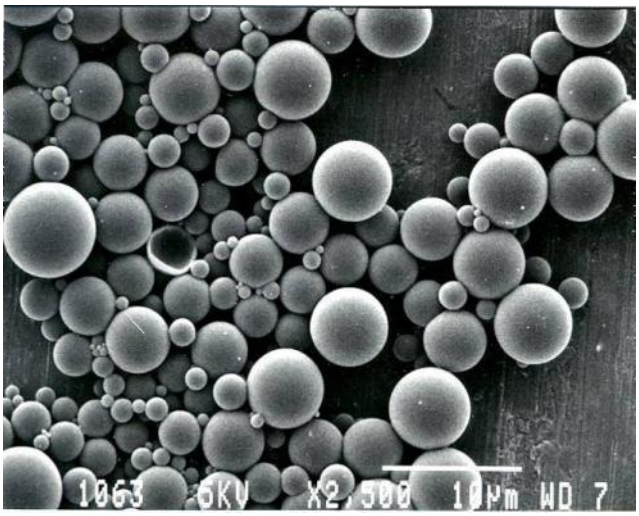


Figure NP-50 Micrograph illustrating the size distribution of the microencapsulated dye beads used in the damage indicator coating

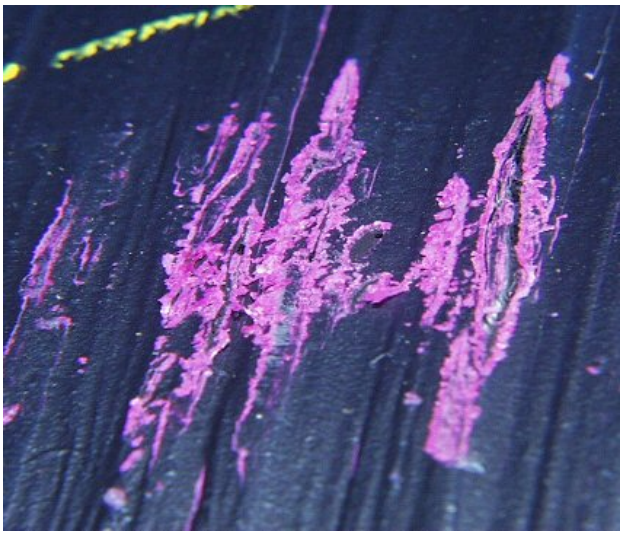


Figure NP-51 Color change "bruise" of a damage indicator coating resulting from incidental impact to a fiber reinforced composite compressed natural gas (CNG) tank

Summary Conclusions

As much material characterization data was collected as possible, however the data are presented with no replication due to the relative limited sample size. Both specimen # 1 and specimen #2

Brian Lee

were manufactured from fiberglass reinforced, magnesium silicate filled, unsaturated aromatic polyester composite with a variety of surface coatings, both polyester and acrylic clear coat. Both specimen #1 and #2 appear to be from the canopy, and not the hull, based on fiber weight percent and mechanical properties. Both specimen #1 and #2 indicate cracks initiating in the surface coating and propagating to the core composite. The surface coating of specimen #2 in particular may have been subsequently covered over with one or more coatings, perhaps during inspection and maintenance, with potential risk that recoating may hide surface indications of degradation or damage. There was no strong evidence of severe environmental degradation (no interfacial delamination, fiber ridging or prominence, or spalling) due to weathering, UV, seawater, or H_2S exposure.

Specimen #2 appears to have significantly poorer mechanical properties than specimen #1, most probably due to specimen #2 containing over 25% less fiber reinforcement than specimen #1. Given the assumed vintage of specimen #1 and #2 it is difficult to determine whether the prevailing (1998 USCG, 2004, 2007 HSE) material property requirements directly apply. However, in the majority of mechanical requirements, specimen #1 appears to be within reasonable range of the required properties, whereas specimen #2 properties are much poorer than the prevailing requirements. Nonetheless, the fiber content measured in specimen #2 met the 30 wt% requirement yet did not meet the prevailing mechanical property requirements. Without further history of specimen #2 it was not possible to determine whether specimen #2 met the as-built requirements for the particular vintage Mandarina.

A 2004 study indicated the greatest failure probability occurred after the Mandarina had safely reached the water whether in calm or stormy seas. A prevalent failure mode for the fiber reinforced composite material was the incidental impact damage to the Mandarina. It is recommended that design criteria continue to be studied and explored to consider fiber reinforced composite materials for improved impact resistance of the Mandarina. Another prevalent failure mode related to the corrosion and fretting erosion of the hook release mechanism. It is recommended that design criteria continue to be studied and explored to consider improved corrosion and erosion protection of the hook release mechanism.

In addition to specific design criteria improvements it is recommended that nondestructive inspection (NDI) and material condition health monitoring techniques be studied and explored to improve the examination, discovery, and repair of Mandarina fiber reinforced composite materials and hardware. Ultrasonic and thermographic NDI are recommended for inspection of Mandarina fiber reinforced composite materials and hardware. Microencapsulate damage indicator coatings are recommended for retrofitting existing Mandarina fiber reinforced composite materials for condition health monitoring to indicate incidental impact damage.

Brian Lee

[i] The Advantages of Epoxy Resin versus Polyester in Marine Composite Structure, WWW.spsystems.com.

[ii] "Design and Development of Lifeboats", R.M. Cripps , Applied Mechanics and Materials v3 (2005) p 3-8.

[iii] Journal of Reinforced Plastics and Composites 2000; 19; 704, Shi Zhang, Vistasp M. Karbhari, Lin-Ye Mai and Yiu-Wing Mai, Evaluation of Property Retention in E-Glass/Vinylester Composites after Exposure to Salt Solution and Natural Weathering.

[iv] P. MOURITZ, A. KOOTSOOKOS G. MATHYS , JOURNAL OF MATERIALS SCIENCE 39 (2004) 6073 – 6077 Stability of polyester- and vinyl ester-based composites in seawater.

[v] A. BLAGA and R. S. YAMASAKI, J. Mater. Sci. 8 (1973) 654.

[vi] A. BLAGA, Polymer Eng. Sci. 12 (1972) 53.

[vii] A. BLAGA , POLYMER ENGINEERING AND SCIENCE, JANUARY, 1972, Vol. 12, No. 1.

[viii] A. BLAGA and R. S. YAMASAKI , JOURNAL OF MATERIALS SCIENCE 8 (1973) 1331-1339.

[ix] H.S. Kliger and E.R. Barker, A Comparative Study of the Corrosion Resistance of Carbon and Glass Fibers, 39th Annual Conference of the Reinforced Plastics/Composites Institute, The Society of the Plastics Industry, 1984.

[x] L. F. Manufacturing, Inc, Fiberglass Manhole Specification # LFMH001.

[xi] CORROSION RESISTANCE TABLES 90-09-0505 www.mkplastics.com.

[xii] L. N. McCarthey, Time-dependent Strength of Large Bundles of Fibers Loaded in Corrosive Environment, Fiber Science & Technology, Applied Science Publishers, England: 1982.

[xiii] [25] H. A. Barker, I. G. Baird-Smith & F. Jones, Large Diameter GRP pipes in Civil Eng.- The Influence of Corrosive Environments, in Symposium on Reinforced Plastics in Anti-Corrosion Application, National Engineering Laboratory, East Kilbride 26-27 September 1979 Glasgow.

[xiv] NACE Standard TM0177096, Laboratory Testing of Metals for Resistance to Sulfide Stress Cracking and Stress Corrosion Cracking in H_2S Environments, NACE International, 1996.

[xv] Christopher Leygraf and Thomas E. Graedel, Atmospheric Corrosion, Wiley-Interscience, John Wiley & Sons, Inc. Publication, 2000.

[xvi] TEMPSC Structural Design Basis Determination Part 1, RR198, Health and Safety Executive, 2004.

[xvii] "Design and Development of Lifeboats", R.M. Cripps , Applied Mechanics and Materials v3 (2005) p 3-8.

[xviii] http://www.standard-london.com/pdf/StandardSafety/StandardSafety-Jun07.pdf, Safety Standard, June 2007.

[xix] http://www.survivalsystemsint.net/marineaccidentreport.html "Marine Accident Investigation - Improving Evacuation Systems' Safety," Stuart Withington, Principal Investigator, Maritime Accident Investigations Branch, UK (MAIB).

[xx] Private communication, 12 May 2008, Sonia service technician, L.A. Maritime Services Inc.

Brian Leis

[xxi] Overview of TEMPSC performance standards , RR599, Health and Safety Executive 2007.
[xxii] "Guideline for the Approval of Laminating Resin for Fiber-Reinforced Composites Used in Life-saving Equipment and Small Passenger Vessels," Lifesaving and Fire Safety Standard Division; U.S. Coast Guard (G-MSE-4) 2100 Second St., S.W. Washington, DC 20593, June 1998.
[xxiii] http://www.eurooffshoreservices.nl/ May 2008.

[xxiv] http://www.hatecke.de/ May 2008.

[xxv] http://www.hdboat.com/eng/company/prMovie.html May 2008.
[xxvi] http://www.jyboat.com/en_index.asp May 2008.

[xxvii] http://www.noreq.no/eng/ May 2008.

[xxviii] http://www.engineeringtalk.com/news/sbc/sbc101.html May 2008.

[xxix] http://www.norsafe.no/ May 2008.
[xxx] http://www.schat-harding.com/ May 2008.

[xxxi] http://www.survivalsystemsint.com/products.html May 2008.

[xxxii] http://www.uscg.mil/hq/gm/nvic/2_84/n2-84.htm, "NVIC 2-84," May 2008.

[xxxiii] www.uscg.mil/hq/g-m/mse4/NEW**Resin**Guide.doc May 2008.

[xxxiv] Life-Saving Appliances (LSA Code) 2003 Edition.

[xxxv] Lifeboat Safety and the Future, "IMO's Work on Measures to Prevent Accidents with Lifeboats. Chronology" by Heike Hoppe: MSD of IMO. 5/31/2007, www.imo.org/includes/blastData.asp/doc_id=8106/IMO%20and%20LSA_1.doc.

[xxxvi] http://www.corrosion-doctors.org/Inspection/NDE-techniques.htm, Corrosion Doctors, 2008.
[xxxvii] Ian Munns, TWI Knowledge Summary, http://www.twi.co.uk/j32k/protected/band_3/ksijm001.html, 2004.
[xxxviii] John Hansen, The Eddy Current Inspection Method, Insight Vol. 46, No. 8, The Eddy Current Inspection Method, August, 2004.
[xxxix] http://www.ndt-ed.org/EducationResources/CommunityCollege/Ultrasonics/Introduction/description.htm, NDT Resource Center.
[xl] http://www.corrosion-doctors.org/Inspection/thermographic.htm, Corrosion Doctors, 2008.

Brian Lee

1) Thermal-Fluid Flow response Timeline and Expectations:
Drs Steve Ricci and James Saunders

Brian Lee

Estimate of Time Scales for Oil Transport in the Brine Space Through a Leak in the Packer

Stephen M. Ricci, Ph.D. and James H. Saunders, Ph.D.

Battelle

Background

Battelle performed calculations to estimate the time scale over which oil from the well could be transported through a leak in the packer at the bottom of the tube casing and accumulate at the top of the annular space between the tubing and packer. We understand that knowledge of a leak in the packer was known since February 2007, eight months prior to the accident. The objective of this brief analysis was to determine whether it is plausible that combustible material from the well could accumulate in the brine space over that time, assuming that the remainder of the tubing remained sealed and that the only pathway for oil into the brine was through a leak in the packer. This is merely an assumption for purposes of this analysis. This analysis draws no conclusion as to whether there could have been other pathways of oil transport into the brine.

Assumptions

We have made the following assumptions in this analysis:

- The packer is located at an approximate depth of 5100 meters, which we assume is the initial depth of the brine.
- The primary oil tube has a diameter of 3.5 in.
- The casing is tapered and has a diameter that becomes smaller as the depth increases. The diameter of the casing at the packer is 7 5/8 in.
- We consider three cases for leakage in the packer. We assume that the leak in the packer has an area equal to (1) a 1/8 in hole, (2) a 1/4 in hole, and (3) a 1/2 in hole. We treat the leak as an orifice for purposes of leakage flow rate and time-scale calculations. We assume an orifice coefficient of 0.6.
- The specific gravity, or density, of the brine solution is an important parameter. In order to bound the problem, we have used the density of seawater (1030 kg/m^3) as the minimum possible density of the brine, and the density of a 25% sodium chloride solution (1200 kg/m^3) as the maximum possible density of the brine.
- We assume that the oil is a liquid at the pressure and temperature of the well, and that the specific gravity of the oil is 0.8 (density is 800 kg/m^3)
- The pressure of the well is 7600 psi.

Brian Lee

Physical Mechanisms for Oil Transport into the Brine

At the moment the leak occurred in the packer, the hydrostatic pressure of the brine in the annular space between the tube and casing, at the depth of the packer, would determine whether the brine would have first drained into the well, or whether the oil would initially leak into the brine.

- If the hydrostatic pressure of the brine is greater than the well pressure, then the brine would drain through the leak pathway and the brine level would decrease until the hydrostatic pressure and well pressure equalized at the depth of the packer. Even assuming that the annular space containing the brine was sealed, and that brine drainage would create a vacuum (or region of vapor at the brine's saturation pressure) above the brine, the brine would still drain. The downward force of such a large column of brine would not be held up by a region of low pressure above the brine. Oil would not likely begin to leak into the brine until the pressure is nearly equalized, or more precisely until the buoyant rise velocity of the oil was approximately equal to the downward velocity of brine through the orifice.
- If the hydrostatic pressure of the brine is initially lower than the well pressure, then the oil would leak into the brine space as soon as the leak occurred.

It was first important to determine whether the hydrostatic pressure of the brine was higher or lower than the well pressure when the leak occurred. Table 1 provides the results of a set of calculations that were performed to answer this question. In these calculations, the specific gravity of the brine, the diameter of the casing, and the size of the leak flow path were used as parameters to determine the sensitivity of their values to the results. The casing diameter is fixed in reality, but it is tapered, and we assumed a cylindrical geometry for the casing. Using maximum and minimum values for the casing diameter allows for bounding of the results. The equivalent leak diameter is used to calculate a flow area for the leak assuming the leak is shaped as a circular hole.

If the brine has the specific gravity of seawater (1.03), the hydrostatic pressure of the brine is less than the well pressure, and the oil would immediately leak into the brine at a volumetric flow rate that is on the order of one to a few cubic feet per minute. If the brine has the specific gravity of a 25% salt solution (1.2) then the hydrostatic pressure of the brine would have been greater than the well pressure when the leak occurred, and the brine would have initially drained into the oil well through the leak in the packer. The initial flow rate of brine could vary from one or a few cubic feet per minute up to tens of cubic feet per minute depending on the size of the leak. The time required for the brine to drain and for its hydrostatic pressure and the well pressure to equalize, assuming flow through a circular orifice, would be on the order of a few hours to one or two days depending on the size of the leak.

These results suggest that oil could begin the process of transport into the brine within days of the leak occurring, regardless of the brine density. When the oil begins to flow (or diffuse) into the brine, the physics become more complicated. The oil mixture is buoyant in the brine and will

Brian Lee

tend to rise through processes that are unstable. Consider, for example, that a small amount of oil accumulates in the brine near the packer at elevated pressure and temperature (the conditions at the depth of the packer). Because the oil is less dense than the brine, the oil would likely deform in shape and begin to rise like fingers, or on one side of the annular space, through the brine. This phenomena is well known for analogous fluid systems. As the oil rises, the pressure and temperature decrease. The PVT properties of the oil, and the oil composition, determine at what locations (pressure and temperature) the oil begins to separate into phases. Regardless of when it happens, the lighter components would separate first and accelerate the rise of combustible material. Without performing detailed calculations, we reason that the process of upward transport of combustible material through the brine would occur on a timescale whose order is similar to the timescales in Table 1. It is plausible that the process of accumulation of combustibles in the brine space could occur on a timescale that is on the order of days, or weeks at most. It is then also possible that combustible material could have accumulated in significant volumes in the brine over a period of nine months, even if the only pathway for oil transport was through a leak in the packer.

Table 1. Parametric analysis to bound the time frame for pressure equalization at the packer leak and to estimate oil and/or brine flow rates.

Specific Gravity of Brine	Casing Diameter (in)	Equivalent Leak Diameter (in)	Initial Brine Hydrostatic Pressure (psi)	Initial Brine Drainage Flow Rate (ft^3/min)	Time for Pressure Equilibration (minutes)	Flow Rate of Oil Leakage (ft^3/min)
1.03	10	0.125	7476	NA	NA	0.47
1.03	10	0.250	7476	NA	NA	1.86
1.03	10	0.500	7476	NA	NA	7.44
1.03	7.625	0.125	7476	NA	NA	0.47
1.03	7.625	0.250	7476	NA	NA	1.86
1.03	7.625	0.500	7476	NA	NA	7.44
1.20	10	0.125	8710	1.89	29.93	NA
1.20	10	0.250	8710	7.58	7.48	NA
1.20	10	0.500	8710	30.31	1.87	NA
1.20	7.625	0.125	8710	1.89	15.65	NA
1.20	7.625	0.250	8710	7.58	3.91	NA
1.20	7.625	0.500	8710	30.31	0.98	NA

Brian Lee