

REPORTE GERENCIAL DE OPERACIONES

Pozo BAKTE-9 / Campo BAKTE

OPERADORA: Pemex Exploración y Producción
CONTRATISTA DE PERFORACIÓN: Schlumberger Drilling
EQUIPO: Rig 247 - Land Rig 2000 HP
PERIODO DE REPORTE: 01 al 15 de Febrero 2026
UBICACIÓN: Macuspana, Tabasco, México
COORDENADAS: 17°45'32"N, 92°36'14"W
TIPO DE REPORTE: Post-Evento / Análisis de Incidente

PREPARADO POR: Ing. Carlos Méndez - Superintendente de Perforación
REVISADO POR: Ing. María Torres - Gerente de Operaciones
APROBADO POR: Ing. Roberto Sánchez - Gerente Regional
FECHA DE EMISIÓN: 17 de Febrero 2026

RESUMEN EJECUTIVO

Situación Actual del Pozo

El Pozo BAKTE-9 experimentó un **primer atrapamiento severo de sarta** en la sección de 18-1/2" a profundidad de 3,847 m MD (3,802 m TVD), lo que condujo a la decisión gerencial de ejecutar **sidetrack 1 en zapata de revestidor de 20"**. El evento ocurrió durante operaciones de perforación en formaciones del Cretácico Superior (lutitas expansivas intercaladas con areniscas), generando un impacto significativo en tiempo y costo del proyecto.

Estado actual: Pozo en sidetrack 1, cementación de tapón exitosa, iniciando reentrada a 2,950 m MD. Operaciones suspendidas temporalmente para análisis de causa raíz y aprobación de programa modificado.

Logros Principales del Periodo

- Perforación exitosa de sección 26" (conductor) a 850 m MD y cementación con retorno a superficie
- Completación de sección 20" (superficie) hasta 2,450 m MD sin incidentes mayores
- Perforación de 1,397 m en sección 18-1/2" antes del evento de atrapamiento
- Ejecución exitosa de procedimientos de control de pozo durante operación de liberación

- Cementación de tapón para sidetrack ejecutada según especificaciones API

Desviaciones Críticas vs Programa

Concepto	Programado	Real	Desviación	Impacto
Días totales fase perforación	28 días	41 días	+13 días	+46%
NPT por atrapamiento	0 días	9.5 días	+9.5 días	Crítico
Profundidad alcanzada	5,200 m MD	3,847 m MD	-1,353 m	-26%
Costo total acumulado	\$4.2M USD	\$6.8M USD	+\$2.6M USD	+62%
ROP promedio sección 18-1/2"	35 m/hr	28 m/hr	-7 m/hr	-20%

Table 1: Comparación plan vs real - Fase de perforación

Causas principales de desviación:

- Atrapamiento de sarta por diferencial sticking en zona de lutitas sobrepresionadas[1]
- NPT asociado: 9.5 días (trabajos de liberación, fishing, decisión técnica de sidetrack)
- Tiempo adicional para cementación de tapón y preparación de sidetrack: 3.5 días
- Demoras logísticas en suministro de BHA para reentrada: 1.2 días

Riesgos Clave Próximos y Mitigación

Riesgo	Descripción	Mitigación Implementada
Estabilidad de hoyo	Lutitas reactivas en intervalo 2,950-4,500 m con tendencia a colapso	Ajuste de densidad de lodo a 11.8 ppg, YP optimizado a 22 lb/100ft ² , sweeps c/30 m
Atrapamiento repetido	Misma zona geológica en trayectoria de sidetrack	Modelo T&D actualizado, reducción ROP a 25 m/hr, rotación continua, backreaming c/3 stands
Ventana operativa estrecha	Gradiente de fractura 13.2 ppg vs poro 11.5 ppg (margen 1.7 ppg)	Monitoreo ECD en tiempo real con PWD, control riguroso de reología
Pérdidas en zona superior	Fracturas naturales detectadas 3,200-3,350 m	LCM preventivo en sistema, píldoras disponibles en locación
Control de pozo	Posible encuentro de gas en areniscas objetivo (estimado 0.68 SG)	BOP probado 5,000 psi, kill sheets actualizados, drills diarios de cuadrilla

Table 2: Matriz de riesgos críticos - Sidetrack 1

Decisiones Requeridas de Gerencia

1. **URGENTE - Aprobación de AFE adicional:** Se requiere autorización de \$1.8M USD adicionales para cubrir costos de sidetrack, días de equipo adicionales (13 días) y servicios direccionales. Impacto en CAPEX del proyecto: +43%.
2. **Aprobación de programa modificado de perforación:** Propuesta de cambio en trayectoria de sidetrack con KOP a 2,920 m MD (30 m arriba de original) para evitar zona de atrapamiento. Requiere validación de Geociencias.
3. **Cambio de contratista de lodos:** Evaluación en curso de desempeño de contratista actual. Propuesta de cambio a Baker Hughes para sistema de lodo sintético en sección 12-1/4". Decisión requerida antes de 22-Feb-2026.
4. **Extensión de contrato de equipo:** Negociación de tasa diaria reducida con Schlumberger por días adicionales (\$45K/día propuesto vs \$52K/día actual). Aprobación de Procurement necesaria.
5. **Análisis de asegurabilidad:** Coordinación con Legal y Seguros para determinar cobertura del evento bajo póliza de control de pozos. Documentación de incidente según estándares API RP 585 en progreso[2].

KPIs DE DESEMPEÑO

Indicadores Consolidados por Fase

Fase / Métrica	Perforación	Completación	Terminación	Total Pozo
TIEMPO (días)				
Días programados	28.0	8.0	N/A	36.0
Días reales	41.0	--	--	41.0
Tiempo productivo	31.5 (76.8%)	--	--	31.5
NPT total	9.5 (23.2%)	--	--	9.5
DESEMPEÑO TÉCNICO				
Profundidad alcanzada (m MD)	3,847	--	--	3,847
ROP promedio (m/hr)	28.3	--	--	28.3
Eficiencia operativa (%)	76.8%	--	--	76.8%

COSTOS (USD)				
Presupuesto (AFE)	\$4,200,000	\$1,500,000	--	\$5,700,000
Costo real	\$6,800,000	--	--	\$6,800,000
Variación	+\$2,600,000	--	--	+\$2,600,000
Costo por metro (\$/m)	\$1,768	--	--	\$1,768
SEGURIDAD Y AMBIENTE				
TRIR (por 200,000 hrs)	0.00	--	--	0.00
Incidentes reportables	0	--	--	0
Near misses registrados	3	--	--	3
Spills/derrames	0	--	--	0

Table 3: KPIs consolidados del proyecto (a la fecha de reporte)

Distribución de Tiempo - NPT Detallado

Categoría NPT	Horas	% del Total	Descripción Principal
Atrapamiento de sarta	156.0	68.4%	Detección, intentos de liberación, jarring, backoff
Fishing operations	48.5	21.3%	Corrida de overshot, recuperación parcial de BHA
Espera por decisión técnica	12.0	5.3%	Análisis de opciones (continuar fishing vs sidetrack)
Logística (materiales)	7.5	3.3%	Espera de cemento especial para tapón
Falla de equipos	3.0	1.3%	Reparación de top drive (fuga hidráulica)
Otros	1.0	0.4%	Calibraciones, pruebas
Total NPT	228.0	100%	9.5 días equivalentes

Table 4: Desglose de tiempo no productivo (NPT) en fase de perforación

Gráfica de Desempeño (Descripción)

Curva de profundidad vs tiempo: Tendencia lineal favorable en secciones 26" y 20" (Days 1-18), con ROP promedio de 42 m/hr en superficie y 38 m/hr en sección intermedia. Caída abrupta de progreso en Day 19 al iniciar sección 18-1/2", con plateau completo Days 24-32 durante evento de atrapamiento. Pendiente recuperada parcialmente Day 33-35 durante operaciones de sidetrack.

Tendencia de torque: Incremento progresivo de torque de rotación de 18 kft-lb (normal) a 32 kft-lb (alerta) en intervalo 3,750-3,847 m MD. Pico máximo de 38 kft-lb registrado previo a detección de atrapamiento. Valores post-liberación estabilizados en 15-17 kft-lb.

ECD vs ventana operativa: Margen adecuado mantenido en secciones superiores (ECD 9.2-10.8 ppg vs fractura 12.5 ppg). Ventana crítica en intervalo 3,200-3,900 m con ECD operando a 12.8 ppg vs gradiente de fractura 13.2 ppg (margen de solo 0.4 ppg). Ajustes de reología implementados para reducir ECD a 12.5 ppg en reentrada de sidetrack.

SECCIÓN TÉCNICA DETALLADA

4.1 PERFORACIÓN

Objetivo y Programa Original

Objetivo del pozo: Pozo de desarrollo vertical para producción de gas y condensado en formaciones del Jurásico Superior (areniscas Kimmeridgiano) a profundidad objetivo de 5,200 m MD / 5,180 m TVD[3].

Programa de perforación:

- **Fase 1:** Sección 26" (conductor) - 0 a 850 m MD, BHA con tricono 26", lodo base agua 9.5 ppg
- **Fase 2:** Sección 20" (superficie) - 850 a 2,450 m MD, BHA PDC 20", lodo base agua 10.2 ppg, zapata a 2,450 m
- **Fase 3:** Sección 18-1/2" (intermedia) - 2,450 a 4,200 m MD, BHA PDC 18-1/2" con motor, lodo base agua 11.2-11.8 ppg
- **Fase 4:** Sección 12-1/4" (producción) - 4,200 a 5,200 m MD, BHA PDC 12-1/4", lodo sintético 12.5 ppg

Ventanas de presión críticas (preevaluadas):

- Intervalo 2,450-3,500 m: Gradiente de poro 10.8-11.5 ppg, gradiente de fractura 13.0-13.5 ppg
- Intervalo 3,500-4,200 m: Gradiente de poro 11.5-12.0 ppg, gradiente de fractura 13.2-13.8 ppg (ventana estrecha)
- Zona objetivo 4,200-5,200 m: Presión anormal estimada (coef. 0.68 SG), gradiente de fractura 14.2 ppg

Resumen Cronológico de Actividades (Condensado)

Days 1-7 (01-07 Feb): Movilización de equipo, instalación de BOP, pruebas de presión (5,000 psi OK), perforación de conductor 26" sin incidentes. ROP promedio: 45 m/hr. Cementación con 180 bbl Clase G + 2% CaCl₂, retorno a superficie confirmado. Tiempo de fraguado: 24 hrs.

Days 8-18 (08-18 Feb): Perforación sección 20" de 850 a 2,450 m MD. BHA: PDC 20" + 9 DC 8" + HWDP + DP 5". ROP promedio: 38 m/hr. Sin eventos operativos significativos. Lutitas estables, areniscas limpias. Cementación de zapata a 2,450 m con 425 bbl Clase G, TOC calculado a 1,850 m. LOT ejecutado: 12.8 ppg equivalente (OK para ventana).

Days 19-24 (19-24 Feb): Inicio de sección 18-1/2". BHA: PDC 18-1/2" + motor 1.5° + 6 DC 8" + stabilizers + MWD/LWD. Perforación de 2,450 a 3,847 m MD (1,397 m perforados). ROP inicial: 35 m/hr, declinando a 22 m/hr en intervalo 3,700-3,847 m por lutitas duras. Incremento progresivo de torque detectado desde 3,750 m. Ajustes de parámetros (reducción WOB de 45 klb a 35 klb, aumento de flujo de 850 a 950 gpm) sin mejora sostenida.

Day 24 - Evento de Atrapamiento (24 Feb, 14:30 hrs): Durante conexión a 3,847 m MD, sarta quedó atrapada. Imposibilidad de rotar o reciprocarse. Torque máximo aplicado: 38 kft-lb. Overpull máximo alcanzado: 280 klb sobre peso de sarta (límite 300 klb). Free point estimado por cálculo: 3,820 m MD[4].

Days 24-32 (24 Feb - 04 Mar): Operaciones de liberación y fishing ejecutadas según procedimientos API RP 7G-2:

- Spotting de píldora diesel/ácido (50 bbl) en anular frente a zona de atrapamiento
- Tiempo de remojo: 6 horas
- Jarring mecánico con jar hidráulico: 150 golpes (80 up / 70 down) sin éxito
- Incremento gradual de overpull hasta 295 klb (98% del límite) sin movimiento
- Decisión técnica de backoff a 3,815 m MD mediante torque aplicado
- Corrida de overshot con junk basket para recuperación de fish (BHA inferior)
- Recuperación parcial: 8 m de drill collars, PDC 18-1/2" recuperado con daño severo (bearings destruidos, cutters faltantes)
- Total de equipo perdido en hoyo: 27 m de BHA (motor + 2 DC + MWD), valor estimado \$850K USD

Days 33-41 (05-13 Mar): Decisión gerencial de ejecutar sidetrack. Cementación de tapón balanceado (80 bbl Clase G + 40 bbl lead + 40 bbl tail con aceleradores) de 3,750 a 3,900 m MD. WOC: 48 hrs. Drilling de tapón hasta 2,950 m MD para KOP de sidetrack. Corrida de BHA direccional con motor 2.0° y MWD. Operaciones suspendidas en 2,950 m MD para análisis de causa raíz y aprobación de programa modificado[5].

Eventos Operativos Relevantes - Análisis Técnico

Evento 1: Atrapamiento de sarta por differential sticking (3,847 m MD)

- **Tipo de atrapamiento:** Differential sticking (pegado diferencial) confirmado por:
 - Circulación mantenida sin restricciones
 - Imposibilidad de movimiento rotacional y axial
 - Overbalance significativo: 800 psi (11.6 ppg lodo vs 10.8 ppg poro estimado)

- Lutitas permeables con costra de filtrado gruesa detectada en PDC recuperado
- **Condiciones del pozo en momento del evento:**
 - Profundidad: 3,847 m MD / 3,802 m TVD
 - Formación: Lutitas del Cretácico Superior con intercalaciones de areniscas
 - Densidad de lodo: 11.6 ppg (requerida por presión de poro)
 - Filtrado API: 8.2 ml (fuera de especificación ideal <6.0 ml)
 - Mud cake thickness estimado: >3/32" (excesivo)
 - Tiempo estático previo: 12 minutos durante conexión (factor crítico)
- **Respuesta operativa aplicada:**
 - Protocolo de liberación según procedimiento corporativo activado inmediatamente
 - Spotting de píldora reductora de filtrado (diesel 70% + surfactante 30%, 50 bbl) sin éxito
 - Jarring con límites API RP 54 respetados (no exceder 80% de yield strength de DP)
 - Backoff químico descartado por riesgo de corrosión en BHA de \$2.1M
 - Backoff mecánico ejecutado exitosamente
 - Fishing limitado a 2 corridas para minimizar NPT
- **Resultado:** Imposibilidad de liberar sarta. Pérdida de BHA inferior (27 m, \$850K). Decisión de sidetrack 1 aprobada por Gerencia Regional y Gerencia de Perforación tras análisis de opciones (continuar fishing: bajo % éxito <20%, alto costo adicional estimado \$1.2M vs sidetrack: % éxito >85%, costo \$1.8M pero con avance de objetivo)[6].

Evento 2: Incremento anormal de torque (intervalo 3,750-3,847 m MD)

Monitoreo de parámetros de perforación mostró incremento sostenido de torque de rotación desde 3,750 m. Valores registrados:

- 3,750 m: 18 kft-lb (baseline normal)
- 3,780 m: 24 kft-lb (+33%, alerta amarilla)
- 3,810 m: 29 kft-lb (+61%, alerta roja)
- 3,847 m: 32-38 kft-lb (límite operativo)

Modelo de torque y arrastre (T&D) predictivo indicaba valores esperados de 16-19 kft-lb para este intervalo, confirmando desviación significativa. Causas contribuyentes identificadas:

- Limpieza de hoyo deficiente en sección de alto ángulo relativo (8-12°)
- Acumulación de recortes (cuttings bed) en lado bajo del hoyo
- ROP elevado en tramo 3,650-3,750 m (38 m/hr) generando alta carga de sólidos
- Reología de lodo con YP bajo (16 lb/100ft²) insuficiente para transporte efectivo
- Falta de sweeps de limpieza preventivos (último sweep ejecutado 90 m atrás)

Acciones correctivas implementadas post-evento para sidetrack:

- Reducción de ROP máximo a 25 m/hr en lutitas
- Ajuste de reología: YP objetivo 22-24 lb/100ft², PV 35-40 cP
- Sweeps de alta viscosidad (HVS) cada 30 m perforados (50 bbl, viscosidad >150 s Marsh)
- Backreaming cada 3 stands durante trips
- Rotación continua durante conexiones cuando sea posible

Evento 3: Falla de bearings en PDC 18-1/2" (pozo abrasivo)

Broca PDC 18-1/2" recuperada durante fishing presentó daño severo:

- Bearings completamente destruidos (sellado comprometido)
- 12 cutters faltantes de 19 mm (de 42 totales)
- Erosión profunda en cuerpo de broca
- Horas de rotación acumuladas: 87 hrs (vida útil esperada: >150 hrs)

Análisis de falla indica:

- Formaciones altamente abrasivas (areniscas con cuarzo y lutitas con pirita)
- Posible ingreso de sólidos a bearings por filtrado de lodo deficiente
- Diseño de broca no óptimo para litología encontrada (matrix body vs steel body recomendado)

Recomendación para sidetrack: Cambio a PDC con bearings sellados tipo "premium" (Halliburton Xtreme o equivalente) y matrix más resistente. Incremento de costo por broca: +\$85K, justificado por durabilidad.

4.2 COMPLETACIÓN

NOTA: Fase de completación no iniciada a la fecha de este reporte. Programa de completación será re-evaluado una vez alcanzada profundidad objetivo post-sidetrack.

Diseño de completación preliminar (sujeto a revisión):

- Tipo: Completación sencilla con liner ranurado 7" y packer permanente
- Tubería de producción: 3-1/2" N-80, peso nominal 9.3 lb/ft
- Packer: Permanente tipo Baker L-3, setting depth 5,050 m MD
- Liner de producción: 7" slotted liner 0.012" slots, intervalo productor 5,100-5,200 m
- Control de arena: Gravel pack interno 20/40 mesh si pruebas de producción confirman arenamiento

Programa de completación esperado (post-perforación exitosa):

1. Corrida de registros eléctricos a hoyo abierto (GR, resistividad, densidad, neutrón, sísmico)
2. Corrida de liner 7" con colgador y cementación

3. Prueba de admisión y pruebas de formación (DST preliminar)
4. Corrida de tubería de producción 3-1/2" y packer
5. Instalación de árbol de válvulas y cabezal de producción
6. Pruebas de producción extendidas (72 hrs mínimo)

Tiempo estimado de completación: 8-10 días operativos.

4.3 TERMINACIÓN / WORKOVER

N/A - No aplica para este pozo (pozo nuevo de desarrollo). Esta sección se utilizaría en reportes de workover o intervenciones a pozos existentes.

INCIDENTES, ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ Y LECCIONES APRENDIDAS

Clasificación de Incidentes Reportados

Tipo de Incidente	Nivel API 585	Cantidad	Descripción
Atrapamiento de sarta	Nivel 2 (Mayor)	1	Differential sticking con pérdida de BHA, sidetrack requerido
Falla de equipo crítico	Nivel 1 (Menor)	1	Fuga hidráulica en top drive, reparación 3 hrs
Near miss - HSE	Nivel 1 (Menor)	2	Caída de objeto (eslinga) sin lesiones; exposición a H ₂ S <10 ppm
Near miss - Operativo	Nivel 1 (Menor)	1	Over-torque en conexión (37 kft-lb, límite 40 kft-lb)

Table 5: Clasificación de incidentes según API RP 585[7]

Análisis de Causa Raíz - Evento Mayor (Atrapamiento BAKTE-9)

Investigación realizada: Nivel 2 API RP 585 (incidente mayor con impacto significativo en tiempo y costo, sin consecuencias de seguridad o ambientales)[8].

Equipo investigador:

- Ing. Carlos Méndez (Superintendente de Perforación) - Líder de investigación
- Ing. Laura Jiménez (Ingeniera de Lodos) - Análisis de fluidos

- Ing. Roberto Castro (Geólogo de pozo) - Análisis litológico
- Téc. Mario Ávila (Company Man) - Operaciones de campo
- Ing. Patricia Ruiz (Especialista en Stuck Pipe) - Análisis técnico especializado

Metodología aplicada: Combinación de 5 Whys, Diagrama de Ishikawa (Fishbone) y análisis bow-tie para identificación de causas raíz, barreras fallidas y recomendaciones[9].

Análisis 5 Whys

Pregunta inicial: ¿Por qué la sarta quedó atrapada en 3,847 m MD?

1. **Why 1:** ¿Por qué se atrapó la sarta?
Respuesta: Porque se generó diferencial de presión excesivo entre lodo y formación permeable, causando pegado diferencial de drill collars contra pared del hoyo.
2. **Why 2:** ¿Por qué se generó diferencial excesivo?
Respuesta: Porque la densidad del lodo (11.6 ppg) era significativamente mayor que la presión de poro de la formación (10.8 ppg equiv.), generando overbalance de 800 psi, Y porque el filtrado del lodo era alto (8.2 ml API), generando costra gruesa de filtrado.
3. **Why 3:** ¿Por qué el filtrado era alto?
Respuesta: Porque el sistema de lodo no fue optimizado para condiciones de lutitas permeables, las pruebas de laboratorio mostraron filtrado fuera de especificación (>6.0 ml), y no se aplicaron aditivos reductores de filtrado (polímeros PHPA, almidón modificado) en cantidad suficiente.
4. **Why 4:** ¿Por qué no se optimizó el sistema de lodo?
Respuesta: Porque el análisis pre-pozo de litología subestimó la permeabilidad de las lutitas del Cretácico Superior en este campo, el programa de lodos no especificaba monitoreo riguroso de filtrado API cada 8 hrs (solo cada 24 hrs), y el contratista de lodos no alertó sobre degradación de propiedades.
5. **Why 5:** ¿Por qué el análisis pre-pozo subestimó la permeabilidad?
Respuesta (CAUSA RAÍZ): Porque los pozos de correlación utilizados (BAKTE-3, BAKTE-5) se perforaron en ubicaciones >2 km de distancia con variaciones laterales de facies no consideradas en el modelo geológico, Y porque no se realizó actualización del modelo con datos de perforación de pozos más recientes del campo (BAKTE-7, BAKTE-8 perforados en 2024-2025).

Diagrama de Ishikawa - Causas Contribuyentes

Categorías de causas identificadas:

1. Geología / Formación (Medio Ambiente):

- Lutitas más permeables de lo esperado (variación lateral de facies)
- Intercalaciones de areniscas finas con alta permeabilidad (50-150 mD estimado)
- Buzamiento de capas generando geometría de hoyo irregular
- Presiones de poro menores a modelo pre-pozo (10.8 vs 11.2 ppg esperado)

2. Fluidos de Perforación (Material):

- Filtrado API fuera de especificación (8.2 ml vs objetivo <6.0 ml)

- Densidad necesaria para control de presión generando alto overbalance (11.6 ppg)
- Reología con YP bajo (16 lb/100ft²) insuficiente para limpieza
- Degradación de polímeros por contaminación con calcio (Ca^{2+} >400 ppm)
- Falta de píldoras preventivas de bajo filtrado

3. Prácticas Operativas (Método):

- Tiempo estático durante conexión (12 minutos) sin rotación
- ROP elevado en tramo previo (38 m/hr) generando mala limpieza
- Falta de sweeps de limpieza (último ejecutado 90 m atrás vs recomendado c/30 m)
- No se implementó backreaming preventivo durante conexiones
- Monitoreo de torque sin umbrales de alerta definidos

4. Equipos y Herramientas (Máquina):

- BHA con drill collars de gran diámetro (8") aumentando área de contacto
- Falta de stabilizers intermedios para centralización adecuada
- Diseño de broca PDC con bearings no aptos para formaciones abrasivas
- Sistema de monitoreo en tiempo real (PWD) no instalado en este BHA

5. Planeación y Diseño (Management):

- Análisis pre-pozo con datos de pozos lejanos (>2 km) sin actualización
- Programa de lodos sin especificaciones rigurosas de filtrado para lutitas permeables
- Falta de análisis de riesgo de stuck pipe para este intervalo específico
- No se incluyó stuck pipe simulator en planeación (software PVI, Landmark no utilizado)
- Procedimientos de conexión sin pausa para rotación intermitente

6. Factor Humano (Mano de Obra):

- Ingeniero de lodos no alertó degradación de propiedades en turno nocturno
- Company man no implementó medidas preventivas ante incremento de torque
- Perforador no reportó dificultad incremental de rotación en últimos 50 m
- Falta de comunicación entre turno día/noche sobre tendencias de parámetros

Hallazgos Principales del RCA

Causas raíz directas (Technical Root Causes):

1. Diseño de fluido de perforación inadecuado para litología de lutitas permeables, con filtrado API >8.0 ml generando costra gruesa y pegado diferencial
2. Overbalance excesivo (800 psi) entre presión hidrostática del lodo (11.6 ppg) y presión de poro de formación (10.8 ppg), magnificando fuerza de pegado

3. Tiempo estático prolongado durante conexión (>10 minutos) sin rotación o reciprocación, permitiendo asentamiento de sarta contra costra de filtrado

Causas raíz sistémicas (Organizational Root Causes):

1. Modelo geológico de pre-pozo desactualizado, basado en pozos de correlación lejanos sin incorporar aprendizajes de pozos recientes (BAKTE-7, BAKTE-8)
2. Ausencia de análisis predictivo de riesgo de stuck pipe con software especializado (T&D, stuck pipe probability) durante planeación
3. Procedimientos operativos sin especificaciones claras de prácticas preventivas (frecuencia de sweeps, rotación durante conexiones, umbrales de alerta de torque)
4. Falta de supervisión y alertamiento proactivo por parte de ingeniero de lodos respecto a degradación de propiedades de fluido

Barreras de prevención que fallaron:

- Barrera 1: Diseño de lodo adecuado → FALLÓ (filtrado no controlado)
- Barrera 2: Monitoreo de propiedades de lodo → FALLÓ (frecuencia inadecuada, 24 hrs)
- Barrera 3: Prácticas operativas preventivas → FALLÓ (sin sweeps frecuentes, sin rotación en conexión)
- Barrera 4: Alertamiento por tendencia de torque → FALLÓ (sin umbrales de alerta definidos)
- Barrera 5: Análisis pre-pozo de riesgo → FALLÓ (stuck pipe risk no evaluado cuantitativamente)

Barreras de mitigación que funcionaron:

- Procedimientos de liberación aplicados correctamente según estándares API
- Límites de overpull y jarring respetados, evitando daño catastrófico a sarta superior
- Decisión técnica oportuna de backoff y sidetrack, evitando prolongar NPT inefectivo

Recomendaciones y Plan de Acciones Correctivas

ID	Recomendación	Responsable	Fecha Cierre	Estado
RC-01	Actualizar modelo geológico de Campo BAKTE incorporando datos de BAKTE-7, BAKTE-8 y análisis de variación lateral de facies	Geociencias / Geología	28-Feb-2026	En progreso
RC-02	Ejecutar análisis cuantitativo de riesgo de stuck pipe con software especializado (Landmark StuckPipe o equivalente) para todos los pozos del campo	Ing. de Perforación	25-Feb-2026	Iniciado

RC-03	Rediseñar sistema de lodos para sidetrack con aditivos reductores de filtrado: PHPA 1.5 lb/bbl + Starch 3 lb/bbl. Objetivo: filtrado API <5.0 ml	Contratista Lodos + Ing. Lodos	20-Feb-2026	Completado
RC-04	Incrementar frecuencia de pruebas de laboratorio de lodo: filtrado API cada 8 hrs (vs 24 hrs actual), reología cada 4 hrs	Ing. Lodos	20-Feb-2026	Implementado
RC-05	Revisar y actualizar procedimiento de conexiones: incluir rotación intermitente cada 8-10 min durante conexiones en zonas de riesgo	Superintendente Perforación	01-Mar-2026	En redacción
RC-06	Implementar sweeps de alta viscosidad (HVS) cada 30 m perforados en secciones de riesgo (lutitas permeables)	Company Man	20-Feb-2026	Implementado
RC-07	Definir umbrales de alerta de torque en sistema de monitoreo WITS: Amarillo +20% sobre baseline, Rojo +40%. Trigger de acciones preventivas	Ing. Perforación + IT	27-Feb-2026	En desarrollo
RC-08	Instalar sistema de monitoreo PWD (Pressure While Drilling) en BHA de sidetrack para monitoreo de ECD y presión de poro en tiempo real	Drilling Contractor	22-Feb-2026	Equipo en tránsito
RC-09	Cambiar contratista de lodos o exigir ingeniero senior en sitio 24/7 con autoridad para ajustes sin aprobación previa	Procurement + Gerencia Operaciones	10-Mar-2026	En evaluación
RC-10	Incorporar en AFE de futuros pozos presupuesto de contingencia para stuck pipe (10% de costo de perforación)	Finanzas + Gerencia Perforación	15-Mar-2026	Pendiente
RC-11	Realizar taller de lecciones aprendidas con equipos de perforación de todos los pozos activos en Campo BAKTE y campos vecinos	HSE + Capacitación	05-Mar-2026	Programado

RC-12	Documentar caso BAKTE-9 en base de datos corporativa de incidentes y lecciones aprendidas con acceso para toda la organización	Ing. Conocimiento	20-Mar-2026	Pendiente
-------	--	-------------------	-------------	-----------

Table 6: Plan de acciones correctivas y preventivas - Evento BAKTE-9

Lecciones Aprendidas Clave - Movilizables a Otros Pozos

Para Perforación:

1. En campos con variabilidad lateral de facies (>2 km entre pozos), el modelo geológico debe actualizarse con CADA pozo perforado antes de perforar el siguiente
2. El análisis de riesgo de stuck pipe con software especializado (T&D modeling + stuck probability) debe ser MANDATORIO en fase de planeación, no opcional
3. Filtrado API del lodo es EL parámetro crítico en lutitas permeables: objetivo <5.0 ml, monitoreo cada 8 hrs sin excepción
4. Rotación intermitente durante conexiones (cada 8-10 min) es práctica de bajo costo y alta efectividad para prevenir pegado diferencial
5. Sweeps de limpieza cada 30 m (no cada 90-100 m) en formaciones problemáticas: el costo de 50 bbl de HVS (\$800) es insignificante vs costo de stuck pipe (\$2.6M)
6. Umbrales de alerta de torque deben estar programados en sistema WITS con trigger automático de notificaciones, no depender de observación humana

Para Completación:

- Evaluación de integridad de revestidores debe ser más rigurosa post-sidetrack (riesgo de micro-annuli por trabajos de jarring)
- Considerar liner de contingencia en programa si sidetrack genera geometría de hoyo compleja

Para Gestión de Proyectos:

- AFE debe incluir contingencia explícita para NPT de stuck pipe (recomendado: 10% del costo de perforación en campos con historial)
- Decisiones técnicas de alto impacto (continuar fishing vs sidetrack) deben tomarse con análisis costo-beneficio cuantitativo, no solo juicio cualitativo
- Comunicación Gerencia-Campo debe ser bidireccional en tiempo real: sistema de alertas automáticas ante eventos anormales

Para Seguridad (HSE):

- Aunque este evento no tuvo consecuencias de seguridad, el potencial de incidente mayor (parting de sarta, caída de equipos) estuvo presente durante jarring con fuerzas extremas

- Reforzar procedimientos de seguridad en operaciones de fishing: barreras físicas, matriz de riesgo actualizada, reuniones pre-job específicas
-

ANEXOS TÉCNICOS

Los siguientes documentos se encuentran disponibles en repositorio digital del proyecto (SharePoint) y pueden ser solicitados a Superintendencia de Perforación:

1. **Daily Drilling Reports (DDR) completos:** Days 1-41, formato digital PDF
2. **Mud logs y registros LWD:** Gamma ray, resistividad, densidad, intervalo 850-3,847 m MD
3. **Diagramas de pozo:**
 - Wellbore schematic original (pre-sidetrack)
 - Wellbore schematic actual (con sidetrack 1)
 - Casing seating depths y TOC (top of cement)
4. **Cementing reports:** Conductor 26", superficie 20", tapón de sidetrack
5. **Pruebas de integridad:** BOP test (5,000 psi), LOT zapata 20" (12.8 ppg equiv.)
6. **Curvas de tendencia de parámetros de perforación:**
 - ROP vs profundidad
 - Torque y arrastre vs profundidad
 - ECD vs ventana operativa (gradientes de poro y fractura)
 - Propiedades de lodo (densidad, viscosidad, filtrado, pH) vs tiempo
7. **Análisis de T&D (Torque & Drag):** Modelo predictivo vs real, análisis de free point
8. **Informe detallado de fishing operations:** Secuencia de operaciones, equipos utilizados, resultados de recuperación
9. **Análisis de falla de broca PDC:** Fotografías, IADC dull grading, recomendaciones de fabricante
10. **Formularios de investigación de incidente (API RP 585 Nivel 2):**
 - Incident Investigation Form (IIF-001-BAKTE9)
 - Diagrama de Ishikawa (Fishbone)
 - Análisis 5 Whys documentado
 - Matriz de barreras y controles
 - Plan de acciones correctivas y preventivas
11. **Programa de perforación modificado para sidetrack 1:** BHA, trayectoria, parámetros operativos, lecciones aplicadas
12. **AFE original y AFE revisado:** Desglose de costos, impacto de sidetrack

13. **Comunicaciones oficiales:** Notificaciones a regulador (CNH - Comisión Nacional de Hidrocarburos), reportes a aseguradora
-

CONCLUSIONES Y PRÓXIMOS PASOS

El evento de atrapamiento de sarta en el Pozo BAKTE-9 representa un **caso de aprendizaje significativo** para operaciones futuras en el Campo BAKTE y campos con litologías similares. El análisis de causa raíz ejecutado bajo metodología API RP 585 Nivel 2 identificó causas técnicas (diseño de lodo, prácticas operativas) y organizacionales (planeación, actualización de modelos) que son **completamente prevenibles** mediante la implementación de las 12 recomendaciones emitidas[10].

El impacto económico del evento (NPT de 9.5 días, costo adicional de \$2.6M, +62% sobre AFE) es significativo pero **manejeable** dentro del portafolio de desarrollo del campo. La decisión de ejecutar sidetrack 1 fue técnicamente apropiada y tiene alta probabilidad de éxito (>85%) basada en experiencia previa de la industria en eventos similares.

Próximos pasos críticos (próximas 2 semanas):

1. **20-Feb-2026:** Implementación completa de sistema de lodo optimizado con aditivos reductores de filtrado y validación de propiedades en laboratorio
2. **22-Feb-2026:** Instalación de sistema PWD en BHA de sidetrack y pruebas de comunicación
3. **25-Feb-2026:** Aprobación final de programa modificado de perforación por Gerencia Regional y Geociencias
4. **27-Feb-2026:** Reinicio de operaciones de perforación de sidetrack 1 desde KOP 2,920 m MD
5. **05-Mar-2026:** Ejecución de taller de lecciones aprendidas con equipos de perforación activos
6. **Objetivo 15-Mar-2026:** Alcanzar profundidad objetivo de 5,200 m MD en sidetrack 1 y proceder a fase de completación

La organización ha demostrado capacidad de respuesta efectiva ante el evento, con análisis técnico riguroso, toma de decisiones basada en datos y compromiso con la mejora continua. La implementación disciplinada de las acciones correctivas reducirá significativamente la probabilidad de recurrencia en pozos futuros.

Referencias

[1] Schlumberger. (2024). Oilfield Glossary: Differential Sticking.
https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/d/differential_sticking

[2] API RP 585. (2014). Pressure Equipment Integrity Incident Investigation (2nd Edition). American Petroleum Institute.

[3] Pemex E&P. (2025). Plan de Desarrollo Campo BAKTE 2025-2030. Documento Interno.

- [4] API RP 7G-2. (2020). Recommended Practice for Inspection Procedures for Drill Stem Elements. American Petroleum Institute.
- [5] SPE. (2023). Best Practices in Sidetracking Operations. Society of Petroleum Engineers Paper SPE-215847.
- [6] Mitchell, R.F., & Miska, S.Z. (2011). *Fundamentals of Drilling Engineering*. Society of Petroleum Engineers.
- [7] API RP 585. (2014). Annex A: Incident Classification and Level Assignment Criteria. American Petroleum Institute.
- [8] OSHA 1910.119(m). (2023). Process Safety Management - Incident Investigation Requirements. Occupational Safety and Health Administration.
- [9] CCPS. (2018). *Root Cause Analysis Handbook: A Guide to Efficient and Effective Incident Investigation* (4th Edition). Center for Chemical Process Safety.
- [10] IADC. (2022). Stuck Pipe Prevention Best Practices. International Association of Drilling Contractors Guidelines.