



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERIA PETROLERA – PERFORACION

APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON LINER PARA LA SOLUCIÓN
DE PROBLEMAS EN ZONAS DE DIFERENCIALES DE PRESIÓN EN POZOS
MARINOS CON ALTO GRADO DE INCLINACIÓN

TESIS QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ING. ROBERTO GERARDO BANDA MORATO

TUTOR PRINCIPAL
DR. DANIEL GARCÍA GAVITO, PEMEX

COMITÉ TUTOR
M. EN C. JAIME ORTIZ RAMÍREZ, PEMEX
DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO, FACULTAD DE INGENIERIA
M, EN I. TOMAS PÉREZ GARCÍA, PEMEX
M. EN I. NICOLAS LÓPEZ RUBÉN, IMP

MÉXICO, D. F. SEPTIEMBRE 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

OFICIO DE ACEPTACIÓN



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

DR. LUIS A. ALVAREZ ICAZA LONGORIA
Coordinador del Programa de Posgrados en Ingeniería
Presente.

Por este medio comunico a usted que he leído la tesis titulada: "APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON LÍNEA PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS EN ZONAS DE DIFERENCIALES DE PRESIÓN EN POZOS MARINOS CON ALTO GRADO DE INCLINACIÓN" para obtener el grado de Maestría Ingeniería Petrolera 11-474, que presenta el alumno ROBERTO GERARDO BANDA MORATO.

Considero que el mencionado trabajo es satisfactorio, por lo que lo apruebo otorgándole 12 (DOCE) créditos académicos.

Quedo enterado de que formará parte del jurado en la fecha y hora en que se me comunicará posteriormente.

Ateratamente,

DR. DANIEL GARCÍA GAVITO

RESUMEN

Banda Morato; Roberto. “Aplicación de la Técnica de Perforación con Liner para la Solución de Problemas en Zonas de Diferenciales de Presión en Pozos Marinos con Alto Grado de Inclinación”.

La Formación Cretácico “El Abra” en los pozos Marinos de la Región Norte de PEMEX, está compuesta por calizas naturalmente fracturadas y erosionadas en la parte superior de la estructura (origen arrecifal); esto representa no tan solo una dificultad para la detección de su cima, si no que aunado al diferencial de presión existente entre el Terciario y El Abra ha conllevado a: pérdidas de circulación total y parcial durante la perforación, atrapamientos de sartas, derrumbes de agujero, problemas en la introducción de la TR y mala calidad de su cementación. Estos problemas, debido fundamentalmente a la incertidumbre en el asentamiento de la TR en la cima de El Abra han incrementado los tiempos y costos en los proyectos de perforación; asociados a: material obturante, volumen de fluido perdido, herramientas y equipos para operaciones de pesca.

En la constante búsqueda de alternativas de solución para mejorar la eficiencia en los proyectos de perforación; se identificó la técnica de Perforación con Liner (DWL) como una alternativa para perforar con liner y zapata perforadora a la cima de la Formación El Abra y ante la inestabilidad de agujero y riesgos mencionados, contar ya con esta etapa revestida.

La técnica se aplicó exitosamente en la perforación de los pozos: CARPA-3 (vertical) perforándose 16 m en 16 horas a 1 m/hr a 2,396 mv y posteriormente en el CARPA-55 (horizontal) donde se perforó 81 md en 35 hr a la profundidad de 2,962 md / 2,450 mv, con una inclinación de 76° y Sección Vertical: 878 m. La longitud del liner de 9-5/8”, 53.5 bs/pie, L-80, HYD-513 fue de 1,540 m y se cementó sin problemas de pérdidas de circulación.

Finalmente, la técnica DWL fue aplicada con éxito en cinco pozos más del Campo Bagre alcanzando una inclinación de +- 76°; y Sección Vertical: entre: 300 – 2,300 m.

Esta última inclinación representa la máxima alcanzada con esta técnica a nivel mundial. El tiempo y costo promedio ahorrado es de más de 25 días y \$46.20 millones de pesos.

Por otra parte; para contribuir a la aplicación exitosa de esta técnica se ha propuesto un proceso metodológico basado en la utilización de Software, consideraciones técnicas y lecciones aprendidas, así como un procedimiento detallado de cálculo para la vida útil de la conexión a emplear en términos de horas de rotación.

AGRADECIMIENTO

Dedico este trabajo a todas aquellas personas que directa o indirectamente me han apoyado durante 25 años de carrera profesional, particularmente quiero destacar:

A mi esposa Ivonne, que con su amor y su incondicional apoyo ha sido mi inspiración para cumplir con este proyecto, gracias por estar conmigo siempre, por recordarme que nunca es tarde para concluir un ciclo. Eres lo mejor que me ha dado la vida.

A mis hijos, Diana, Daniela y Roberto, porque gracias a ustedes la vida me da una razón más para ser feliz, para seguir esforzándome, para soñar, para tener fe y esperanza en el mañana. Los amo con toda mi alma.

A mis Padres, que me han enseñado que lo más importante es la unión familiar, son mi ejemplo de honestidad, lealtad, tenacidad, prudencia, y jamás darse por vencido.

A mis hermanas y hermanos, cuñadas y cuñados; gracias por su apoyo, por creer en mí, por seguir de cerca mis andanzas, por estar ahí, siempre que los necesito, por darme el compromiso de ser un ejemplo para la familia.

A mi amigo y consultor internacional Gioswald Inciarte, por tu amistad y tu paciencia, pero sobre todo por compartir conmigo tu conocimiento y enorme acervo técnico invaluable para la culminación de este trabajo.

A mis Tutores de Tesis Daniel, Fernando, Nicolás, Tomás y Jaime por su valioso tiempo invertido para revisar y fortalecer este trabajo, gracias a cada uno de ustedes por sus consejos.

A la UNAM, por darme las herramientas para elevar mi desarrollo humano y profesional, gracias a mis Maestros y todo el personal que de una manera u otra me brindaron su apoyo y me abrieron sus puertas del conocimiento y del deber.

A PEMEX, por la oportunidad de realizar mis estudios de maestría, gracias por el apoyo de todas las personas que han confiado en mí y que día a día se esfuerzan en hacer un PEMEX ganador.

A mi ahijado Ricardo por su incondicional apoyo, por todas las duras jornadas que hemos compartido y por ese extraordinario ser humano que eres, gracias por ser mi amigo.

Contenido

Oficio de aceptación	i
Resumen	ii
Agradecimiento	iii
Introducción	1
Capitulo I Planteamiento del problema	
1.1.- Problemática cuando se perfora la transición “terciario / cretácico el abra” de los pozos marinos, de los campos “Carpa” y “Bagre”.	2
1.2.- Breve definición de la técnica de perforación con liner (DWL).	4
1.3.- Predicción del comportamiento de parámetros de diseño.	5
1.4.- Evaluación del método.	10
1.5.- Alcance y contribuciones.	11
Capitulo II Estado del arte de la técnica DWL	
2.1.- Antecedentes de la técnica de perforación con liner (dwl). Casos históricos.	12
2.1.1.- Perforación con liner para zonas depresionadas del campo valhall.	12
2.1.2.- Experiencias en la perforación con liner en yacimientos depresionados del campo valhall.	21
2.1.4.- Nuevos desarrollos en la tecnología de perforación con tubería de revestimiento utilizando una zapata perforadora desplazable.	36
2.2.- Área de aplicación de la técnica de perforación con liner (DWL) campos Carpa y Bagre.	49
2.2.1.- Ubicación.	50

2.2.2.- Geología estructural – estratigrafía.	51
2.3.- Antecedentes de pozos perforados en campos: carpa y bagre.	53
2.3.1.- Pozo Carpa-101.	54
2.3.2.- Pozo Carpa-7.	57
2.3.3.- Pozo Bagre-101.	60
Capitulo III desarrollo del tema	
3.1.- Selección de pozos candidatos.	62
3.1.1.- Carpa 3.	62
3.1.2.- Carpa 55.	68
3.2.- Consideraciones técnicas para aplicación de la técnica DWL.	70
3.2.1.- Selección de la tubería de revestimiento – liner.	70
3.2.2.- Selección de la conexión y estimación de su vida útil.	72
3.2.3.- Selección de la zapata perforadora.	80
DWL. 3.2.4.- Descripción del ensamble de fondo (BHA) para tecnica	82
3.2.5.-Análisis de torque arrastre y fuerzas laterales.	84
3.2.6.- Estimación del margen para jalar (MPJ).	93
3.2.7.- Hidráulica y densidad equivalente de circulación (ECD).	93
3.2.8.- Trayectoria direccional.	95
3.2.9.- Geopresiones.	97
Capitulo IV optimización de la técnica de perforación con liner (DWL)	

4.1.- Aplicaciones en el campo bagre: geometría optimizada.	102
4.2.- Aplicaciones en el campo bagre: pozos de largo alcance.	108
Capitulo V resultados y análisis	
5.1.- Aplicación de la técnica de perforación con liner en pozos de campos Carpa y Bagre.	113
5.2.- Análisis de tiempo y costo en pozos de campos Carpa y Bagre.	119
5.3.- Analisis de resultados de parametros simulados versus parametros reales.	127
Capitulo VI conclusiones y recomendaciones	128
Conclusiones.	128
Recomendaciones.	129
Referencias.	130
Nomenclatura.	132
TABLAS	
Tabla 1.- Resumen de experiencia DWL en Campo Valhall	32
Tabla 2.- Comparación de conexiones evaluadas para perforar con TR de 9 5/8"	73
Tabla 3.- Estimación de la vida útil de la conexión en el pozo Carpa-55	78
Tabla 4.- Ensamblaje de fondo para técnica de DWL	83
Tabla 5.- Resumen de la aplicación de la técnica DWL en Campos: Carpa – Bagre	90
Tabla 6.- Desviación en la Detección de Cima de Abra en pozos de los Campos: Carpa – Bagre	115

Tabla 7.- Estimación de vida útil: Número de Ciclos	116
Tabla 8.- Tiempos improductivos por detección en la cima del Abra: Campo Carpa	120
Tabla 9.- Comparación entre costos de Liner Convencional versus DWL	125
Tabla 10.- Comparación de resultados de Parámetros importantes obtenidos en el simulador versus resultados reales	127

FIGURAS

Figura 1.- Columna Estratigráfica Característica: Campo Valhall	14
Figura 2.- Zapata perforadora DS 1	37
Figura 3.- Zapata perforadora DS 2	37
Figura 4.- Zapata perforadora DS 3	38
Figura 5.- Aletas y Estructura de corte sin ensamblaje interno	39
Figura 6.- Estabilizador y Estructura Principal	40
Figura 7.- Ensamblaje Interno Deslizable	41
Figura 8.- Desarrollo de la Aleta	43
Figura 9.- Prototipo 1 de zapata perforadora	44
Figura 10.- Prueba horizontal de la zapata perforadora,	45
Figura 11.- Prueba vertical zapata perforadora, prototipo 2	46
Figura 12.- Prototipo 2, pistón de zapata Desplazado	46
Figura 13.- Zapata DS 3, Prototipos 3 y 4	46

Figura 14.- Zapata DS 3, de 9 5/8	47
Figura 15.- DS 3 Desplazada	48
Figura 16.- DS 3, 9 5/8" x 12 1/4"	48
Figura 17.- Plano de ubicación Campos Carpa y Bagre	50
Figura 18.- Estructura Campos Carpa y Bagre	51
Figura 19.- Modelo Geológico formación el Abra	52
Figura 20.- Estratigrafía Campos: Carpa – Bagre	53
Figura 21.- Roca - Sello Campo Carpa y Bagre	53
Figura 22.- Diagrama mecánico Carpa 101	56
Figura 23.- Diagrama mecánico Carpa 7	59
Figura 24.- Diagrama mecánico Bagre 101	63
Figura 25.- Diagrama mecánico programado Carpa 3	62
Figura 26.- Situación Estructural en la Localización Carpa 3	64
Figura 27.- Diagrama mecánico final Carpa 3	66
Figura 28.- Cople flotador con anillo y zapata perforadora Carpa 3	67
Figura 29.- Diagrama mecánico programado Carpa 55	69
Figura 30.- Diseño triaxial de liner de 9-5/8" Carpa 55	71
Figura 31.- Estimación de Ciclos de Conexiones HYD SERIE 500	75
Figura 32.- Zapata perforadora antes y después de expansión	80
Figura 33.- Dureza de la Roca, Carpa-3	81
Figura 34.- Colgador – Herramienta fijadora	84
Figura 35.- Estimación de Torque máximo en superficie DWL	89

Figura 36.- Tensión de sarta de Perforación con DWL	90
Figura 37.- Fuerzas Laterales experimentadas durante la	92
Figura 38.- Margen para Jalar, DWL	94
Figura 39.- Estimación de Hidráulica DWL	96
Figura 40.- Trayectoria Direccional: Carpa-55	97
Figura 41.- Sección Vertical: Carpa-55	98
Figura 42.- Vista en Planta: Carpa-55	98
Figura 43.- Geopresiones características de Campos Carpa y Bagre	99
Figura 44.- Densidad programada versus real Carpa-55	100
Figura 45.- Diagrama mecánico final Carpa 55	101
Figura 46.- Estados mecánicos Bagre-110	108
Figura 47.- Densidad Vs profundidad para los pozos Campo Carpa,	118
Figura 48.-Densidad Vs profundidad para los pozos Campo Bagre,	119
Figura 49.-Tiempo VS profundidad desarrollada, pozos Campo Carpa	121
Figura 50.- Tiempo VS profundidad desarrollada, pozos Campo Bagre 99	122
Figura 51.- Tiempo Vs Profundidad para dos pozos del Campo Bagre 100	123

INTRODUCCIÓN

Este trabajo presenta la Aplicación de la Técnica de Perforación con Liner (DWL) en México para la Solución de Problemas en Zonas de Diferenciales de Presión en Pozos Marinos con Alto Grado de Inclinación en la Región Norte; particularmente en los Campos marinos Carpa y Bagre.

La aplicación de esta técnica nace de la necesidad de mejorar la rentabilidad de los proyectos de perforación de pozos marinos en la Región Norte que cuentan con objetivos en la Formación Cretácico “El Abra”, debido fundamentalmente a la incertidumbre en la detección de la cima de El Abra y al diferencial de presión existente entre el Terciario y esta Formación, lo que ha originado incrementos en los tiempos y costos obtenidos con el empleo de técnicas convencionales.

Esta técnica representa actualmente, la mejor de varias opciones analizadas, para disminuir los riesgos en la ocurrencia de pérdidas de circulación total, atrapamientos de sarta y desviación de pozos, cuando se perfora, la transición terciario / El Abra; así como también los problemas de inestabilidad de agujero, empleo de TR o liner adicionales y reducción de diámetro de agujero de producción, cuando se deja la TR o liner arriba de la cima de El Abra.

Finalmente; se describe un proceso metodológico para la aplicación de esta técnica y las consideraciones de Ingeniería de diseño para su planeación y evaluación, que adicionalmente evita el uso de tubería de contingencia; además de un análisis de los beneficios de tiempo y costo de los campos Carpa y Bagre.

CAPITULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1.- PROBLEMÁTICA CUANDO SE PERFORA LA TRANSICIÓN “TERCIARIO / CRETACICO EL ABRA” DE LOS POZOS MARINOS, DE LOS CAMPOS “CARPA” Y “BAGRE”.

En la Región Norte de Pemex se encuentran ubicados algunos campos en la llamada Faja de Oro Marina que actualmente aportan producción al Activo Poza Rica Altamira, tales como Arenque, Atún, Morsa, Marsopa, Tiburón; entre otros, y asimismo, a la fecha se han venido perforando pozos exploratorios y de desarrollo en los Campos Carpa y Bagre; sin embargo, la perforación de los pozos en estos últimos campos no ha sido una tarea fácil, particularmente durante la etapa de perforación que va de las formaciones del Terciario a la transición de éste con la zona productora del Cretácico llamada El Abra, la perforación se viene haciendo de manera convencional (con sarta navegable), hasta ese punto, justo donde se ha presentado una problemática de severa pérdida de circulación, por la enorme diferencia de las presiones que se manejan en el terciario comparada con la depresionada zona productora o por la presencia de calizas naturalmente fracturadas de origen arrecifal.

Todo lo anterior ocasiona días adicionales para controlar la citada pérdida, recuperar la sarta de perforación convencional no sin un número de problemas por derrumbe de agujero, inestabilidad del mismo o algunas veces atrapamiento de la sarta o incluso su pérdida total. Si aún con la problemática presentada se logra recuperar la sarta a superficie; entonces, posteriormente se introduce una tubería de revestimiento o liner y se cementa la misma en condiciones severas. Con la aplicación de la técnica DWL se minimiza toda la problemática señalada; esta situación la discutiremos con mayor detalle en la sección 2.2 del capítulo 2.

En resumen esta situación dificulta, en pozos con alto grado de inclinación, garantizar el asentamiento de la tubería de revestimiento (TR) o liner de explotación en la cima de la formación Cretácico El Abra, debido a zonas de diferenciales de presión existentes

entre las formaciones del Terciario y Cretácico en pozos marinos de los campos Carpa y Bagre de la Región Norte como ya se mencionó previamente.

Esto ha traído como consecuencia incrementos de tiempos y costos en los proyectos de perforación, razón por la cual en la búsqueda de alternativas de solución, se evaluaron opciones técnicas y económicas, con el fin de mejorar la rentabilidad económica de los proyectos de perforación en los campos mencionados.

Los puntos principales de atención que se presentan durante la perforación de la zona de transición del terciario al Cretácico El Abra, podemos acotarlos de la siguiente manera:

Diferenciales de presión en el Terciario que van desde densidades de fluido de control de 1.30 hasta densidades de 1.03 gr/cc en el Cretácico el Abra, que ha generado, en algunos pozos, pérdidas de circulación de volúmenes superiores a los 2,500 m³ de fluido de control.

Dificultad en la detección de la Cima de la formación Cretácico El Abra la cual se encuentra erosionada (origen arrecifal) lo que complica el óptimo punto de asentamiento de la tubería de revestimiento o liner.

Problemas de atrapamientos de sarta, derrumbes de agujero y pescados que requirieron operaciones de desvíos laterales (side tracks), que en algunos casos provocaron tiempos improductivos superiores a los 39 días.

Incremento de la inversión en los proyectos, asociados al costo/día de hasta 168,000 USD/equipo-plataforma, por las desviaciones presentadas con respecto a los tiempos programados.

Costos adicionales para remediar la mala calidad de la cementación de la TR o liner, así como los materiales, herramientas y equipo para corregir las anomalías derivadas de la problemática por el orden de 158,000 USD.

Ante esta realidad, se plantearon diferentes escenarios u opciones, evaluando como primera la técnica denominada Perforación con Liner, mejor conocida en la actualidad como Drilling With Liner (DWL) por sus siglas en inglés.

1.2.- BREVE DEFINICIÓN DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON LINER (DWL)

Esta técnica permite perforar con la TR o Liner de producción con el empleo de una zapata perforadora para formaciones con diferentes resistencias compresivas, la cual presenta un diseño similar al de las barrenas de tipo PDC; pero incorpora un pistón deslizable que permite descubrir puertos laterales de circulación para realizar la cementación, una vez alcanzada la profundidad del objetivo, comportándose como una zapata guía de cementación. Las consideraciones técnicas para la selección de la tubería de revestimiento o liner, así como de la zapata perforadora, el ensamble de fondo, el conjunto colgador-soltador rotatorio, entre otros, será discutido con mayor detalle en el Capítulo 3; particularmente la selección y estimación de la vida útil de la conexión de la tubería de revestimiento que nos permitirá definir la longitud de la profundidad a perforar, antes de que pueda presentarse una falla de la misma.

A diferencia de la manera convencional de como se han venido perforando los pozos marinos de los campos Carpa y Bagre, se perfora primero con una sarta navegable hasta una profundidad segura (alcanzando inclinaciones entre 65 y 76°), distinta de la profundidad programada de asentamiento de la TR, se recupera la sarta, y posteriormente con esta técnica (DWL), se perfora una longitud de profundidad calculada, con tubería de revestimiento o liner, una sarta no convencional y una barrena especial que garantice alcanzar la profundidad programada de asentamiento y cementar la misma; y no de la manera que conocemos de perforar con tubería de perforación y sarta convencional (navegable), alcanzar la profundidad programada, recuperar a superficie la tubería y la sarta, para luego introducir y cementar la tubería de revestimiento o liner, con todos los problemas ya citados.

Se incorpora también el uso de estabilizadores integrales con la TR o liner, que posteriormente se convierten en centradores en el proceso de cementación.

El diseño permite en el caso de Liners, emplear empacadores de boca, colgadores y herramientas soldadoras, diseñadas con altas capacidades de carga y resistencia torsional.

1.3.- PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PARÁMETROS DE DISEÑO

La Gerencia de Ingeniería y Diseño de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, es la encargada de normar el software técnico especializado que se utiliza para la planeación y diseño en la perforación y terminación de Pozos. En este orden de ideas existen simuladores desarrollados por diferentes compañías de servicios (para mayor información ir al apartado de referencia de esta tesis) que están avalados institucionalmente por la citada Gerencia. Los ingenieros de diseño a través de estas herramientas computacionales y los criterios técnicos, así como el monitoreo de las tendencias de los parámetros de perforación, planean, diseñan, ajustan y evalúan la construcción de un Pozo.

En la planeación y propuesta para atender los pozos de los campos Marinos Carpa y Bagre, se utilizaron las herramientas computacionales con que se diseñan los parámetros más importantes de la perforación de manera convencional; sin embargo, fue necesario efectuar adecuaciones para ajustarnos a las nuevas consideraciones, con el fin de simular la perforación con tubería de revestimiento o liner que pueda aproximar un mejor comportamiento de las variables o parámetros con la nueva técnica a emplear.

Convencionalmente, se estiman o simulan la hidráulica, el torque, el arrastre y la fricción, las fuerzas laterales, etc. a las que estarán sometidas la tubería de perforación en rango de diámetros de 3 ½" a 5 ½". La técnica de perforación con tubería de revestimiento o liner presentada en este trabajo emplea el análisis de estos parámetros, cargas y esfuerzos para diámetros de 9 5/8" y 7".

A continuación describiremos algunas herramientas y criterios utilizados en la planeación de esta técnica; en el Capítulo 3, se menciona con mayor detalle su utilización en los pozos seleccionados.

Herramientas Computacionales – Criterios de Diseño:

Para la selección de la Tubería de Revestimiento o Liner que quedará cementada, de manera convencional, se emplea la herramienta computacional *Stress Check*⁽¹⁾, la cual permite el análisis y diseño de tuberías de revestimiento, liners y conexiones para soportar cargas de perforación y producción, en función de factores de diseño de presión interna, colapso, tensión y consideración de Von Misses.

Para el diseño de la tubería de revestimiento o liner con DWL se requiere realizar los siguientes ajustes; se diseña de forma convencional (como se mencionó en el párrafo anterior); posteriormente; se evalúa la misma a las cargas a que estará sometida como tubería de revestimiento o liner en su papel como tubería de perforación con el *Drag and Torque*⁽²⁾ de la plataforma *DSP-ONE*. Seguidamente, se realizan los ajustes en el simulador acorde con los resultados obtenidos en sus propiedades mecánicas, variando su peso y/o su grado. De ser necesario el tipo de conexión a utilizar, para garantizar su diseño y selección apropiada considerando las cargas o fatigas que pueda experimentar durante su empleo con la técnica de DWL. Una vez cumplido los pasos anteriores, se vuelve a simular en *Stress Check* la tubería de revestimiento y se comparan los resultados iniciales de los factores de seguridad alcanzados de forma convencional versus los obtenidos en la última evaluación, hasta seleccionar la mejor tubería.

Para simular los esfuerzos de Torque, arrastre y fuerzas laterales a que estará sometida primeramente la sarta de perforación convencional, y posteriormente la nueva sarta de perforación con Liner (*DWL*) con la que se alcanzará la profundidad de asentamiento programada, se emplea la herramienta computacional *Drag and Torque* de la plataforma *DSP-ONE*, para evaluar los valores máximos de fricción y arrastre (cargas axiales) que experimenta cada sarta cuando se mete y se saca del agujero, a fin de estimar su comportamiento. También se evalúan los valores de torque máximos que experimenta cada sarta y se compara con las propiedades mecánicas de sus componentes para evitar incidencia de fallas.

Estas estimaciones permiten conocer el peso bajando la sarta, rotando en el fondo, el peso sacando la sarta y el máximo margen para jalar ante cualquier atrapamiento a diferentes profundidades. Se determina como los efectos de las fuerzas de fricción y arrastre varían con el fluido de perforación y sus propiedades reológicas, la desviación del agujero y los parámetros operacionales: peso sobre la barrena (PSB) y revoluciones por minuto (RPM).

Es importante conocer los valores esperados de arrastre, fricción y torque, acorde con la geometría del pozo y el diseño de la sarta que se está utilizando (convencional o DWL), para evitar incrementos innecesarios de densidad del fluido de control, atribuidos a inestabilidad de agujero, derrumbe, pegaduras por presión diferencial o por condiciones mecánicas y/o acumulación de recortes causados por una limpieza de agujero deficiente.

Conjuntamente a las evaluaciones de torque y arrastre, en *DSP - ONE* para el Liner, se evaluó la selección y tipo de conexión. Como se mencionó al principio de este capítulo uno, de los puntos más importantes en el diseño y aplicación de esta técnica con Liner (DWL) es la selección de la conexión de la tubería de revestimiento con la que se va a perforar la última longitud con que se alcanzará la profundidad de asentamiento programada; como se ha citado; se perfora la etapa de interés con una sarta de perforación convencional (navegable) hasta cierta profundidad, se recupera a superficie y posteriormente se termina la etapa con la técnica de DWL.

El análisis considera la relación de esfuerzo al dobléz en la cual se somete la conexión (debido a ciclos de tensión/compresión), respecto a la resistencia a la cedencia (YP) del acero empleado. Con esta relación y el empleo de nomogramas basados en ensayos destructivos de conexiones, se estima la vida útil de la conexión en función del número de ciclos a la cual se someterá durante la perforación.

Además de la estimación de la vida útil, la conexión debe presentar valores de resistencia al dobléz mayores que las tasas de construcción (°/30 m) programadas para los agujeros de las diferentes etapas del pozo; altos valores de resistencia a la torsión;

así como altas eficiencias a cargas o efectos combinados de doblez/torsión y compresión.

El estimar la vida útil de la conexión y el ritmo de penetración (ROP), nos permitirá definir cuanta longitud es capaz de perforar la sarta de perforación utilizando Liner antes de que pueda presentarse una falla; es importante mencionar que siempre se debe considerar un factor de seguridad en el cálculo de la vida útil de la conexión.

Para simular la Hidráulica de Perforación se emplea la herramienta computacional *Hydraulics*⁽³⁾ de la plataforma *DSP-ONE*: este programa se utiliza con la finalidad de simular las caídas de presión en el sistema de circulación, los valores de velocidad de flujo en el espacio anular y el factor de limpieza en el agujero, permitiendo la optimización del sistema de circulación para las operaciones de perforación.

La optimización del gasto en relación a tamaño y número adecuado de toberas, fluido de perforación y reología, velocidades en la barrena y espacio anular en consideración a la limpieza del agujero, permite evitar incremento en la presión de trabajo por recarga de recortes en el espacio anular y garantizar la energía máxima en la barrena.

Tenemos que considerar que durante la construcción de esta etapa, a diferencia de lo convencional, debemos simular nuevamente que estaremos perforando con tubería de perforación y posteriormente agregando tubería de revestimiento, el comportamiento hidráulico será evidentemente distinto dado los diámetros con que se están trabajando para cada sarta; particularmente en los parámetros asociados de gastos, velocidades de flujo, densidad equivalente de circulación (ECD) y caídas de presión en el sistema.

Para simular la Trayectoria Direccional se emplea la herramienta computacional *Compass*⁽⁴⁾ (*Computerized Planning and Analysis Survey System*) de la Plataforma *Landmark*.

Esta herramienta permite elaborar: trayectorias direccionales basadas en diferentes métodos de análisis:

Pozos tipo “J”: El diseño se basa en construir y mantener un determinado ángulo y dirección del pozo.

Pozos tipo “S”: El diseño se basa, en primera instancia en una sección de construcción, luego de mantenimiento y caída de ángulo para finalmente verticalizar el mismo.

Pozos tipo horizontal o altamente inclinados: El diseño se basa en navegar horizontalmente en las capas de las formaciones de interés o atravesar con alta inclinación dichas capas.

En el caso de los pozos de los Campos Marinos Carpa y Bagre, se diseñó la construcción de la trayectoria direccional hasta profundidades de alcanzar los 65 a 76° de inclinación, considerando la sarta de perforación convencional (navegable), de tal manera que cuando al recuperar ésta a superficie, la perforación posterior con la técnica de DWL hasta la profundidad de asentamiento programada, se diseñó en consideración al análisis de fuerzas de pandeo y gravitacionales de Jiazhi y Timoshenko⁽⁵⁾. Con este análisis de fuerza se estimó cuanta desviación en ángulo y mantenimiento de la dirección podría esperarse, sin que se saliera del radio de tolerancia a nivel del objetivo dado en el fondo a cima del Abra. Con esta técnica no se monitorea en tiempo real el geoposicionamiento del pozo, debido a que no se contempla en el diseño herramientas de monitoreo de desviaciones de pozo en tiempo real (tipo MWD), al final de la etapa se corre un registro giroscópico que nos permite conocer la posición final del pozo.

Con el Módulo *Survey*⁽⁶⁾ se monitorea y se grafican los resultados obtenidos en la perforación (*surveys*) con herramientas MWD o giroscópicos contra los valores planeados, con la finalidad de verificar el posicionamiento del pozo y a partir de estos datos elaborar proyecciones para alcanzar el objetivo programado.

El Modulo *Anticollision*⁽⁷⁾ es usado para verificar la separación de los *surveys* y trayectorias planeadas de los pozos de la misma plataforma de perforación con los cuales existe un riesgo de colisión.

Para la selección de la zapata perforadora se emplean los mismos criterios que para una barrena convencional. Esta selección se basa en el análisis de registros geofísicos y se determina el grado de dureza de la formación para la selección de la zapata perforadora a usar, teniendo en consideración el tamaño y tipo de cortadores, protecciones en el calibre, toberas perforables y área expuesta al flujo, que permitan realizar un trabajo de cementación adecuado.

De la misma manera se evalúan las propiedades mecánicas de cada componente de las sargas de perforación (BHA) a fin de determinar los valores críticos en cuanto a: presión interna, tensión/compresión, colapso, torques de apriete, límites a la torsión y calibraciones de presión; caso particular: herramientas de la sarga de perforación, colgadores, empacadores de boca y zapata perforadora, para evitar asentamientos o activaciones prematuros.

Para el cálculo de las geopresiones se emplea la herramienta computacional *Predict*⁽⁸⁾ de la plataforma *Landmark*, con la finalidad de estimar los valores de presión de poro, gradientes de fractura y de sobrecarga; y de este modo, definir con mayor certidumbre la densidad del fluido a emplear en la perforación del pozo en las formaciones de terciario.

1.4.- EVALUACIÓN DEL MÉTODO

Los resultados de la primera aplicación de la técnica indican una correspondencia muy cercana adicionalmente entre los valores estimados y los valores obtenidos en el campo, con el empleo de las herramientas computacionales empleadas en la fase de planificación. Adicionalmente, estos resultados han permitido identificar oportunidades de mejora para pozos futuros, contribuyendo a reducir los tiempos y costos de los proyectos marinos.

En la tabla 10 del capítulo 5 se detallan los indicadores más relevantes con sus valores estimados versus los valores reales mostrados en uno de los casos aplicados (Pozo Carpa 55).

1.5.- ALCANCE Y CONTRIBUCIONES

Alcance: Garantizar el aislamiento entre las formaciones del Terciario y el Cretácico El Abra, con el empleo de un liner de explotación asentado a nivel de la cima de El Abra en pozos marinos altamente inclinados y horizontales de la Región Norte que asegure la factibilidad técnico-económica de la inversión.

Contribución Académica: Desarrollar y documentar un proceso metodológico, técnicamente confiable, para aplicar de manera exitosa la tecnología DWL, en los campos marinos de México, utilizando herramientas computacionales institucionales, criterios de diseño y lecciones aprendidas.

Contribución Operativa: Con la utilización de esta técnica DWL se ha garantizado el asentamiento del Liner en la transición del terciario a la formación de EL Abra, disminuyendo los riesgos que se presentaron al perforarla de manera convencional, evitando con esto, problemas previamente descritos en este mismo capítulo, he impactos en tiempo y costo, tales como:

Renta de plataforma.

Material controlador de pérdidas de circulación.

Volumen de fluido perdido.

Herramientas y equipos para operaciones de pesca.

Trabajo adicionales de cementaciones forzadas.

Repasos y calibraciones de agujero.

Desviaciones laterales de pozo (side track)

CAPITULO II ESTADO DEL ARTE DE LA TÉCNICA DWL.

2.1.- ANTECEDENTES DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON LINER (DWL). CASOS HISTÓRICOS

A continuación se muestra una revisión de los artículos técnicos principales, publicados a nivel mundial con referencia al empleo de la Técnica de Perforación con Liner.

2.1.1.-PERFORACIÓN CON LINER PARA ZONAS DEPRESIONADAS DEL CAMPO VALHALL.

En agosto de 1994 Sinor publicó el artículo “Perforación con liner en zonas depresionadas” ⁽⁹⁾, el cual presenta, acorde con la literatura disponible, el inicio de la Técnica de Perforación con Liner. En el mismo, se cita un resumen de las pruebas realizadas en el Campo Valhall, localizado en el área de Ekofisk en la Plataforma Continental Noruega, en el cual operan las empresas Amoco Norway Oil Company, Enterprise Oil Norge Ltd, Amerada Hess Norge y Elf Petroleum Norge.

Amoco Norway Oil Company (ANOC), fue la primera compañía en perforar el Cretácico de la Formación Valhall en 1969; se llevaron a cabo seis años de estudios de exploración, previo a la perforación del primer pozo exploratorio, después se perforaron cinco pozos adicionales que comprobaron la existencia de aproximadamente dos billones de barriles de aceite, antes de que el campo fuera considerado de interés comercial en 1977.

El desarrollo del campo empezó en 1981, con la instalación de tres complejos de plataformas para procesamiento, compresión, perforación y complejo habitacional. La incertidumbre relacionada con la subsidencia y alto de olas resultaron en 20 pies de margen adicional de seguridad de capa de aire, dado que la tasa de subsidencia es de 9.5”/año.

La producción de sólidos, compactación del yacimiento, la subsidencia y el oleaje son algunos de los retos para la producción del campo; la compactación del yacimiento y el

depresionamiento de la formación representan las condiciones principales que afectan las operaciones de perforación.

Con 63 pozos perforados, 29 terminados y 34 abandonados, la producción alcanzó 60,000 BPD (1994). De los pozos terminados 25 están en producción, ocho de los cuales son horizontales. La producción de aceite y gas en el campo ha resultado en una declinación significativa de presión en algunas áreas. La perforación a través de las zonas depresionadas requiere que las zonas presurizadas de la Formación Eoceno, arriba de la zona de interés de la Formación Cretácica, se cubran con una TR hasta la cima del yacimiento para reducir los problemas de inestabilidad de agujero, mientras se continúa la perforación.

El pozo 2/8A-1 representa el mejor productor del campo Valhall desde 1982 hasta 1994; se localiza en el área central de una cresta y dejó de producir debido al colapso de la tubería de revestimiento dentro de la zona de la Formación Lista; por esta razón se programó la perforación del pozo 2/8A-1A, efectuando desvió lateral (side track) en la TR de 9-5/8" a 1829 m, para perforar un pozo vertical gemelo a 76 m de distancia en dirección Noroeste. La perforación del gemelo con menor separación fue con la finalidad de reducir riesgos relacionados con fallas cercanas y posibles efectos de comunicación con zonas de agua.

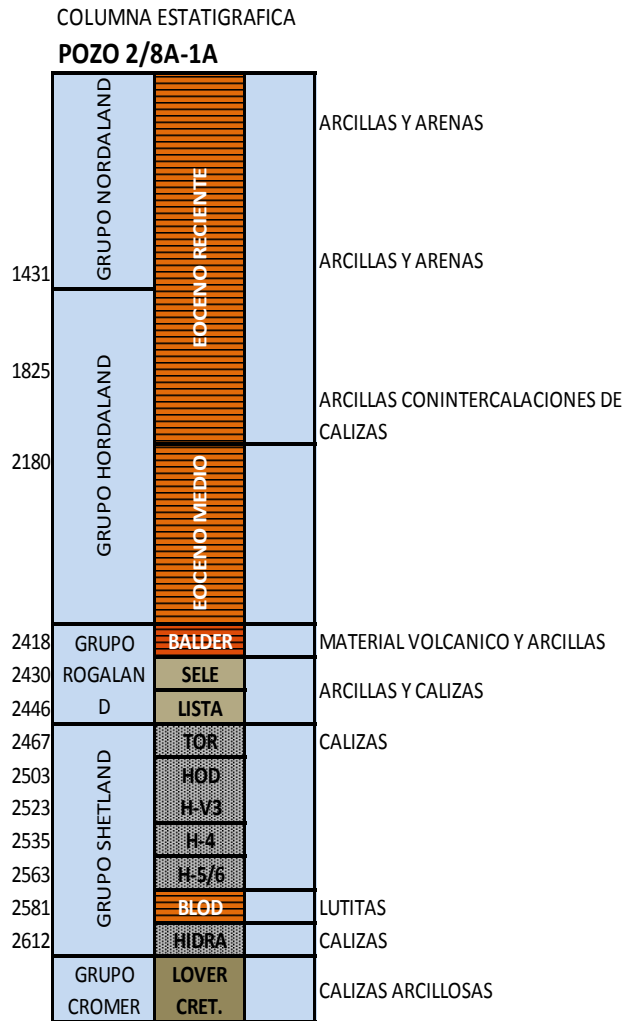


Figura 1: Columna Estratigráfica Característica: Campo Valhall

El requerimiento de densidad de fluido de control para atravesar la lutitas de la Formación Lista fué de 1.76 gr/cc a 2,451 m (6,150 psi de columna hidrostática); no obstante la predicción de presión en la Formación Tor fue: 2,700 – 3,000 psi; es decir: 0.77 – 0.93 gr/cc. El reto en las operaciones de perforación fue asentar el liner de 7” lo mas cercano posible a la cima de la Formación Tor sin penetrar la misma, para prevenir problemas de inestabilidad de agujero y minimizar los riesgos de control de pozo por pérdidas de fluido en la zona depresionada.

Mientras se perforaba la Formación Lisa, la Formación Tor fué perforada 17 metros más de lo esperado, resultando en una inmediata pérdida de fluido al yacimiento. Las

pérdidas incluyen 50 bls de tapones forzados y +/- 1,000 bls de material controlador de pérdida antes de tener el agujero estable.

El liner de 7" se corrió hasta 10 m arriba del fondo para efectuar el trabajo de cementación; hacia el final del trabajo y mientras todavía se bombeaba cemento, el liner se deslizaría hacia el fondo a través del bache viscoso dentro de la zona de calizas, con la finalidad de que este procedimiento ayudará a minimizar la ruptura del bache viscoso durante la cementación y así asegurar la cantidad máxima de cemento alrededor del liner. No obstante, un problema con la liberación del tapón limpiador del liner, resultó en elevada presión de bomba que causó el asentamiento prematuro del liner a 8.5 m arriba de la zona de calizas de la Formación Tor.

La caliza se perforó y se revistió con liner de 5", presentándose problemas importantes, asociados a: inestabilidad del agujero ocasionada por dejar la zona del terciario expuesta (Formación Lista); lavado de agujero, baja eficiencia de transporte en las zonas lavadas, atrapamientos de sartas y altas lecturas de gas.

Los problemas experimentados en este pozo fueron causados por dejar parte de la zona del terciario expuesta, antes de la zona de calizas del Cretácico. Los problemas durante la perforación en la zona depresionada causaron incremento en los tiempos por eventos no programados de 21% (USD 1.4 MM), adicionalmente a los problemas de pérdidas de producción de 10,000 a 1,500 bpd. La experiencia en este pozo impulsó el desarrollo de la tecnología de perforación con liner.

RESUMEN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO PARA PERFORACION CON LINER

Se diseñaron y construyeron dos zapatas de 8-1/2" para usarse en el pozo 2/8A-1A, las cuales fueron probadas en el laboratorio de Catoosa Shale, una de las cuales fue construida por la compañía Lyng Drilling Products A/S y Nodeco, y, otra localmente por APR Amoco. Ambas fueron diseñadas y elaboradas en una semana, teniendo poco tiempo para su optimización y pruebas; pero las fallas para probar la técnica de perforación con liner en el pozo 2/8A-1A permitieron la oportunidad de evaluar la

hidráulica de cada barrena (diseñadas con diferentes ángulos de ataque, tipos y cantidades de cortadores, así como diferente cantidad y posición de las toberas) bajo condiciones de laboratorio. Cada una de ellas fue probada en el laboratorio con muestras de núcleos de lutitas de Catoosa, usando un equipo de perforación, el cual es un laboratorio de Amoco ubicado en Tulsa, Oklahoma, USA.

Las muestras indican que ésta lutita no es reactiva en la forma de hinchamiento de arcillas (alta concentración de esmectita), aun cuando ésta también causa problemas de embolamiento comparada con otras lutitas como Pierre (15%).

El sistema de fluido empleado fue base agua bentonítico de densidad 1.08 gr/cc, 15 cps de viscosidad plástica y 8 lbs/100 pie² de punto de cedencia con un porcentaje de 4% de sólidos generados por la adición de lutitas finas.

Los parámetros de perforación establecidos fueron: 120 RPM, 1,150 psi de hidrostática y gasto de 260 GPM (mínimo para garantizar limpieza en el agujero); con torque de 1,455 lbf-pie. La presión hidrostática se creó con diferentes restricciones al flujo de salida.

Al final de cada prueba se tomó información de los parámetros de perforación: profundidad, peso sobre la barrena, presión de bomba, velocidad de la rotaria, torque, tasa de penetración, temperatura del fluido; así como, datos para análisis de altas frecuencias (vibración), monitoreo de entrada y salida de la barrena, fotografías de las barrenas y patrones del fondo fueron también considerados.

Cabe mencionar que aunque en el artículo citado se menciona que se efectuaron las pruebas, el mismo no describe los resultados o lecciones aprendidas; sin embargo, seguidamente explicaremos las mejoras al diseño a la zapata perforadora y las experiencias con valores o parámetros de carácter operativo en otros pozos del mismo campo.

ZAPATA PERFORADORA: LYNG/NODECO

Esta zapata fue diseñada en matriz de acero con empleo de 12 cortadores, los cuales fueron colocados en ángulo de 45° respecto al ángulo de ataque convencional de 20°. Fueron dispuestos siete cortadores sobre las tres aletas y los restantes cinco sobre tres pequeños bloques. La colocación de estos bloques permitió perforar dejando una ranura de 1.25" de ancho entre ellos y permitiendo al recorte espacio debajo de la cara de la barrena para su desalojo.

El uso de solo siete cortadores en la cara de la barrena, significó que no hubo cortadores redundantes para cortar la formación en caso de daño o pérdida de los mismos. El espacio estrecho entre los cortadores pudo permitirle a la formación estar en contacto con el acero entre los cortadores de las aletas.

La carencia de toberas para direccionar el flujo y la carencia de cortadores podrían haber incrementado las tendencias de embolamiento de la barrena, lo cual podría causar una falla mayor en el campo en el caso de recuperar el liner para desembolar la misma.

Esta zapata mostró embolamiento severo a tasas de perforación menores de 0.30 m/hr, cuando se aplicó peso de hasta 7,700 lbs. La tasa de penetración alcanzó momentáneamente 2.28 m/hr.

Los efectos de embolamiento se observaron en el centro y entre una de las tres secciones de separación de los bloques, las otras dos aletas se embolaron y las secciones entre bloques restantes también; pero los recortes se quedaron pegados al fondo del agujero y al final de las pruebas fueron removidos. La presión de trabajo se incrementó 50 psi cuando el peso sobre la barrena se aumento de 1,000 a 6,000 libras.

Este incremento de presión fue causado por el diseño deficiente de la hidráulica de perforación de la barrena, la cual requería que los recortes generados se desplazaran desde la cara de la barrena por los espacios dejados entre los bloques. El calibre de agujero fue medido en 9" de diámetro. Por otra parte, aunque se perforó a bajo ritmo de

penetración (ROP), no hubo indicaciones de problemas de vibración en los parámetros registrados ni en el patrón en el fondo.

ZAPATA PERFORADORA: APR

Esta zapata fue diseñada en matriz de acero con tres aletas y nueve cortadores de $\frac{3}{4}$ " en la cara y cinco cortadores adicionales para el calibre de $\frac{1}{4}$ " de espesor. La densidad de cortadores permite que ante la pérdida de alguno de estos, excepto los del centro, evitar problemas de anillamiento en la barrena. Cada uno de los cortadores se colocó con ángulo de ataque 20° y entre: $5-10^\circ$ de giro lateral para favorecer la remoción de los recortes. El diseño de toberas fue nueve de $10/32$ " las cuales fueron diseñadas para cada uno de los nueve cortadores a fin de mejorar la hidráulica y lubricar a cada uno de éstos. Dado los problemas de embolamiento experimentados por la zapata anterior, se modificó en el calibre para evitar estos problemas y para mejorar la hidráulica. Una característica de diseño especial de la APR fue la inclusión de unos cortadores tipo sierra de diamante entre los cortadores ubicados en las aletas.

En las pruebas, se usó, un empacador de boca de liner inflable, estabilizadores y 92 m de liner de 7" con tubería de perforación de 4-1/2". Se efectuaron dos corridas en un pozo direccional de 15° para evaluar e inspeccionar el ensamblaje y liner. La primera de 15.2 metros se efectuó en lutita en 2.7 horas para ROP de 5.6 m / hr; la inspección del empacador mostró que éste estaba en buena forma y sin visibles daños o desgaste. La barrena presentó un cortador dañado y otro partido; pero con desgaste mínimo. La barrena fue reparada y el ensamblaje se bajó nuevamente. En la segunda corrida se perforó 23 m en 5.8 horas para 4 m / hr. Los efectos remolino (whirl) en la sección de arenas evitaron continuar con la prueba por el daño prematuro en la estructura de corte de la barrena.

El uso de baja rotaria, 60 RPM vs. 90 RPM, evitó el problema de vibración dentro de las arenas, pero el daño ya había ocurrido. La inspección del empacador de boca de liner mostró desgaste mínimo, pero un corte de tres pulgadas de longitud fue observado cerca de 1 m del fondo del empacador al elemento de sello (hule). El corte pudo haberse

causado por uno de los cortadores perdidos cuando se perforó en la arena. Adicionalmente se encontró un agujero a 1.98 m del tope del elemento de sello del empacador; el corte y el pinchazo muestran que un empacador para aislamiento de respaldo incrementa la posibilidad de obtener éxito en sellar la boca del liner. La abrasión sobre el elemento del empacador fue mínima.

Finalmente, la zapata APR mostró mejor desempeño; pero con limitaciones debido a embolamiento; modificaciones posteriores a la zapata APR permitieron perforar a ritmo de penetración de 13 m / hr con 1,455 lbf - pie a 350 GPM, la máxima tasa alcanzada fue de 14.7 m / hr con 1,530 lbf - pie de torque.

De las modificaciones posteriores a la zapata se destaca, la extensión de 1/8" de los cortadores dentro de los bolsillos, para incrementar la durabilidad del cortador y de esta manera evitar su rotura en las operaciones de perforación. Los cortadores fueron dispuestos para permitir a la barrena perforar a un diámetro de 8-1/2"; no obstante se alcanzó +/- 9" de calibre.

POZO: DM-22G: EXPERIENCIA DE CAMPO

Este pozo fue usado para probar el concepto de perforación con liner; el agujero se perforó direccionalmente hasta la profundidad de 287 md (KOP a 61 mv) con una barrena PDC de 8-3/4" y motor de fondo con *bent housing* de 1.5°; a esta profundidad la inclinación fue de 15.25°, 281 mv con un desplazamiento de 34 m y severidad de 1.7°/30 m.

El ensamblaje bajado al fondo constó de: zapata perforadora de 8-1/2", empacador inflable de 7" con seis metros de longitud de sello (10.4 m de longitud total), a este empacador se le colocaron "pines ciegos" para prevenir su activación en el agujero, centradores rotatorios rígidos de acero y 152 m de liner de 7" de 17 L/P con una conexión 8 HRR de 2.4" de longitud.

El programa consistió en evaluar la técnica de perforación con liner en pozos inclinados a fin de emplear la misma en pozos direccionales de plataformas de perforación. El

objetivo fue perforar 15.24 m, realizar viaje de inspección a superficie y luego perforar 46 m para completar la prueba.

Se bajó el ensamblaje al fondo 286 m sin problemas, circuló a 300 GPM, perforó 0.61 m (2 pies) a 60 rpm y entre: 1,000 – 3,000 lbs de PSB, con presión de 195 - 200 psi y continuó hasta 301 m en 2.7 horas para ROP de 5.64 m / hr en una formación de lutitas con intercalaciones de carbón. No hubo incrementos de presión debido a empacamientos de agujero o limpieza inadecuada. Se recuperó la sarta a superficie sin problemas de agujero cerrado o arrastres.

Una Inspección visual del empacador no mostró evidencia de daños por cortes o abrasión. La zapata presentó un cortador roto, otro perdido y dos dañados, uno en el centro de la barrena. Se reemplazaron los cortadores, mientras se efectuó un viaje al fondo con magnetos sin encontrar residuos en el pozo.

Se realizó una segunda corrida perforando hasta 325 md en 5.8 horas a ritmos de penetración (ROP) de 4.1 m / hr; con 300 GPM, 90 rpm y 4000 lbs PSB, con la misma litología; se recuperó el BHA debido a que el ROP bajó a 0.30 m/hr, indicando algo anormal en el pozo. Se circuló en el fondo y se observaron dos piezas de hule en las temblorinas, indicando algún daño en el empacador. La inspección en superficie del elemento de sello, mostró 3" de corte cerca de un metro del fondo al elemento. La zapata sufrió desgaste en el calibre, donde perdió uno de los cortadores primarios; pero la alta densidad de cortadores permitió continuar perforando.

En conclusión estas pruebas mostraron que el empleo de un liner de perforación con zapata perforadora podría ser usado para minimizar los problemas asociados cuando se perfora en una zona depresionada.

2.1.2.- EXPERIENCIAS EN LA PERFORACIÓN CON LINER EN YACIMIENTOS DEPRESIONADOS DEL CAMPO VALHALL.

En Marzo de 1998, Sinor, Tybero y Eide, presentaron un artículo en la IADC/SPE titulado “Perforación con liner en yacimientos depresionados” ⁽¹⁰⁾, posteriormente en la revista JPT en la sección Field Revitalization⁽¹¹⁾ en Febrero de 1999, publicaron un resumen de la experiencia de campo con esta técnica basada en el artículo original de la IADC/SPE.

La revisión de antecedentes se focaliza sobre el artículo original y se omite la descripción del campo citada en el artículo de Allen Sinor de 1994 ⁽⁹⁾. Cabe destacar que el artículo busca dar respuesta a los problemas de inestabilidad de agujero, pobre eficiencia de transporte de recortes, atrapamientos de tubería y control de pozo causado por inlfujos de gas experimentados en el campo ya que no se logra aislar completamente la Formación Lista. Adicionalmente, el material controlador de pérdida, los tapones colocados en agujero descubierto y cemento en la zona productora generan daño en el yacimiento por lo que se requiere aislar las formaciones del terciario y cretácico.

Este artículo presenta la experiencia de perforación con liner para vencer los retos relacionados con la estabilidad de agujero a través de secciones depresionadas, no consolidadas o en zonas con problemas de flujos.

RESULTADOS DE CAMPO DE PERFORACION CON LINER

Se presentan los resultados de los seis pozos perforados con este sistema.

POZO 2/8-A-2 (T2) (REEMPLAZADO POR 2/8-A-2A)

Fue planeado como reemplazo vertical de un pozo existente. El plan programado fue el siguiente:

- 1) Efectuar un side track en la TR de 9-5/8” a 2,200 m.

- 2) A partir de 2,200 m perforar direccionalmente con barrena de 8-1/2" en las lutitas de la Formación Lista y recuperar la sarta a superficie.
- 3) Introducir y perforar con liner de 7" a la cima de la Formación Tor.
- 4) Bombear cemento, llenar y asentar dos empacadores inflables.
- 5) Una vez cementado el Liner, probar zapata y boca de liner y posteriormente perforar zapata con molino de 6".

Se efectuó side track a través de la TR de 9-5/8" a 2,200 md con sarta navegable y barrena de 8-1/2" se perforó a 3,156 md dentro de la Formación Lista, la inclinación máxima por debajo del KOP fue de 57.7° la cual se mantuvo hasta 3,156 md, previo a entrar vertical a la Formación Tor.

Se presentaron problemas de pérdidas de circulación al perforar hasta 3,156 md, asociadas a la baja calidad de la cementación en la ventana de 9-5/8" y cerca del fondo; lo cual significó tres días de tratamiento para estabilizar el agujero con pérdida de 1,200 bls. Se armó y bajó liner de 7", 29 L/P, L-80, HYD-521 (1,200 m de longitud total de liner).

La conexión seleccionada permite proveer alto torque (46,000 lbf - pie), con torque de apriete mínimo es de 8,300 lbf - pie y óptimo de 9,550 lbf-pie. El arreglo del liner fue el siguiente:

- Zapata de 8.5" de un metro de longitud con conexión caja HYD-521
- Cople flotador de 7", 29 L/P
- Cople de retención de 7", 29 L/P
- Empacadores inflables para liner de 7", 29 L/P con 6 m de elementos de sello
- 1,200 m de 7", 29 L/P, L-80, HYD-521

- Colgador de liner de 7" x 9-5/8"
- Empacador de boca de liner con 4.5 m de elemento de sello
- Herramienta para la corrida del colgador del liner rotatorio tipo "R"
- Cinco lingadas de TP de 5" HWDP
- TP de 5", S-135 a superficie

La velocidad de introducción del Liner hasta la ventana fue de 11 m / hr para minimizar las pérdidas. Densidad de fluido 1.82 gr/cc.

La estimación de torque alcanzó 7,000 lbf - pie, con severidad de 3°/30 m; las lecturas de campo fueron: 20 rpm / 70 GPM: 6,000 lbf - pie con 250 psi y 40 rpm / 140 GPM: 6,000 lbf - pie con y 450 psi; sólo al pasar por la ventana se registró un pico de torque de 7,000 lbf - pie. Se registraron pérdidas en la ventana con 140 GPM y la densidad equivalente de circulación (DEC) en el fondo fue 1.80 gr/cc.

No se registraron pérdidas adicionales corriendo el liner en el agujero; excepto a +/- 3,130 md donde se intentó romper circulación y los intentos por circular y mover la tubería solo resultaron en un 10% de retorno de fluidos a superficie.

El liner se continuó bajando hasta la profundidad de 3,156 md. Previo a la perforación el arrastre y la fricción resulto de 275,000 y 270,000 lbs, respectivamente. La perforación empezó con 225 GPM (1,100 psi) con retornos de 10% a 60 rpm y 4,000 lbs de peso. El torque varió entre: 10,000-15,000 lbf - pie.

Posterior a perforar 0.8 m, la rotaria se detuvo a 14,000 lbf - pie de torque, requiriendo mover la tubería hacia arriba y abajo para liberar. El arrastre se midió entre: 320,000 y 200,000 lbs indicando problemas de cierre de agujero o derrumbes. Hubo preocupación sobre daños a los elementos de los empacadores y se tomaron precauciones adicionales; se bajó gasto a 140 GPM, 700 psi y +/- 5,000 lbs de peso. La ROP bajó a 3,162 m, debido a la perforación de intercalaciones de caliza. Las variaciones de torque

indicaron cambios en la formación y la ROP se redujo a la mitad; por lo que se requirió de mayor peso para continuar perforando. Esta decisión se tomó para prevenir daños en la estructura de corte de la zapata perforadora. La Formación Tor se estimó a 3,169 md y se perforó hasta 3,176.6 md con una presión de 261 psi y 20,500 lbsf - pie de torque.

En resumen se perforó 15.6 m / 3.2 hr para una ROP de 4.9 m / hr; esto incluye 7.6 m dentro de la Formación depresionada Tor.

Cabe señalar que mientras se perforó sin flujos de retorno, el espacio anular se mantuvo lleno con fluido de 0.81 gr/cc y el volumen total perdido de 1.80 gr/cc fue de 1,350 bls.

Posterior a alcanzar la profundidad final se asentó el colgador. Los empacadores se probaron sin éxito, mientras se presurizó por el anular entre la TP y la TR de 9-5/8"; luego se confirmó que el mecanismo de liberación de emergencia del colgador, fué activado mientras se liberaba el colgador, permitiendo comunicación entre la TP y la TR. Esto evitó realizar pruebas positivas al colgador. Se usó cemento para inflar los empacadores, las presiones iniciales indicaron que los empacadores estaban abiertos, pero esto no pudo ser posible debido a las presiones de calibración de asentamiento de los mismos. La presión alcanzó 4,500 psi y se mantuvo aun continuando con bombeo; se liberó la presión a cero y se reestableció el bombeo para inflar el segundo empacador. Se incrementó la presión hasta 1,500 psi a 1.4 bpm, pero descendió a 1,000 psi cuando se desconectaron las bombas. El cople flotador y la zapata perforadora fueron rebajados en 65 minutos a ROP de 9.31 m/hr a 120 rpm y 2,000 – 12,000 lbs de peso.

Las operaciones asociadas a la etapa de 8-1/2" con empleo de la técnica de perforación con liner permitieron ahorros de \$USD 1.82 MM a una tasa conservadora de \$USD / día 100,000 (1995).

POZO 2/8-A-8 (REEMPLAZADO POR 2/8-A-8A)

Se corrió en este pozo en 1996, con la experiencia adquirida en el pozo anterior, un arreglo de Liner de 7" modificado.

La presión estimada para la Formación Tor fue de 0.93 gr/cc y una pérdida de circulación total se esperó mientras se perforara en esta formación con fluido base aceite.

El aislamiento en la Formación Lisa se requiere; debido a que en la producción original del pozo se observó presencia de arcilla de esta formación.

El plan direccional de este pozo fue semejante al anterior, pero con la consideración de las lecciones aprendidas:

- Previamente a perforar el agujero de 8-1/2", se contempló una cementación forzada en la TR de 9-5/8" a nivel del KOP.

- Zapata perforadora rediseñada: dos aletas con cortadores de 3/4" (19 mm) de PDC en vez de carburo para mejorar su desempeño al impacto y desgaste en las intercalaciones de carbonatos. Diseño con características de barrenas bicentricas para mejorar la claridad en espacio anular y limpieza de agujero. Adicionalmente se modificaron las toberas alargando las mismas para permitir el bombeo de material controlador de pérdidas (LMC).

- La herramienta de asentamiento fue modificada con la finalidad de incorporar una canasta flotadora para evitar que desperdicios o recortes caigan dentro del colgador imposibilitando su funcionamiento.

- El diseño del dardo de limpieza fue modificado con aletas adicionales para asegurar un buen sello y acoplamiento en el cople de retención (landing collar).

La longitud del liner empleado fue de 500 m, un resumen de las actividades programadas es el siguiente:

- Efectuar sidetrack en TR de 9-5/8" a 2,100 m.

- Perforar direccionalmente con 8-1/2" en las lutitas de la Formación Lista.
- Bajar y perforar con zapata bicéntrica perforadora 8-1/2" y liner de 7" a la Formación Tor.
- Bombear cemento e inflar empacador.
- Probar zapata perforadora y boca de liner.
- Perforar con molino de 6" la zapata y continuar dentro de la Formación Tor.

Operacionalmente, el pozo se taponó y abandonó para efectuar side track a 2,100 m, previamente se realizó una cementación forzada para mejorar la integridad de la TR de 9-5/8". No se experimentaron cierres de agujero ni pérdidas de circulación a nivel de la ventana, ni durante la perforación direccional. Se perforó con sarta navegable y barrena de 8-1/2" hasta la profundidad de 2,532 md; ocho m dentro de la formación Lista. La inclinación máxima en la ventana fue de 12.9° a la profundidad de 2,532 md fue de 5°. A esta profundidad se recuperó la sarta navegable, se armó y bajó sarta de perforación con liner.

El ensamblaje de perforación con Liner, se bajó con 40 tramos de 7", 29 L/P, L-80, HYD-521. Se bajaron dos centradores rígidos (8-3/8" / 8-1/4") para ayudar a proteger el empacador de la formación mientras se perforaba. El diámetro de los centradores tiene en consideración permitir a la zapata bicéntrica perforadora ajustarse al interior de la TR de 9-5/8".

El arreglo del Liner fue el siguiente:

- Zapata bicéntrica de 7" x 9" x un metro de longitud con conexión caja HYD-521
- Cople flotador de 7", 29 L/P
- Cople de retención de 7", 29 L/P
- Empacador inflable para liner de 7", 29 L/P, seis metros de elementos de sello

7" ,29 L/P, L-80, HYD-521, 500 m

- Colgador rotatorio de liner de 7" * 9-5/8"
- Empacador de boca de liner con 4.5 m de elemento de sello
- Herramienta para la corrida del colgador del liner rotatorio tipo "R"
- Cinco lingadas de TP de 5", HWDP
- TP de 5", S-135 hasta superficie

Se bajó y corrió el ensamblaje a una velocidad de dos minutos por lingada hasta la ventana de la TR, sin problemas de pérdidas de circulación. El torque justo por debajo de la ventana fue medido en 4,200 lbf-pie. La estimación de hidráulica a 200 GPM indicó caída de presión de 675 psi y el valor real 730 psi.

Se perforó a 2,534 md a tasa promedio de 10-16 m / hr. El torque se incrementó hasta 15,000 lbf - pie y la presión se incrementó, hubo que bajarla para evitar asentamiento prematuro del colgador. Se levantó la sarta lentamente con fricción de 35 M libras y se bajó al fondo observando valores erráticos de torque, hubo que reducir el gasto a +/- 175 GPM (662 psi) para reestablecer el retorno de fluido. La pérdida de fluido fue de 240 bls.

Basado en el incremento de torque, de presión y subsecuente descenso de ROP; hubo razones para creer que la barrena sufrió daños y el liner debería ser recuperado a superficie. Se requirió de una sobretensión de 20,000 lbs para pasar el Liner a través de la ventana.

Se inspeccionaron las conexiones HYD-521 sin encontrarse daños, excepto la zapata que requirió ser cortada debido a que se empleó soldadura fría en su conexión. El collarín usado con el centrador de tope se deslizó, estiró y estuvo cerca de pasar la caja inferior de la conexión. La inspección del empacador mostró que todo el elemento de sello se dejó en el agujero. La barrena sufrió daños y tuvo que ser reforzada detrás de

las aletas. Se requirieron dos días para moler en el fondo y colocar un TXC para efectuar side track a 2,420 md; y se perforó a 2,534 md; es decir, 114 m arriba del fondo.

El liner de 7" se corrió nuevamente en el fondo; pero sin centradores, ni empacador inflable y con la zapata modificada, se inició la perforación con 280 GPM (1,060 psi) y 50 rpm. La ROP mostró una posible intercalación de calizas, se incrementó el peso de 3,000 a 4,000 lbs y la ROP aumentó de 2.2 a 11 m / hr a 2,538 md; pero la presión disminuyó instantáneamente de 1,135 a 500 psi con una correspondiente pérdida de retornos. Se redujo la densidad de fluido a 1.20 gr/cc para mantener el anular lleno y se perforó hasta 2,542.5 md con una presión final de 1,320 psi. La ROP final que se alcanzó fue de 5.68 m / hr, el PSB promedio fué de 3,000 lbs, la cima de la Formación Tor se detectó a 2,539 md.

El colgador se asentó con 2,800 psi y se liberó la herramienta asentadora sin problemas; se efectuó el trabajo de cementación, observándose 2,150 psi en la liberación del tapón. El tapón de desplazamiento llegó a su asiento con presión final de 3,500 psi. Finalmente, durante los trabajos de perforación y cementación la pérdida total fue de 700 bls. Posteriormente la zapata se perforó sin problemas y se bajó molino a la Formación Tor.

Las operaciones asociadas a la etapa de 8-1/2" con empleo de la técnica de perforación con liner permitieron ahorros de \$USD 2.17 MM a una tasa conservadora de USD / día 100,000 (1996).

POZO 2/8-A-3B (REEMPLAZADO POR 2/8-A-3A)

En este pozo no se incluyó el uso de empacadores inflables y se empleó 1,207 m de longitud de liner. Se realizaron modificaciones a la zapata perforadora:

- Cuatro aletas comparadas con las dos aletas previamente empleadas con la finalidad de disminuir las cargas por aleta durante la perforación, y mejorar el ROP.

- Seis toberas de 14/32", dos en las aletas primarias y las restantes para las otras aletas.
- Ángulo de ataque de los cortadores en 30° versus 10° empleados previamente; con la finalidad de incrementar la robustez del cortador y hacerlos menos sensibles al peso aplicado.
- Un cono interno con ángulo de 15° versus 20° para facilitar las operaciones de molienda.
- Un diámetro exterior redondeado/afilado para reducir los efectos de colgamiento mientras se desciende al agujero.
- PDC convencional versus diseño de bicéntricas, se mantuvo el uso de los cortadores de 3/4" (19 mm).
- Cortadores pequeños de 0.25" (6.4 mm) dentro del cono para permitir su rápida molienda y cortadores de 0.52" (13 mm) colocados en el drift de 7" de la zapata perforadora para protección y ayuda a las operaciones de perforación.
- Plato de acero de mayor grosor 0.75" versus 0.50" con extremos redondeados para minimizar esfuerzos y mejorar su resistencia.

Este pozo estuvo cerrado por más de un mes previo a su intervención debido a producción de sólidos. Se taponó y posteriormente se efectuó side track a la profundidad de 1,397 m, se perforó con sarta navegable y barrena de 8-1/2" hasta la profundidad de 2,564.5 md, siete metros arriba de la cima teórica de la Formación Tor. Se bajó el ensamblaje de liner de 7" y perforó hasta 2,574 md (9.5 m / 2 hr) a ROP de 4.75 m/hr. La ROP promedio se consideró buena, excepto en las zonas de intercalaciones de calizas, debido al incremento del ángulo de ataque de los cortadores. Se perdió un total de 796 bls de 1.76 gr/cc durante las operaciones de perforación y asentamiento del Liner, y el tiempo improductivo se redujo a 14.8%.

POZO 2/8-F-6

Con sarta navegable y barrena de 8-1/2" se programó perforar hasta +/- cinco metros verticales arriba de la cima de la Formación Tor; para luego con la técnica de perforación con liner, detectar la cima de esta formación.

Con barrena de 12-1/4" se perforó direccionalmente alcanzando una inclinación máxima de 53° a 2,752 md; pero debido a que la Formación Lista se encontró diez metros antes de lo estimado, se presentó una pérdida de circulación total con la sarta navegable en el fondo. La Formación Tor se determinó a 2,751.5 md. La densidad de fluido empleada durante la perforación fue de 1.76 gr/cc con una ECD de 1.87 gr/cc.

Posteriormente a la pérdida, el espacio anular se mantuvo lleno bombeando 206 bls de 0.83 gr/cc de fluido base aceite con material controlador de pérdida (LMC). La ECD bajo a 1.56 gr/cc, y durante este tiempo hubo una reducción de +/- 1,200 psi en el anular. Posteriormente al bombeo de material para el control de pérdidas (LMC) y manteniendo el pozo lleno, se levantó el ensamblaje hasta 2,729 md, donde observó pérdidas mayores.

Un incremento en el torque en superficie de 15,000 a 24,000 lbf - pie y de presión de TP mientras se rotaba indicó que el agujero se empacó cerca del fondo. La tubería fue rotada y recíprocada, mientras que se bombearon 20 bls de tapón controlador al fondo (600 bls de fluido se perdieron en este momento), hasta levantar la sarta y normalizar el agujero a 1,057 md. Se terminó de sacar sarta a superficie. Se bajó sarta con barrena de 12-1/4" para reconocer agujero (sin motor y MWD) hasta la profundidad de 2,745 md limpiando el pozo de derrumbes y material obturante previamente bombeado. Sacó sarta a superficie normal.

Se armó y bajó conjunto de Liner de 9-5/8" 53.5 L/P, C-95 con conexión New Vam (1,362 m), colgador, dos lingadas de drill collar de 8" y 11 ligadas de TPHW de 5", se instalaron reductores de fricción cada tres juntas en la tubería pesada heavy weight (TPHW) y bajó con zapata perforadora de 12-1/4".

En la bajada del liner cada 300 m se rompió circulación, mientras se levantaba lentamente la TR para disminuir la ECD en el fondo; una concentración de cinco lbs/bl de granos finos de Lubra Glide se adicionó al sistema, mientras se bajaba al fondo.

Se bajó liner hasta 2,745 md reciprocando y rotando con 24,000 lbf-pie. Posteriormente mientras se bajaba circulando y rimando al fondo, el torque alcanzó 20,000 lbf - pie de 2,752 md donde se inició la perforación.

Se perforó un metro mientras se bombeaban 275 bls de fluido de 0.81 gr/cc base aceite por el espacio anular. La perforación alcanzó 25,000 lbf-pie de torque, indicando que el agujero estaba derrumbado alrededor de la zapata perforadora, con la reducción de la columna hidrostática experimentada.

Aun cuando la longitud perforada fue relativamente poca, la técnica probó funcionar adecuadamente, el tiempo improductivo se redujo a 13.5%.

Pozo 2/8-A-9A

Se perforó en el último trimestre de 1997 al igual que el pozo 2/8-A-5B; al momento de la publicación de este artículo no se reportaban en detalle las operaciones realizadas, de tal manera que se presenta un resumen general de las mismas.

El programa de perforación contempló perforar 850 m con liner de 7-5/8" y zapata perforadora de 8-1/2". La trayectoria direccional consideró 10° de inclinación máxima a la cima de la Formación Tor y la densidad estimada de: 0.78 – 0.86 gr/cc. El fluido de perforación se estimó en 1.74 gr/cc.

El liner de 7-5/8" tuvo que ser pescado dos veces debido a desconexiones del mismo a nivel de la conexión HYD-521 piñón Q-125, inicialmente después de perforar 15 m y luego después de perforar un metro.

Ambas fallas ocurrieron en la cuchara de 9-5/8", posterior a 12,000 – 14,000 revoluciones de la tubería. En el tercer intento se perforaron 3.5 m con una inclinación de 12°.

La tensión en la conexión fallida alcanzó 55,000 lbs. El valor teórico de la severidad de pata de perro (SPP) fue de 24°/30 m, donde ocurrió la falla. Un análisis posterior reflejó que mientras se perforó una formación muy dura a 3,090 md, las conexiones expuestas a nivel de la ventana, donde se efectuó el desvió, estuvieron expuesta a un elevado número de revoluciones.

Pozo 2/8-A-5B

Se perforó como side track a fin de reestablecer su potencial de producción de 1,800 a 8,000 bpd. Se programó perforar una sección corta con zapata de 8-1/2” y un liner de producción de 7-5/8” dentro de la Formación Tor con una inclinación máxima de 60°. La perforación fue un éxito, se perforaron 20 m a ROP entre: 10 – 25 m/hr a 80 RPM y gasto de 190 GPM. La perforación incluyó 8.5 m dentro de la Formación Tor.

Cabe señalar, que la perforación de estos pozos y las lecciones aprendidas de pozo a pozo han permitido un progreso significativo en los retos presentados en la perforación de zonas depresionadas, en la búsqueda de soluciones técnicas viables para disminuir los tiempos improductivos y mejorar la rentabilidad de los proyectos. En estos pozos los tiempos no programados experimentaron una reducción de 75 % en comparación con el promedio de los pozos del campo y un 50%, respecto al mejor pozo perforado, respectivamente.

POZO	AÑO	INCLINACION (°)	DIAMETRO LINER (PULG)	LONGITUD LINER (M)	LONGITUD PERFORADA (M)	ROP (M/HR)
2/8-A-2ª	1995	7	7	1020	15.6	4.87
2/8-A-8A(T2)	1996	5	7	500	8.5	5.68
2/8-A-A-3B	1996	5	7	1207	9.5	4.75
2/8-F6	1996	53	9-5/8	1362	1	1.00
2/8-A-9ª	1997	12	7-5/8	850	19.51	1.63
2/8-A-5B	1997	60	7-5/8	132	20	8.05

Tabla 1: Resumen de experiencia DWL en Campo Valhall

2.1.3.- TECNOLOGÍA INNOVADORA PARA PERFORAR CON LINER EN EL CAMPO VALHALL.

En 1998 en la revista *Well Connected*, en la sección *Internal Focus* se presentó un artículo titulado “Tecnología innovadora de liner, promueve mejoras de desempeño en el campo Valhall, pozo Well A3D” ⁽¹²⁾,

La revisión de antecedentes en este artículo omite la descripción del campo citada en los dos artículos previos.

La sobrecarga de la cual se hace mención en el campo Valhall consiste en una zona de incertidumbre por lutitas fracturadas y débiles, que presentan inestabilidad y problemas de limpieza de agujero. En el pasado esta sección era perforada frecuentemente con el empleo de ampliadores y el diámetro de agujero en promedio estuvo entre: 12-1/4” y 13-1/2” y se optimizó para ayudar en las variaciones de ECD, proveer una buena limpieza e incrementar la seguridad para bajar la TR al fondo.

La complejidad mayor es la existencia de una pequeña zona de baja presión por debajo de la Formación Lista inmediatamente por encima de la Formación Tor. El gradiente de fractura puede descender de 1.44 a 0.99 gr/cc.

Hacia el centro del campo, las presiones del yacimiento se incrementan en forma moderadamente rápida. Por consiguiente la atención debe enfocarse en los problemas de perforación asociados con atrapamiento por presión diferencial y flujo cruzado debido a la baja presión en la zona de fracturas, adicionalmente los pozos pueden experimentar influjo de la zona de calizas y algunas veces colapso debido a fuerzas de cizallamiento en la caliza y en la zona de sobrecarga/zona de transición. Los pozos son terminados con el empleo de un liner de espesor de pared gruesa para resistir al colapso, posteriormente se cementan y subsecuentemente son fracturados.

LINER DE PERFORACIÓN DE 9-5/8”

Una vez que la zona de sobrecarga se ha perforado, es necesario correr el Liner y perforar la Formación Lista hasta Tor. Existen al día de hoy tres técnicas de perforación con liner llamadas localmente “Sinor Bit”, “Baker” y “Wenade”. Esencialmente el Liner es corrido con una barrena en el extremo; el primer sistema requiere de rotación de toda la

sarta para perforar la sección (no requiere de motor de fondo). Los otros dos sistemas requieren de motores manejados y operados hidráulicamente para rotar la barrena. Ninguno de estos sistemas provee control direccional, ni garantiza perforar alineadamente el agujero desde la formación Lista a la formación Tor. Normalmente solo se requiere perforar cerca de 30 md para asegurar la sección.

En el pozo A3D se seleccionó el sistema "Sinor Bit" 12-1/4" con 1,487 m de liner de 9-5/8" para alcanzar la profundidad total de 2,978 md, siendo corrido con TP de 5-1/2". La estimación de torque indicó que se podría alcanzar 24,000 lbf - pie. Centradores de rodillo fueron instalados en 370 m de TP de 5-1/2" sobre el liner con la finalidad de que incrementos de torque y arrastres disminuyan en el área de altas cargas de contacto. Para protección de las pérdidas de filtrado, se utilizó en el fluido de perforación un aditivo a base de grafito.

Los análisis posteriores de carga al gancho, reflejaron que durante la corrida del liner los arrastres fueron menores de lo esperado comparados con los pozos de correlación. El factor de fricción fue de 0.21 comparado con 0.30 - 0.40 de otros pozos. En el equipo de perforación se estuvo monitoreando los valores de torque en varias etapas de la bajada, reflejando que los valores se corresponden con la parte baja revestida/agujero descubierto. Durante la perforación, el valor máximo alcanzó 18,000 lbf-pie que se corresponde con valores entre: 0.10 - 0.12. Fueron perforados 24 m de la formación Lista y se pudo ir más allá de haber sido necesario. Como se esperó, ocurrieron pérdidas de circulación pero la rotación se mantuvo.

En resumen hubo un 25% de reducción de torque; Se identificaron tres aspectos que pudieron contribuir a esta mejora:

- El empleo de ampliador tipo SRWD (ampliadores mecánicos usados durante la perforación) de forma conjunta con un sistema RSS (sistema de perforación rotatoria). Esto contribuyó al dejar un agujero más uniforme en calibre comparado con el empleo de una sarta navegable convencional (utilizando motor de fondo).
- El empleo de centradores de rodillos, cubriendo el 12% de la longitud de la sarta.

- Aditivos de grafito en el fluido de perforación contribuyeron a reducir los valores de torque y arrastre.

LINER DE PERFORACIÓN DE 5-1/2"

La corrida de liner de espesor de pared gruesa, obedece a que el principal mecanismo de falla del campo es la subsidencia, esto se evidenció en muchos pozos viejos del campo. La habilidad para introducir y cementar liners largos dentro del yacimiento tiene muchas ventajas. Lo más significativo de esto, es que una sección horizontal larga resultaría en una sección de menor sobrecarga, siendo perforada con los ángulos más bajos. No obstante; la perforación dentro del yacimiento implica sus propios riesgos y retos, debido al agotamiento del mismo; es decir, una caída de presión significativa puede ocurrir a lo largo de la sección horizontal del yacimiento. Como una guía (regla de dedo), son usualmente tolerados, no más de 1,000 psi. Un buen trabajo de cementación es vital para la productividad y la vida útil del pozo. El impacto de un buen aislamiento zonal es difícil de cuantificar, en el peor de los casos, esto podría significar uno o dos años de vida útil del pozo. Adicionalmente si solo uno o dos trabajos de fracturamiento son efectuados, debido al pobre aislamiento de cemento, se incrementa el riesgo de flujo de la zona de caliza, aumenta la inestabilidad del agujero, y por último la deformación y falla del Liner. Una recomendación práctica para efectuar un buen trabajo de cementación, es rotar el liner mientras se está bombeando el cemento hacia el espacio anular. En el pozo A3D, el agujero de 8 1/2" fue perforado con RSS hasta 4,642 md, el objetivo posterior fue correr y cementar 1,980 m de liner de 5 1/2" 45.6 L/P, el cual fue bajado con TP 5" S-135.

Se emplearon centradores de rodillos para proveer buena centralización y reducir los valores de torque, se instalaron dos centradores de rodillo con anillos de retención (stop collars) por cada junta. Fue la primera vez que ésta estrategia se utilizó en el campo Valhall, no obstante hubo preocupación por la rigidez de la sarta y la remoción del enjarre de las paredes del agujero. El Liner se introdujo hasta 100 m de la profundidad total donde se observó una resistencia, correspondiente a una inestabilidad de agujero observada durante la perforación, se rimó con el Liner y éste alcanzó el objetivo

buscado. Los factores de fricción con la sarta dentro la TR y en agujero abierto, fueron de 0.17 - 0.21 respecto a 0.17 - 0.5 - 0.56 de los pozos de correlación. Los factores de fricción durante el rimado, fueron calculados en 0.17, esto es debido a la pequeña área de contacto de los rodillos con las paredes del agujero, lo que disminuye las tendencias de pegadura por presión diferencial.

En el trabajo de cementación; se asentó el colgador, se circuló el pozo y los valores de torque cayeron de 18,000 a 8,000 lbf - pie. El liner se rotó durante todo el trabajo de cementación, registrando picos de hasta 16,000 lbf - pie de torque con la lechada en el anular, lo cual equivale a un factor de fricción de 0.13.

Durante los trabajos de cementación, el torque mínimo requerido para empezar a mover el liner es el valor más crítico, múltiples fallas se presentan en esta condición, en este caso se alcanzó 8,000 lbf - pie de torque, esto sugiere que el máximo valor en el tope del liner fue éste durante el trabajo de cementación.

2.1.4.- NUEVOS DESARROLLOS EN LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO UTILIZANDO UNA ZAPATA PERFORADORA DESPLAZABLE

En Marzo de 2003, McKay Dave, Galloway Greg y Dalrymple Ken presentaron un artículo en la World Oil Casing drilling Technical Conference en Houston, Texas, titulado "Nuevos desarrollos en la tecnología de perforación con Casing: utilizando una zapata perforadora desplazable"⁽¹³⁾. En este artículo se explica la evolución de la zapata perforadora, la cual se ha empleado en la actualidad tanto con la técnica de perforación con liner como con TR.

Previamente, a la técnica de Perforación con TR, existían dos tipos de herramientas para la "Cementación en sitio"; las zapatas perforadoras: Drillshoe 1 (DS 1) y Drillshoe 2 (DS 2), las cuales se han establecido con éxito desde el año 2000. Al presente se han corrido más de 300 zapatas en más de 10 países.

La DS 1 (Figura 2), presenta un núcleo central de aluminio con aletas de corte integrales. Las aletas están cubiertas con un material duro para proveer resistencia a la abrasión durante la perforación. Toberas perforables localizadas entre las aletas dirigen el fluido de perforación para un eficiente enfriamiento y remoción de recortes. Este núcleo central “perforable”, está anidado dentro de un cuerpo de acero donde los perfiles de las aletas centrales continúan alrededor del borde principal del cuerpo externo y a lo largo del diámetro externo.

Las aletas de acero en el cuerpo amplían las aletas hacia fuera al diámetro exterior de corte y ofrecen una estructura de corte de carburo para perforar a diámetro completo.

Se cuenta con una sección levantada que se extiende a lo largo del cuerpo detrás de los cortadores en forma de espiral para proveer el área del calibre. Las almohadillas (pads) del calibre consisten en ladrillos (bloques) de carburo sostenidos en una matriz de metal, los cuales proporcionan la resistencia necesaria a la abrasión.

La DS 2 (figura 3), tiene el mismo esquema de construcción de la DS 1. Posee una estructura de corte mejorada sobre las aletas, que consiste en una serie de cortadores TSP individuales montados en la cara de las aletas. Esto permite perforar intervalos mayores de formaciones más duras. La porción de acero de las aletas tienen cortadores PDC hacia fuera, hacia el diámetro del calibre; esto permite mantener expuesta una estructura, con la capacidad de perforar más adelante.



Figura 2: Zapata perforadora DS I



Figura 3: Zapata perforadora DS 2

El diseño de la estructura de corte en las DS 1 y DS 2, está en balance entre la necesidad de perforar y la necesidad posterior de moler / perforar la estructura de corte como un accesorio más, desplazándola hacia el anular. Esto provee una herramienta simple y robusta para un amplio rango de aplicaciones.

Inevitablemente, la naturaleza de la estructura de corte de estas zapatas, DS 1 y DS 2, no aplica para formaciones de gran dureza y en intervalos largos a perforar. Con la finalidad de no excluir estas aplicaciones, se desarrolló la tercera generación de zapata perforadora DS 3 (Figura 4); este producto ha sido desarrollado combinando los beneficios de una estructura de corte de una barrena PDC convencional con la habilidad para desplazar ésta sección de estructura no perforable hacia el anular, dejando solamente materiales perforables en la trayectoria de la siguiente sarta de perforación.



Figura 4: zapata perforadora DS 3

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE DISEÑO DE LA DS 3

ALETAS Y ESTRUCTURA DE CORTE PDC (Figura 5)

Las aletas de acero son manufacturadas separadamente con los bolsillos de los cortadores ya elaborados y luego se fabrican los soportes de las aletas. Los cortadores son colocados posteriormente utilizando los procedimientos convencionales para barrenas PDC. La posición de cada cortador sobre una aleta y su relación con los cortadores de otras aletas se diseña para contar con una cobertura total en la cara de la zapata perforadora. Una evaluación de fuerzas de balances se lleva a cabo para analizar el volumen removido por cada cortador en una revolución sencilla y determinar las cargas individuales de cada cortador y su desempeño total, con la finalidad de que la vibración sea reducida al mínimo. Para asegurar que el calibre del agujero se mantiene durante la perforación, se incorporan a la zapata perforadora almohadillas de PDC en su diámetro exterior.



Figura 5: Aletas y Estructura de corte
sin ensamblaje interno

ESTRUCTURA PRINCIPAL Y ESTABILIZADOR DE LA ZAPATA

La estructura principal provee la longitud y guía requerida para el ensamblaje interno deslizable de la zapata perforadora. Un hombro interno controla el recorrido de la herramienta y provee una parada positiva. Suficiente recorrido es requerido para asegurar que las aletas fueron completamente desplazadas hacia las paredes del anular, asegurando que esta parada positiva evite que el ensamblaje interno de la zapata salga o se mueva del final de la herramienta. Un anillo candado esta contenido entre la cara opuesta del hombro interno y el final de la cara del soporte de la aleta. La conexión de la herramienta es luego alcanzada al nivel del estabilizador. Almohadillas en forma de espiral en el calibre, se colocan en el diámetro exterior de la herramienta para proveer una estabilización adicional y ayudar a transportar el material cortado.



Figura 6: Estabilizador y Estructura Principal

ENSAMBLAJE INTERNO DESLIZABLE DE LA ZAPATA

Este ensamblaje (Figura 7), consiste de: nariz central de aluminio, camisa interna de acero, toberas perforables y asiento tipo embudo para bola de aluminio.

La nariz central de aluminio y la camisa interna de acero son atornilladas juntas para formar la mayor parte del ensamblaje interno deslizante. El perfil en el cual las aletas son colocadas sobre la estructura principal de acero continúa sobre el centro de la cara de la herramienta a través de la nariz central de aluminio y la camisa interna de acero. La centralización de los perfiles provee el volumen requerido en la cara y la adecuada área de desalojo de recortes.

Las toberas perforables se localizan entre las aletas para direccionar el fluido de perforación para un efectivo enfriamiento y remoción de los recortes.

La camisa interna de acero deslizante provee el componente estructural dentro del cual la nariz de aluminio es ajustada o ensamblada. La cara exterior de la camisa se soporta contra una cara o tope al final de la estructura principal para resistir las fuerzas compresivas de la perforación. Un hombro de parada o detención sobre la camisa contacta el hombro de unión en la camisa principal para ajustar el recorrido de la herramienta. Una vez deslizado, el anillo candado se asegura en el perfil ranurado sobre el diámetro exterior de la camisa y previene que el ensamblaje interno no se mueva de regreso dentro de la herramienta. Asegurado el anillo candado, los puertos laterales quedan expuestos para la cementación. En este instante las aletas son completamente desplazadas hacia el anular. Un anillo sellante tipo "O- ring seal" sobre el diámetro exterior de la camisa interna permite la contención de presión necesaria para efectuar el desplazamiento del ensamblaje interno. Los puertos de cementación se ubican inmediatamente detrás de este anillo.

Una bola o canica de asiento es lanzada hacia la cara posterior de la nariz de aluminio; la bola asienta en el embudo en el extremo de la nariz y bloquea las toberas y permite el incremento de presión para desplazar la herramienta.

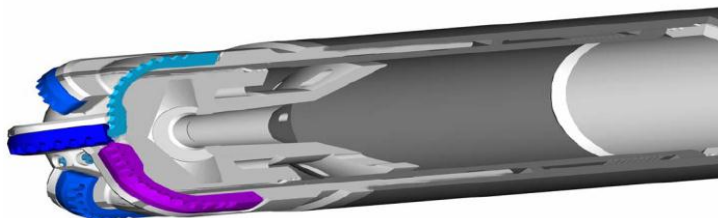


Figura 7: Ensamblaje Interno Deslizable

TORNILLOS (PINES) DE CORTE

La presión requerida para desplazar la herramienta es una combinación de presión para desplazar las aletas y para cizallar los pines o tornillos instalados en forma radial a través de los soportes de las aletas y dentro del ensamblaje interno. En la práctica mientras el área de presión es mayor, la presión necesaria para desplazar las aletas resultará menor. Esta flexibilidad permite ajustar el número de pines y el valor de presión de cizallamiento de cada uno acorde con las necesidades de cada aplicación.

OPERACIÓN CON ZAPATA PERFORADORA

La operación básica es la siguiente:

- Perforar hasta la profundidad programada.
- Levantar sarta, posterior a circular en el fondo (como sea requerido).
- Lanzar la bola y esperar su llegada al asiento de la zapata perforadora.
- Incrementar progresivamente la presión y desplazar el ensamblaje interno. Verificar circulación.
- Efectuar cementación.
- Perforar zapata acorde a parámetros establecidos: GPM, RPM,PSB.

Se consideró un margen de seguridad apropiado, basado en que una o dos toberas sean bloqueadas. Adicionalmente se establece el límite superior de presión considerando el valor de presión de estallido de la TR o liner en uso o de otro componente de la sarta que pueda ser afectado por presiones mayores (colgadores, empacadores de boca, herramientas de asentamiento).

DESARROLLO Y PRUEBAS

Una prueba de desplazamiento básico (Figura 8) se llevó a cabo en las primeras etapas de desarrollo para confirmar que el proceso de desplazamiento podría ser alcanzado y que este podría ser llevado a cabo usando fuerzas de una magnitud que podría ser diseñada dentro de la herramienta misma.

Estas pruebas mostraron que las cargas requeridas fueron alcanzadas rápidamente usando el área interna de la herramienta, esto dio luz verde para el desarrollo y avance de la tecnología.

El principal punto de atención en principio fueron las aletas y la estructura de corte; donde el balance tuvo que ser encontrado entre la rigidez del método de retención, mientras el sistema todavía podría ser efectivamente desplazado. Si la retención fuese muy robusta, existiría siempre un riesgo de que las aletas se desgarraran por el avance de ensamblaje interno antes de que sean desplazadas hacia el anular.

El perfil de área seccional de las aletas se diseñó para soportar las cargas de perforación y para maximizar la resistencia de las aletas al momento de ser desplazadas y pegadas a la pared del agujero.



Figura 8: Desarrollo de la Aleta

Un parámetro de diseño importante que deberá ser ajustado para una determinada combinación de tamaño de la herramienta para TR / OD (diámetro externo), es la altura de las aletas, la cual es limitada por el anular hacia donde va a ser desplazada.

Lo anterior, crea una restricción en el tamaño de los cortadores a ser usados y al mismo tiempo limita el tamaño de los recortes producidos en proporción a la luz disponible en el anular para transportar éstos hacia la superficie.

El primer prototipo se utilizó para llevar a cabo pruebas limitadas de perforación; para verificar la colocación de los cortadores y la capacidad de perforar de la herramienta.

Esto fue seguido del primer desplazamiento. Se configuró la herramienta con cuatro aletas, las pruebas se llevaron a cabo simulando que dos aletas fueran desplazadas con baja restricción, simulando formación blanda y las dos aletas restantes siendo desplazadas en formación dura. Esta prueba se efectuó satisfactoriamente (Figura 9). Los cortadores no sufrieron daño ni desprendimiento de las aletas. Esto sirvió para establecer que la condición del agujero (tamaño) o dureza de la formación, hacia donde fueron desplazadas las aletas, podría no afectar su correcto funcionamiento.



Figura 9.- Prototipo 1 de zapata perforadora.

Un segundo prototipo se construyó sin modificación en la geometría de las aletas o colocación de los cortadores, para pruebas más extensas llevadas a cabo en Aberdeen. Inicialmente la herramienta se utilizó para simular su trayectoria y se llevó a cabo en una sección de prueba horizontal (Figura 10). Esta prueba consistió de 4.26 m de TR con una válvula flotadora y una nariz de DS-1 cementada en el extremo. La perforación se llevó a cabo y se perforó parcialmente la sección de aluminio, previo a una falla de motor que impidió la continuación de la misma.



Figura 10.- Prueba horizontal de la zapata perforadora, Segundo prototipo

Posteriormente, se continuó con la prueba de flujo en un equipo vertical (Figura 11), para exponer los puertos de flujo al trabajo de cementación, seguidamente se verificó la apertura de las aletas (Figura 12), para que al momento de perforar la próxima etapa, la nueva barrena no este expuesta a tener contacto con material de alta dureza de las aletas de la zapata perforadora.

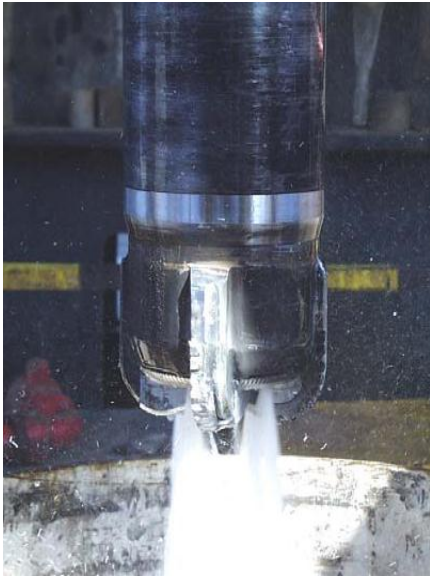


Figura 11: Prueba vertical zapata perforadora, prototipo 2



Figura 12: Prototipo 2, pistón de zapata Desplazado

Basándose en estos resultados; se construyeron dos herramientas para un campo de prueba. El prototipo tres se diseñó para una TR 7" OD x 8 1/2" y 6" de diámetro de paso. El prototipo cuatro se diseñó para una TR 7" OD x 8 1/2" y 6.125" de diámetro de paso (Figura 13).



Figura 13: Zapata DS 3, Prototipos 3 y 4

Posterior, al trabajo de desarrollo de la zapata 7" x 8 ½", se recibió un requerimiento para una zapata de 9 5/8" x 12 ¼" de OD (8 ½" drift) para aplicaciones en Indonesia (Figura 14). La configuración general de la herramienta no se modificó sustancialmente, sin embargo, la aplicación mostró una serie de dificultades potenciales y se decidió proceder con una configuración de seis aletas. La escala de tiempo para entregar ésta herramienta fue relativamente corta y un prototipo de prueba se limitó de nuevo a una prueba de desplazamiento para verificar que durante el proceso no se desprendieran aletas o cortadores y que las cargas estuvieran dentro de los límites aceptables.



Figura 14, Zapata DS 3, de 9 5/8"

La prueba del desplazamiento se efectuó exitosamente sin problemas (Figura 15). En la figura 16 se aprecia a que a esta misma zapata se le incorporó un estabilizador al igual que a la zapata anterior, pero con mayor área de contacto (4 versus 6 aletas).



Figura 15: DS 3 Desplazada



Figura 16: DS 3, 9 5/8" x 12 1/4"

El diseño y trabajo de desarrollo de estas herramientas se efectuaron exitosamente, obteniendo como resultado una herramienta de perforación con TR con una estructura de corte "dura" en relación con las barrenas convencionales, al tiempo que este material no perforable se desplaza hacia el espacio anular para permitir el paso de la barrena siguiente y continuar con el proceso de perforación del pozo.

2.2.- ÁREA DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON LINER (DWL) CAMPOS CARPA Y BAGRE

En la Faja de Oro marina se han desarrollado ocho campos (Arrecife Medio, Isla de Lobos, Tiburón, Bagre, Atún, Morsa, Escualo y Marsopa), los cuales han acumulado más de 210 MMBPCE, de una reserva probada original de 261 MMBPCE. Estos campos han producido aceite ligero de 30 - 40°API, contenido en calizas de la formación El Abra del Cretácico Medio.

En mayo de 1972 se terminó de perforar el pozo Carpa-1 en una estructura detectada con sísmica bidimensional, el cual resultó productor en la formación El Abra, localizado a 2,443 mv. En la prueba de formación realizada se registró un gasto inicial de 503 BPD de aceite ligero de 33° API y 0.188 MMPCD de gas asociado.

En el período 1996 - 1997 se adquirieron 885 Km² de sísmica 3D, correspondientes al cubo Faja de Oro Marino. La configuración estructural generada a partir de estos nuevos datos, revelaron que el pozo Carpa-1 quedó ubicado en el flanco occidental de un alto, que constituye una trampa estratigráfica del tipo paleo relieve deposicional modificado por erosión. Esta interpretación también permitió seleccionar una ubicación mejor en la estructura para el pozo Carpa-101, el cual encontró la cima de El Abra 37 m más arriba, respecto al pozo Carpa-1.

El pozo Carpa 101 se perforó y terminó en el intervalo 2,398 - 2,470 m, taponándose por inestabilidad de agujero. Se realizó un Side Track en agujero descubierto, perforándose un tramo horizontal dentro de la formación Cretácica El Abra, donde se terminó como productor, con gasto inicial máximo de 4,814 BPD de aceite de 32 °API y 0.613 MMPCD de gas.

Continuando con la exploración y explotación de la Faja de Oro Marina, posterior a perforar el pozo Carpa 101, se perforó en la misma estructura aligerada (Sea Pony) el pozo Carpa 7 (2004), el cual presentó resultados excelentes en las pruebas de producción realizadas. Se continuó la exploración del campo, dando origen a la perforación del pozo Carpas 3 y posteriormente a la instalación de la Plataforma de

Producción CARPA “B”, donde se perforó el Carpa 55 (1er. Pozo con empleo exitoso de técnica DWL en México). Por otra parte se continuó la exploración del campo Bagre, perforándose el pozo Bagre-101, que terminó como productor de aceite ligero, horizontal de radio corto en el intervalo: 2,817 – 2,968 md y dando origen a la perforación de los pozos Bagre 110–120–130- 210 y 510 de la Plataforma de Producción Bagre “B”. Cabe destacar; que excepto los pozos Bagre 101 y 120; en los restantes se programó y ocupó la técnica DWL, desde finales del año 2006 hasta el 2007.

2.2.1.- UBICACIÓN

El campo Carpa se ubica en la plataforma continental del Golfo de México, frente a las costas del Norte de Veracruz, entre Tuxpan y la laguna de Tamiahua, a 31 km de la costa y con tirantes de agua de 47 a 53 m. Geológicamente se ubica en el borde oriental de la Plataforma Cretácica de Tuxpan, en el play El Abra del área Tiburón - Esturión.



Figura 17: Plano de ubicación Campos Carpa y Bagre.

2.2.2.- GEOLOGÍA ESTRUCTURAL – ESTRATIGRAFÍA

La formación del Cretácico conocida como El Abra, está compuesta de carbonatos naturalmente fracturados y corresponde a la parte superior de una zona arrecifal erosionada, cuyos campos productores principales se encuentran en la denominada Faja de Oro Marina.

La interpretación sísmica tridimensional del cubo Lankahuasa Norte, permitió visualizar una estructura alargada hacia la porción de los campo Carpa y Bagre, conformada por un paleorelieve de la formación el Abra. La estructura forma parte de una serie de paleorelieves alineados Norte - Sur (Figura 18), surcados por cañones con dirección al Oriente, que tienen salida hacia el talud en donde se deposita la formación Tamabra de edad Cretácico Medio.

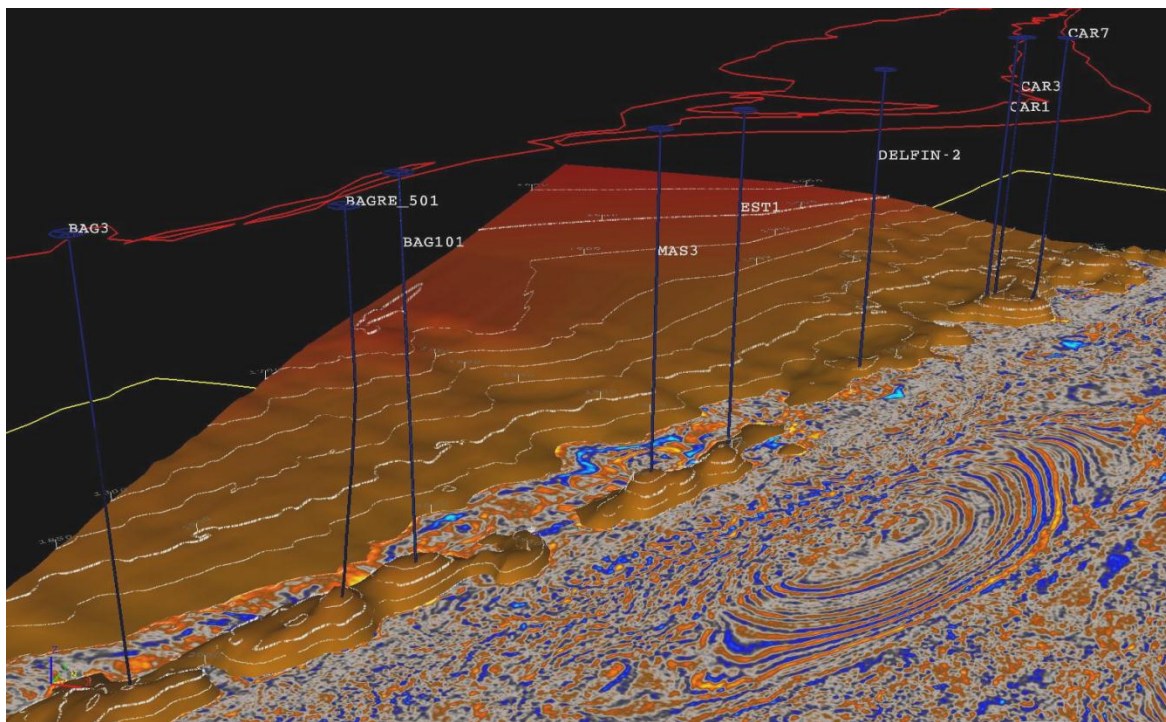


Figura 18: Estructura Campos Carpa y Bagre

La columna geológica de estos campos, va desde el Cretácico Medio hasta el Reciente. La sedimentación de la roca yacimiento (formación) corresponde a facies de origen post arrecifal, constituidas de arenas carbonatadas representadas por packstone y grainstone de miliólidos (roca almacén). Que constituyen las facies predominantes en la secuencia productora de la Faja de Oro Marina. Las facies del frente arrecifal, sólo se han encontrado en la porción Sur, en los pozos Percebes-1 y Ostiones-1. Los procesos diagenéticos controlan la calidad de la roca.

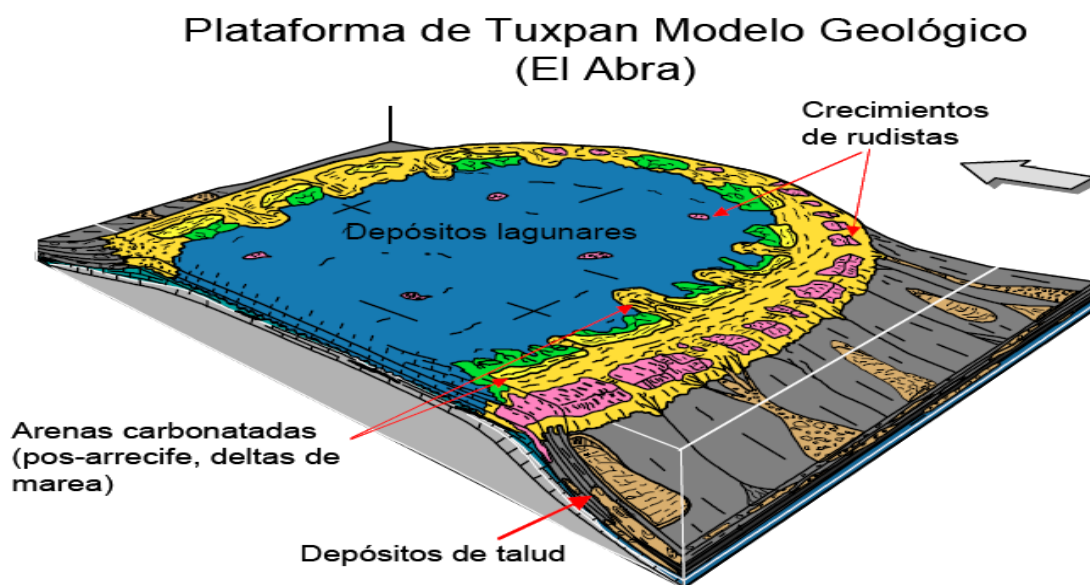


Figura 19: Modelo Geológico Formación El Abra

2.2.3.- ROCA SELLO – YACIMIENTO



Figura 20: Estratigrafía Campos: Carpa - Bagre

La roca sello de los yacimientos de El Abra en la secuencia productora de la Faja de Oro Marina la constituye principalmente las lutitas del mioceno. El yacimiento está constituido por packstone y grainstone de miliólidos.

La profundidad del yacimiento entre: 2,400 – 3,200 m, espesor neto entre 40 y 106 m, la porosidad aproximada de 18%, y permeabilidad entre: 70 y 106 md, la densidad del aceite entre: 30° - 40° API. El yacimiento de aceite de la formación El Abra, está asociado a un acuífero muy activo, datos de otros campos indican que la declinación de la presión es casi nula.

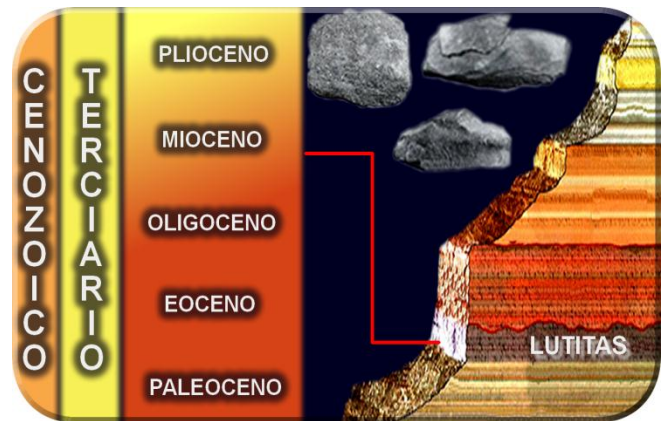


Figura 21: Roca – Sello Campos Carpa y Bagre

2.3.- ANTECEDENTES DE POZOS PERFORADOS EN CAMPOS: CARPA Y BAGRE

Estos campos se encuentran separados a una distancia de aproximadamente 26 kilómetros dentro de la denominada Faja de Oro Marina; la problemática presentada

durante la perforación en ambos campos es literalmente la misma. La diferencia fundamental estriba en el nivel estructural de cada uno de ellos, los pozos del Campo Bagre se encuentran estructuralmente abajo respecto a los pozos del campo Carpa. Entre +/- 150 – 200 m.

Los pozos Carpa 101 y 7, conjuntamente con el Bagre-101, representan los últimos pozos perforados en estos campos; estos se ubican en una Plataforma tipo “SEA PONY” a una distancia de +/- 1,220 m; respecto a la plataforma donde se ubican los pozos Carpa-3 y 55; los cuales fueron los primeros seleccionados para la aplicación de la técnica de perforación con liner.

Seguidamente se presenta un resumen de los principales eventos ocurridos durante la perforación y específicamente de la etapa que corresponde con la detección de la cima de Abra, en los pozos Carpa-101, Carpa -7 y Bagre-101.

2.3.1.- POZO CARPA-101

AGUJERO ORIGINAL

Se corrió y cementó TR de 7” por geología a 2,398 mv. Posteriormente se perforó con barrena de 5-7/8” hasta 2,470 mv, detectando la cima del Abra a 2,427 mv (con la TR a 29 m arriba del Abra). Efectuó prueba DST en agujero descubierto, sin observar aporte.

Se bajó barrena de 5-7/8” encontrando resistencia a 2,401 mv, repasó agujero hasta la profundidad final, observando derrumbes y pérdidas de fluido. Bajó liner de 3-1/2” con empacadores inflables con extremo a 2,444 mv.

Se abrió pozo sin observar producción; se programó efectuar SIDE TRACK y abrió ventana a la profundidad de 2,198 mv. Se perforó agujero de 5-7/8” hasta la profundidad de 2,581.5 md / 2,446.97 mv, 82.12°, VS: 206 m. Bajó y cementó liner de 5”, y perforó sección horizontal hasta 2,690 md / 2,454.63 mv, 90.12°, VS: 313.59 m.

Cabe hacer notar, que el tiempo improductivo en la etapa de perforación a la entrada de El Abra fue de 15 días con un volumen de fluido perdido de 173 m³ e impactó en costo

de \$ 9.31 MM de pesos. Finalmente, el aforo del pozo mostró por estrangulador de $\frac{3}{4}$ " una presión en TP de 500 psi y un gasto de 4,814 BPD (100%).

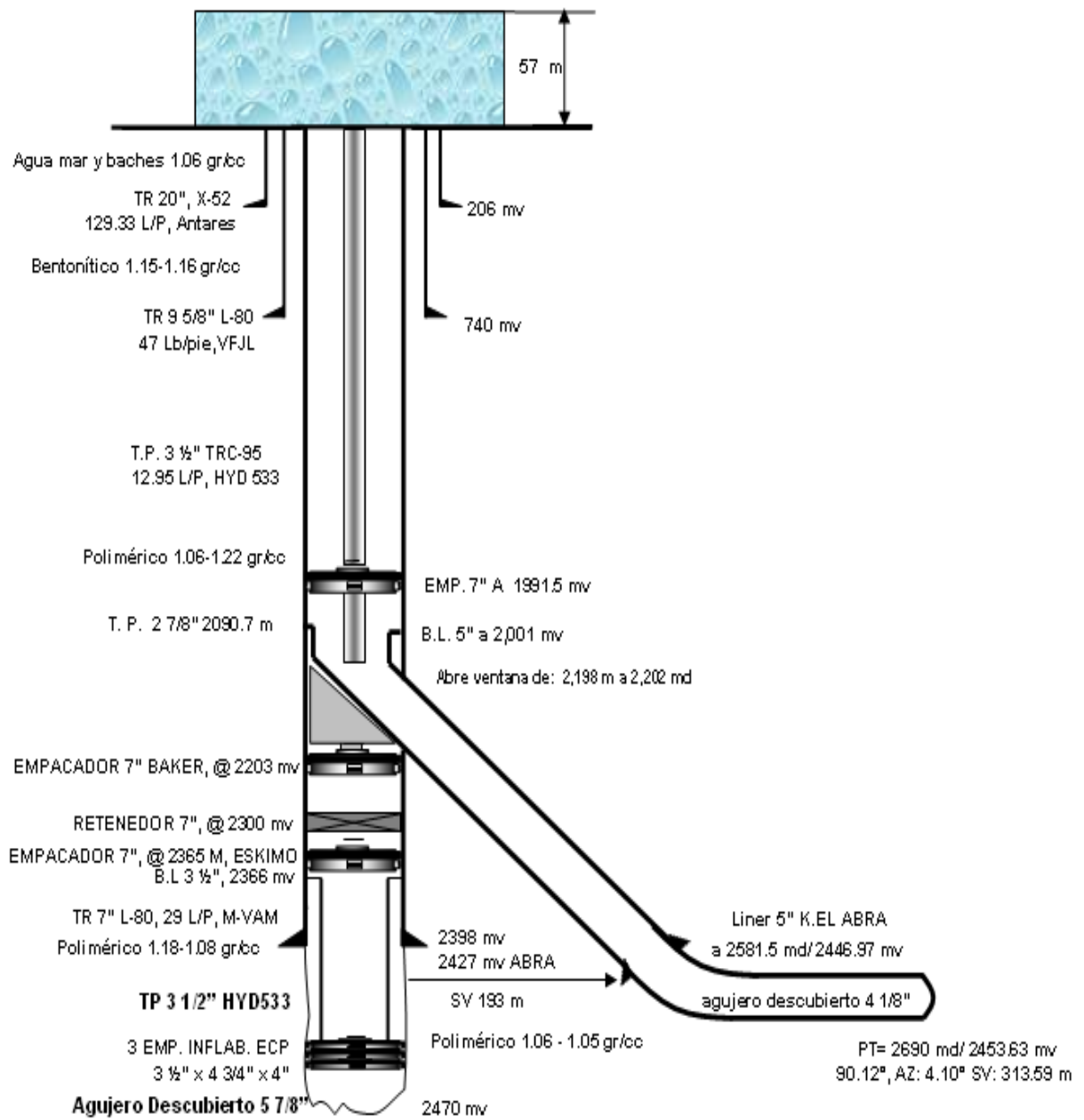


Figura 22: Diagrama mecánico Carpa 101

2.3.2.- POZO CARPA-7

AGUJERO ORIGINAL

Se introdujo y cementó TR de 13-3/8" a 1,206 md / 1,197.84 mv, 0.61°, AZ: 63.43° VS: 91.95 m.

Se perforó con barrena de 12-1/4" hasta 2,614 md / 2,445 mv, 69.93°, AZ: 187, VS: 210.39 m. (cima de Abra), donde observó pérdida total de fluido, se bombeó agua de mar para reestablecer circulación, posteriormente se realizó viaje para reconocer agujero, observando resistencias y atrapamientos de sarta. A 2,465 md, se intentó vencer resistencia sin éxito. Se aumentó densidad y se recuperó sarta a superficie, dejando pez. Posteriormente se efectuaron operaciones de pesca y logro recuperar el mismo. Después se armó y bajó barrena tricónica, observando resistencias – arrastres en el intervalo: 2,467 – 2,483 md, en repetidas ocasiones sin vencer las mismas, se decidió colocar un TxC para efectuar SIDE TRACK-1.

Se perforó de 2,596 md / 2,440 mv, 73.80°, AZ: 186.29° VS: 187.36 m. (Cinco metros arriba de la cima del Abra), se realizó viaje corto a la zapata, observando fricciones de 30 M libras en el intervalo: 2,497 – 2,298 md, regresó barrena al fondo y aumentó densidad de 1.22 a 1.23 gr/cc, luego, sacó sarta a 2,478 md con 25 M libras de arrastre; observando incremento de presión y enseguida pérdida de circulación, intento recuperar, sin éxito, observando sarta atrapada.

Se trabajó sarta con tensión y martillo sin éxito. Se realizó un corte térmico a 2,431 md, dejando pez de 47 m en el fondo.

Por el problema del pez se decidió colocar un TxC para efectuar SIDE TRACK 2. Debido a riesgos de pérdida de circulación en la detección de la cima del Abra, aunado a los problemas de inestabilidad del agujero por presencia de zonas de margas (que requieren mayor densidad de fluido), se decidió perforar hasta 12 m, arriba del Abra para bajar y cementar TR de 9-5/8"; quedando ésta a 2,534 md / 2,433.63 mv, 72.12°, AZ: 180.5°, VS: 122.12 m.

Se perforó agujero de 8-1/2" a 2,600 md / 2,448 mv, 81.44°, AZ: 181.59°, VS: 186.43 para posteriormente bajar y cementar liner de 7". Posteriormente se perforó agujero de producción con barrena de 5-7/8" a 2,750 md / 2,457 mv, 90°, AZ: 179.19°, VS: 336 m.

El tiempo improductivo en esta perforación al tratar de perforar el Abra fue de 39.45 días con volumen de fluido perdido de 2,554 m³ e impactó en costo con \$ 47.04 MM de pesos.

El aforo mostró por estrangulador de 3/8", presión en TP de 802 psi, y un gasto de 1,633 bpd.

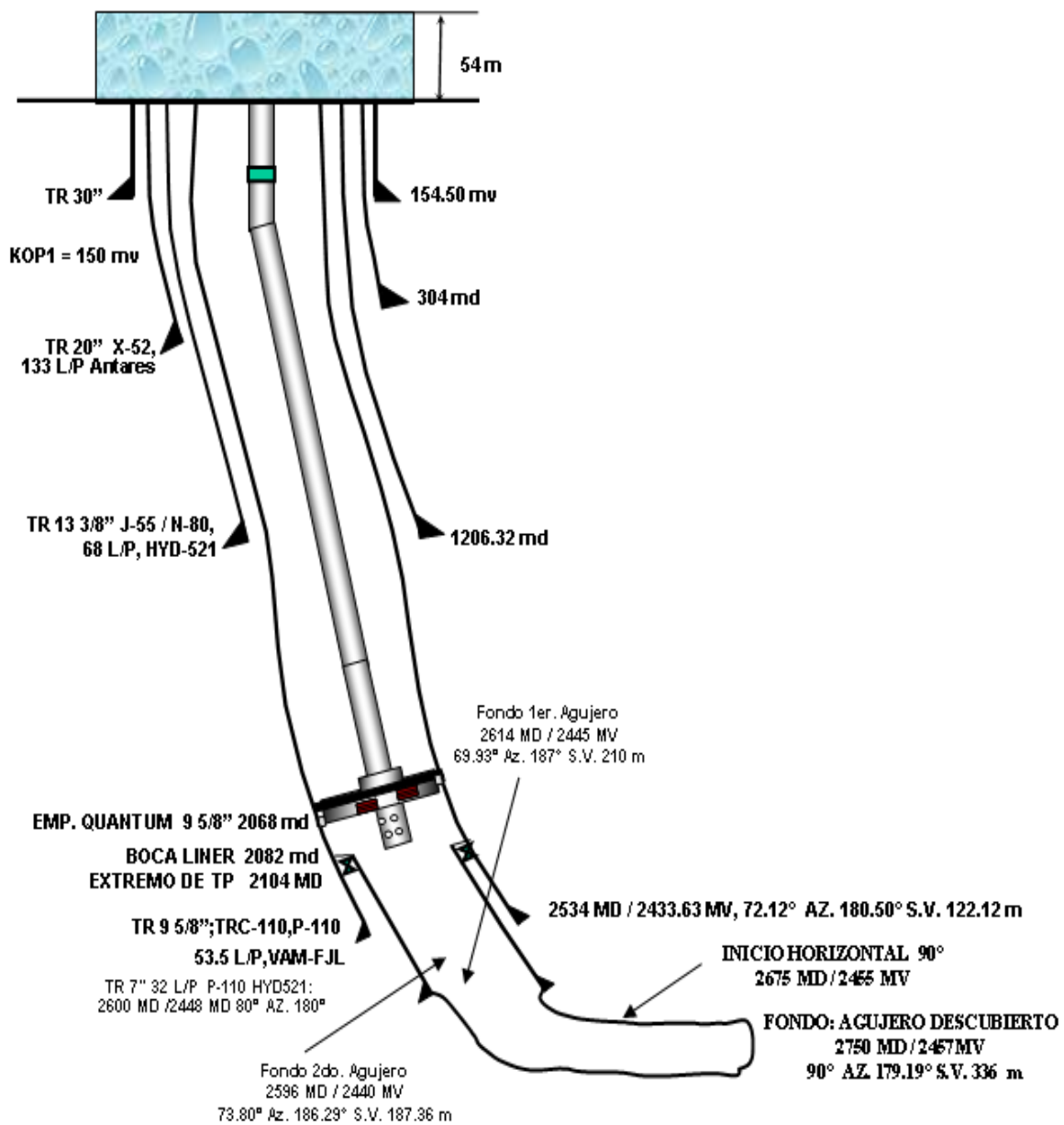


Figura 23: Diagrama mecánico Carpa 7

2.3.3.- POZO BAGRE-101

AGUJERO ORIGINAL

Se perforó con barrena de 36" a 200 m con fluido bentonítico de 1.06 gr/cc, se bajó y cementó TR conductora de 30" a 187 m.

Se perforó con barrena de 26" a 392 m con fluido bentonítico de 1.13 gr/cc, posteriormente se bajó y cementó TR de 20" a 381 m, luego con barrena de 14 3/4", perforó a 910 m con fluido bentonítico de 1.25 gr/cc, se corrieron registros geofísicos, efectuó viaje de reconocimiento y se bajó y cementó TR 10 3/4" con una combinación a 13 3/8" a 903 md, donde se efectuó una prueba de densidad equivalente (ECD), con barrena de 9 5/8", se perforó a 2,593 md con fluido de emulsión inversa de 1.27 gr/cc y perforó a tasa controlada desde 2,593 md hasta 2,624 md, donde observó pérdida de circulación, bombeó baches obturantes y controló la misma.

Corrió registros geofísicos y tomó núcleos de pared a 2,624 md y se bajó y cementó TR de 7-5/8" a 2,615 md.

Con barrena de 6-3/4" y sarta navegable (para mantener verticalidad) y con fluido de control tipo polimérico se perforó a 2,856 md (previamente cortó y recuperó dos núcleos: 2,625 - 2,634 y 2,634 - 2,643 m), observando pérdidas parciales. Tomó registros geofísicos (MDT/LFA, VSP, DLL, CNL, LDL) y decidió abandonar agujero original para efectuar side track hacia una mejor posición estructural.

SIDE TRACK

Para perforar y buscar mejores perspectivas de producción, se abandonó el agujero original, colocando un retenedor de cemento a 2,565 m y forzando cemento al agujero descubierto, posteriormente se colocó un segundo retenedor a 2,410 m.

Se asentó cuchara desviadora a 2,410 m y efectuó side track, se perforó agujero direccional de 6-3/4" con sarta navegable hasta 2,817 md con fluido de 1.26 gr/cc.

Posteriormente se bajó liner de 5-1/2" a 2,817 md (2,641 mv), e intentó asentar colgador recesionando hasta 3,000 psi sin éxito, se asentó colgador recargando conjunto liner en el fondo y cementó liner.

Con sarta navegable y barrena de 4-1/8" se perforó agujero horizontal de producción a 2,986 md (2,640 mv), inclinación: 90.62° AZ. 161.36° y SV de 498 m.

Durante las pruebas de producción el pozo mostró por estrangulador de 3/8", presión en TP de 1,341 psi, y un gasto de 1,450 BPD (100 % aceite).

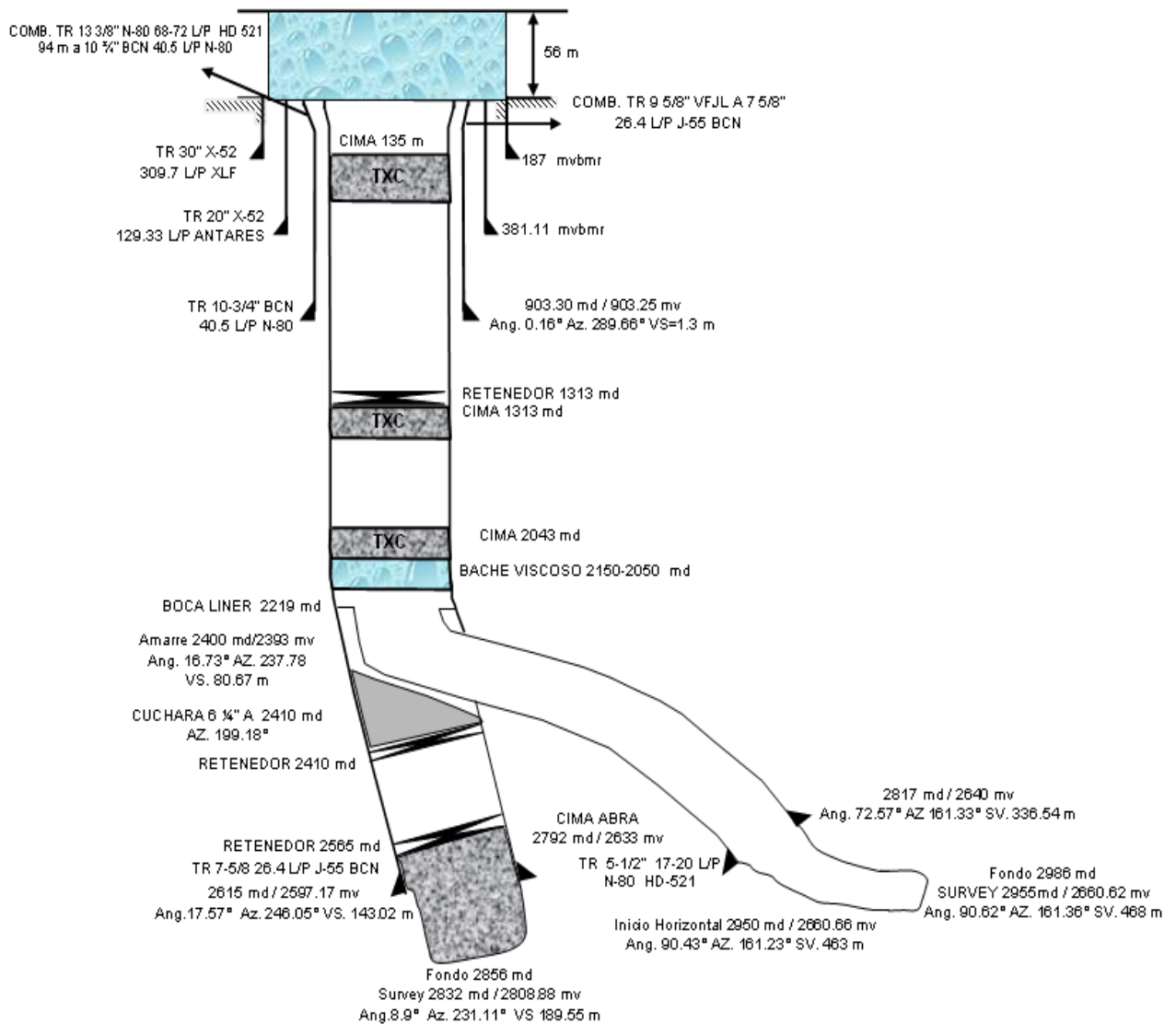


Figura 24: Diagrama mecánico Bagre 101

CAPITULO III DESARROLLO DEL TEMA

3.1.- SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

3.1.1.- CARPA 3

El primer pozo candidato para la aplicación y evaluación de la técnica DWL fue el pozo vertical Carpa-3, en el Campo del mismo nombre. Este pozo representa el primero de la Plataforma de Perforación. Posteriormente a esta evaluación, se aplicaría la técnica en los pozos direccionales de desarrollo de esta Plataforma; caso particular Carpa-55. En consideración a la experiencia previa de perforación en el Campo Varhall en Noruega, donde se perforaron pozos direccionales con esta técnica hasta inclinaciones de 60°.

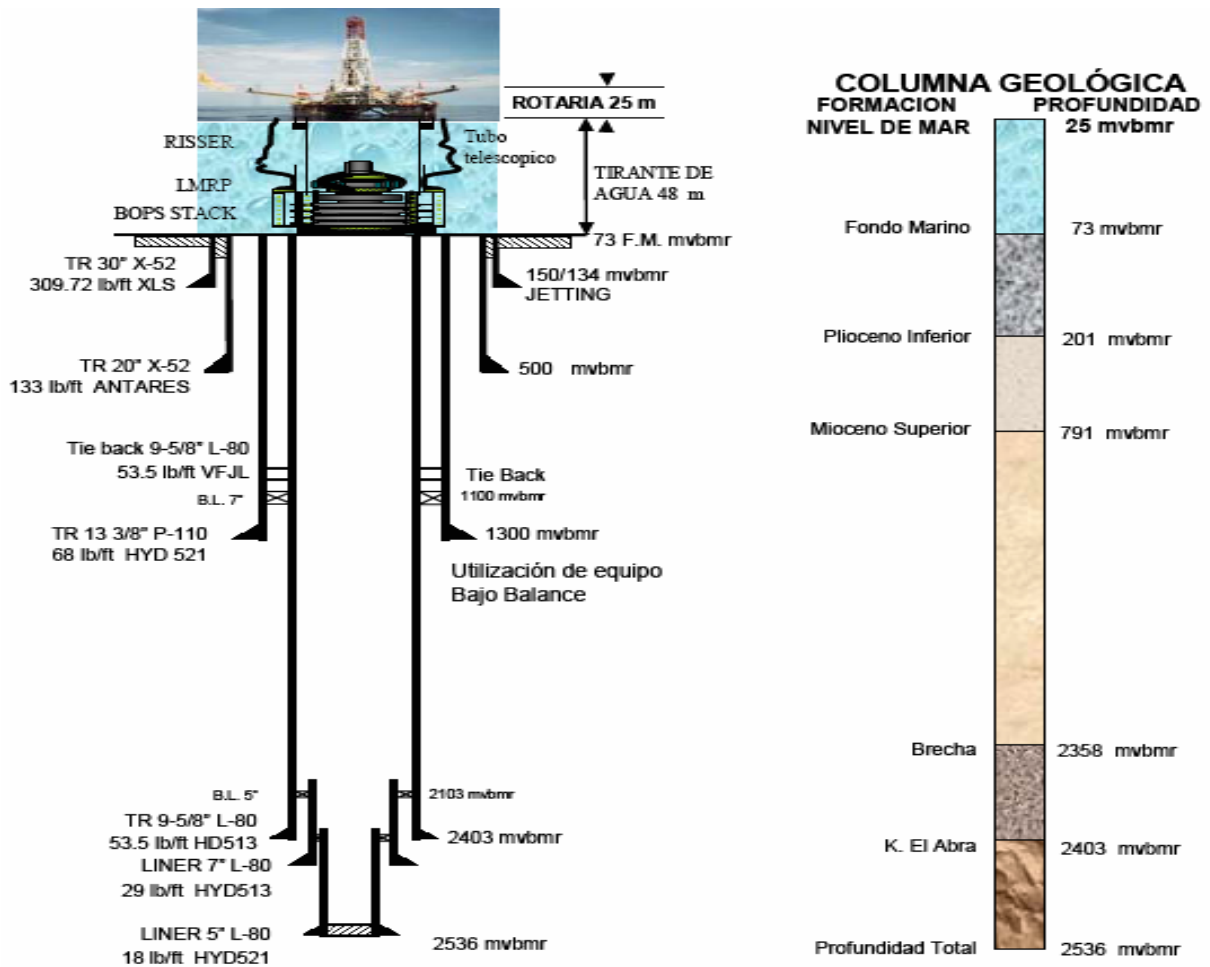


Figura 25: Diagrama mecánico programado Carpa 3

En lo que respecta al pozo Carpa 3; una vez que se introdujo y cementó a 1,300 m la TR de 13-3/8", las actividades programadas⁽¹⁴⁾ fueron las siguientes:

1.- Perforar agujero de 12-1/4" con sarta navegable + LWD + MWD + PWD hasta la profundidad de 2,358 mv; es decir hasta 45 metros arriba de la cima de la Formación El Abra (2,403 mv) con empleo de fluido base aceite entre: 1.25 - 1.30 gr/cc, una vez alcanzada esta profundidad con esta sarta navegable, recuperar misma a superficie.

2.- Posteriormente armar y bajar conjunto de liner de 9-5/8" 53.5 L/P, L-80, HYD-513 con zapata perforadora y empacador de boca hasta la profundidad de 2,358 mv y continuar perforando a tasa controlada hasta detectar cima de Abra a 2,403 mv. Circular en el fondo.

3.- Asentar colgador y cementar liner de 9-5/8". Extender colgador de 9-5/8" con T.B.P. (Tie Back Packer) a superficie.

4.- Armar y bajar barrena de 8-1/2" con sarta navegable y perforar dentro de la formación El Abra hasta la profundidad programada de 2,536 mv con empleo de salmuera de 1.05 gr/cc.

Nota: Cabe destacar que este programa acorde con la experiencia de los pozos previamente perforados en el campo (Carpa 7), se programó un Liner de 7" de contingencia para aislar la sección de Brecha y Formación El Abra y terminar la perforación del agujero con barrena de 5-7/8" y liner de 5".

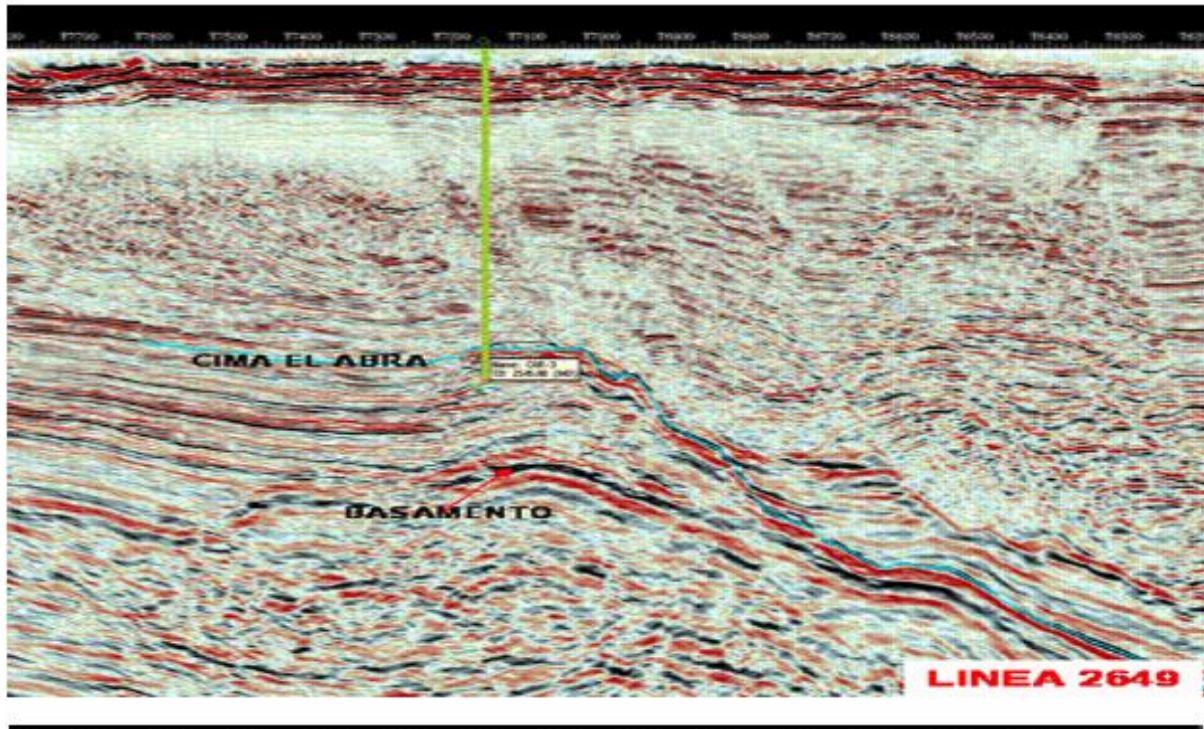


Figura 26: Situación Estructural en la Localización Carpa 3

La ejecución del pozo Carpa 3 se realizó de la siguiente manera:

1.-Se armó barrena tricónica de 12-1/4" y bajó a 1,264 m, donde tocó cima de cemento. Se circuló y con preventor esférico cerrado, se probó satisfactoriamente la integridad de la TR de 13-3/8". Se rebajó cemento a 1,300 m, y efectuó pruebas de integridad. Rompió la zapata de la TR 13 3/8" y perforó a 1,320 m, realizando una prueba de goteo (2.09 gr/cc). Posteriormente armó y bajó barrena de 12-1/4" PDC y sarta navegable con motor de fondo 8" (1.5°) con LWD - APWD - MWD y se perforó hasta 1,655 m, con densidad de 1.25 gr/cc. Continuo perforando de 1,655 a 1,911 m, (0.23° a 1,829 m.) aumentando densidad a 1.27 gr/cc. Se efectuó viaje corto, y perforó con densidad de fluido de control de 1.29 gr/cc a 2,358 m. Posteriormente se bajó una barrena Tricónica de 12-1/4", y se perforó hasta 2,380 m, a esa profundidad se corrieron registros eléctricos AIT–CNL–LDL-RG, BHC-RG.

2.- Se instaló equipo para correr el liner 9-5/8" y se armó zapata perforadora con liner de 9-5/8", HYD-513, P-110, 53.5 L/P, con doble cople flotador y metió a 50 m probando satisfactoriamente el equipo de flotación. Continuo bajando el liner a 1,279 m, conectó una botella de circulación, se circuló tiempo de atraso y se homogenizó fluido de control a 1.30 gr/cc.

Se desmanteló equipo para correr liner y conectó colgador de liner 9 5/8", con zapata perforadora de 9-5/8" x 12-1/4" a 1,292 m, se monitoreó los parámetros de perforación y se introdujo zapata a 2,378 m donde se circuló y emparejó columnas a 1.30 g/cc. Se continuo perforando, recuperando muestra litológica metro a metro hasta la profundidad de 2,396 m; 16 m en 16 horas a ROP de 1 m/hr.

3.- Se instaló la cabeza de cementar y líneas de UAP al Stand Pipe (tubo vertical) e Intentó activar mecanismo de apertura de la zapata perforadora de 9-5/8" sin éxito. Se Intentó asentar canica 1-3/4" para activar mecanismo de apertura de la zapata perforadora de 9-5/8" con movimiento y rotación de la sarta, también sin éxito, se soltó la canica 2-1/8" para activar mecanismo del colgador de liner de 9-5/8" e intentó colgar liner sin éxito en varias ocasiones donde observó súbito abatimiento de presión sin lograr asentar el colgador.

Se bajó zapata al fondo, cargando peso en varias ocasiones sin observar cambio en el indicador de presión. Ante esta situación se decidió levantar y recuperar el liner de 9-5/8" a superficie; observándose a la salida, un anillo metálico de 1-3/4" sobre el cople flotador superior y 3 toberas lavadas de la zapata perforadora. Este anillo imposibilitó la llegada de las canicas a su respectivo asiento.

Se armó barrena tricónica de 12-1/4" con sarta estabilizada y realizó viaje de reconocimiento.

4.- Se decidió meter TR de 9-5/8" de 53.5 L/P, L-80, VAMFJL equipada con zapata y cople flotador calibrando con 8-1/2" a 2394 m y se cementó TR satisfactoriamente.

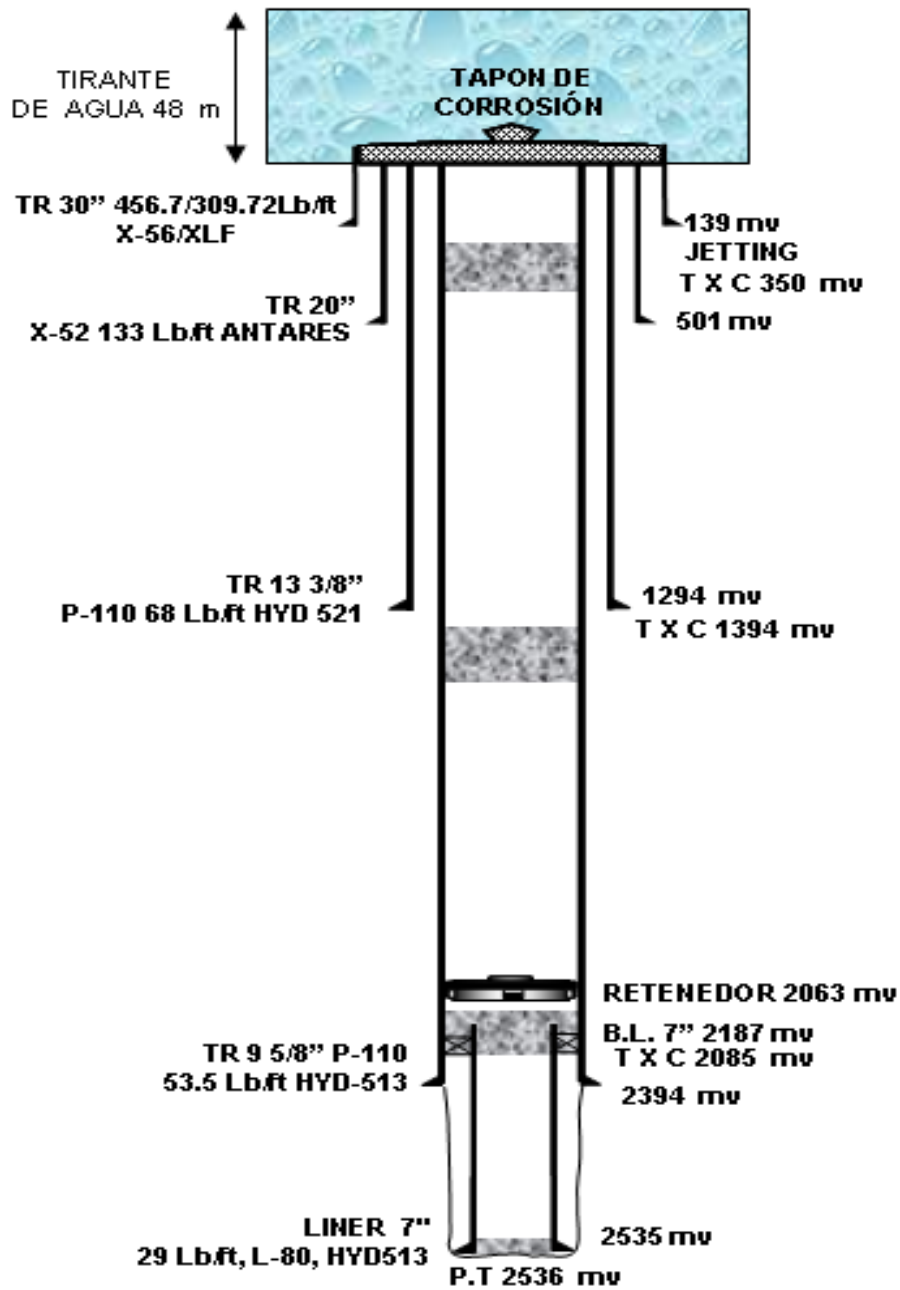
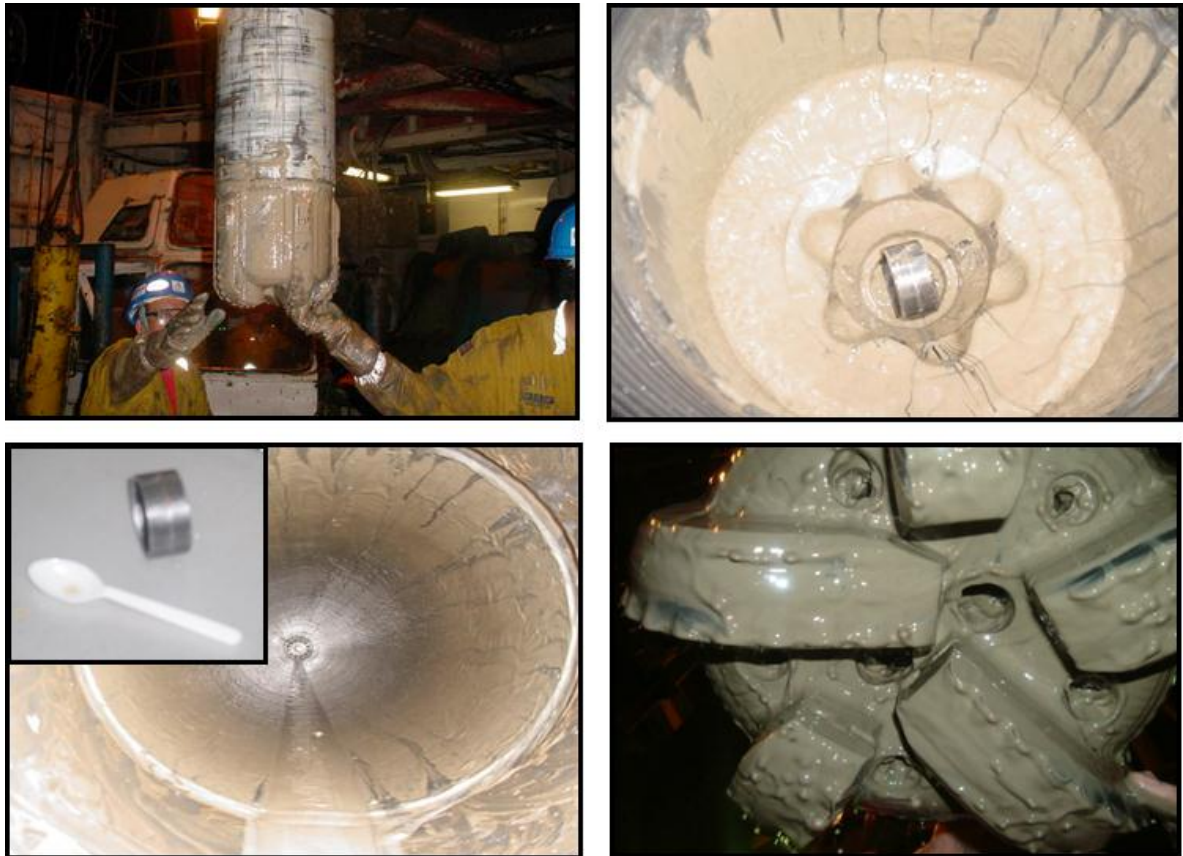


Figura 27: Diagrama mecánico final Carpa 3

Cabe destacar, que la técnica de perforación con liner en esta primera aplicación en México en este pozo funcionó; ya que se alcanzó con la técnica DWL, la detección de la cima de El Abra; pero una falla en el mecanismo de asentamiento del colgador imposibilitó el asentamiento del mismo. Basándose en esta experiencia se tomó la

decisión de continuar con el programa de evaluación de la tecnología en el segundo pozo programado Carpa 55.



Fuente: cortesía personal PEMEX de Plataforma: Hakuryu-V S/S

Figura 28: Cople flotador con anillo y zapata perforadora Carpa 3

En la secuencia de fotografías se observa el momento en que se recupera en superficie la sarta de perforación con la técnica DWL. Una vez recuperado el primer cople flotador, se localizó dentro del mismo un anillo de 1 $\frac{3}{4}$ " del cual, se desconoce su procedencia y que imposibilitó que la canica llegara a su asiento para proveer la presión necesaria para el asentamiento del colgador y la posterior conversión de la zapata perforadora a zapata guía cementadora.

De igual manera se observa un “zoom” a la barrena perforadora recuperada en superficie, donde se aprecia que su estructura de corte permaneció intacta después de la operación realizada (perforar la longitud de los 16 m en 16 hr).

3.1.2.- CARPA 55

Este pozo se diseño como direccional para alcanzar los objetivos programados; la trayectoria direccional se planeó para alcanzar una inclinación máxima de 75° a la cima de la Formación Cretácico El Abra a la profundidad vertical de 2,431 mv (2,856 md) con una sección vertical de 746 m en el azimuth 354.97°, para posteriormente perforar agujero de producción de 8-1/2”.

Cabe mencionar que previo a esta ejecución, acorde con la literatura no se había empleado esta técnica en pozos con inclinaciones mayores de 60° a nivel mundial. De tal manera que el carpa 55, representa el primer pozo con la aplicación de la técnica DWL con inclinaciones mayores a 70°, y empleo de Liner de 9 5/8”.

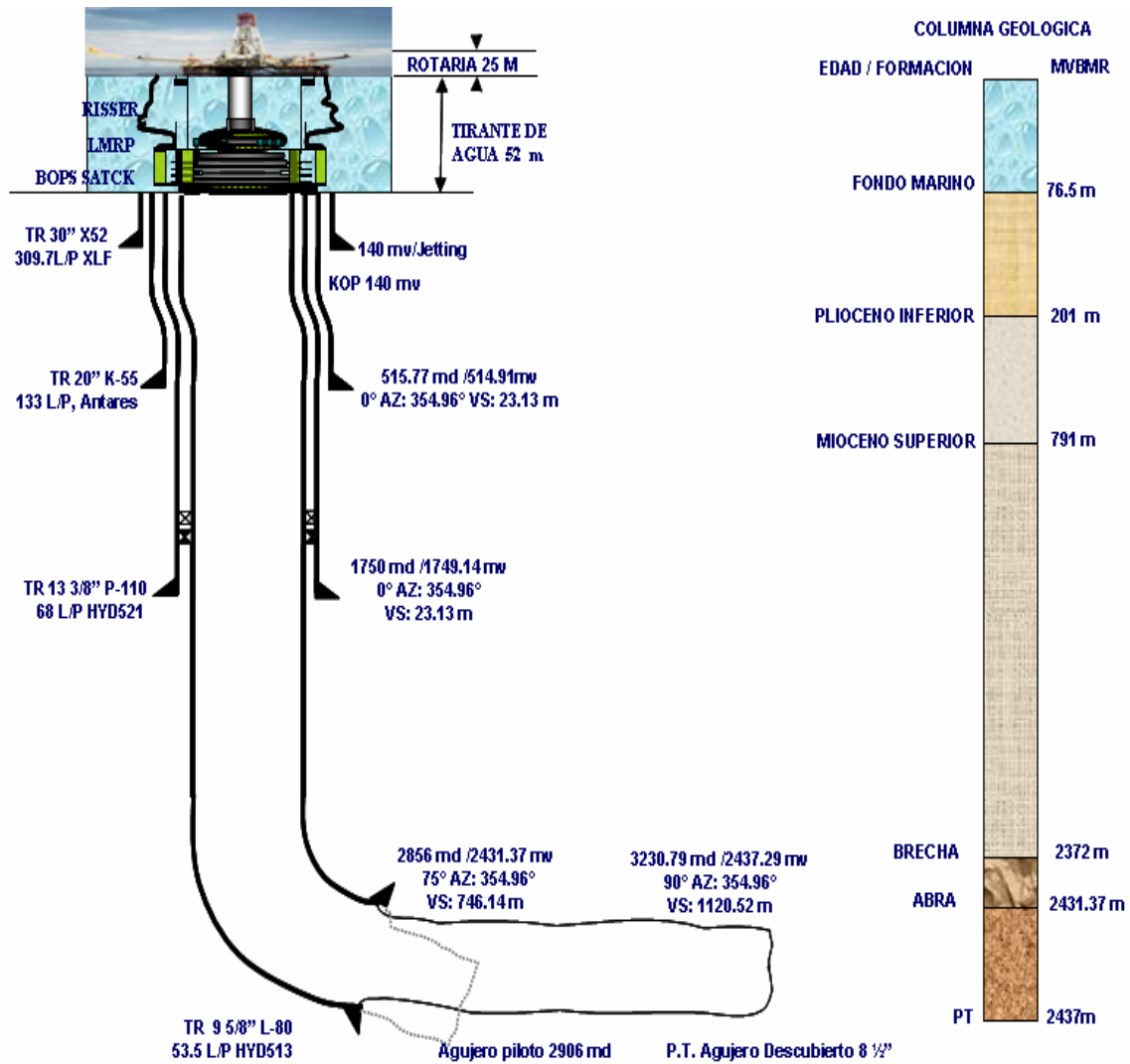


Figura 29: Diagrama mecánico programado Carpa 55

3.2.- CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DWL

Como ya se mencionó en el Capítulo 1, con el apoyo de las herramientas computacionales, criterios de diseño y lecciones aprendidas, se diseñó y evaluó todos los aspectos técnicos que deben ser considerados en la aplicación de la técnica DWL.

Las mismas se describen en forma de análisis comparativo entre lo programado y la ejecución real en este pozo direccional Carpa 55. En la tabla 10 del capítulo V, se presenta un resumen de este análisis.

3.2.1.- SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO – LINER

La tubería de revestimiento seleccionada para la aplicación de la técnica de perforación con liner fue de 9-5/8", L-80, 53.5 L/P con conexión HYD-513, la cual se diseñó para soportar cargas de perforación y producción, particularmente cargas de colapso ante el riesgo de pérdida de circulación parcial o total en la detección de la cima de Abra; el diseño contempló T.B.P. de grado L-80. La selección del grado L-80 fue en consideración a presencia de ambiente amargo (H_2S).

Se empleó la herramienta computacional *Sress Check*, para verificar que las cargas a las cuales se somete el liner de 9-5/8" y el complemento (T.B.P.) cumplen con los factores de diseño y la consideración de Von Misses (VME) establecidos por PEMEX a estallido, tensión y colapso. Estos factores son: 1.125 para Presión interna (estallido) y colapso, 1.30 para tensión y 1.25 para Von Misses. Los resultados finales de la simulación El diseño arrojó para el liner factores mínimos de diseño de: 2.24, 1.21, 1.51 y 1.52 y para el T.B.P. 2.15, 1.93, 1.82 y 2.26, para estallido, colapso y tensión respectivamente.

SARTA	OD/PESO/GRADO	CONEXIÓN	Intervalo	Drift Diámetro	Mínimos Factores de Seguridad			
			(md)	(in)	Estallido	Colapso	Axial	Triaxial
Liner Producción	9 5/8", 53,500 L/P. L-80	HYD-513	1550.00-2852.54	8.500 A	2.24	1.21	(1.51) C	1.52
Tieback Producción	9 5/8", 53,500 L/P. L-80	VFJL	73.00-1550.00	8.500 A	2.15	1.93	(1.82) C	2.26

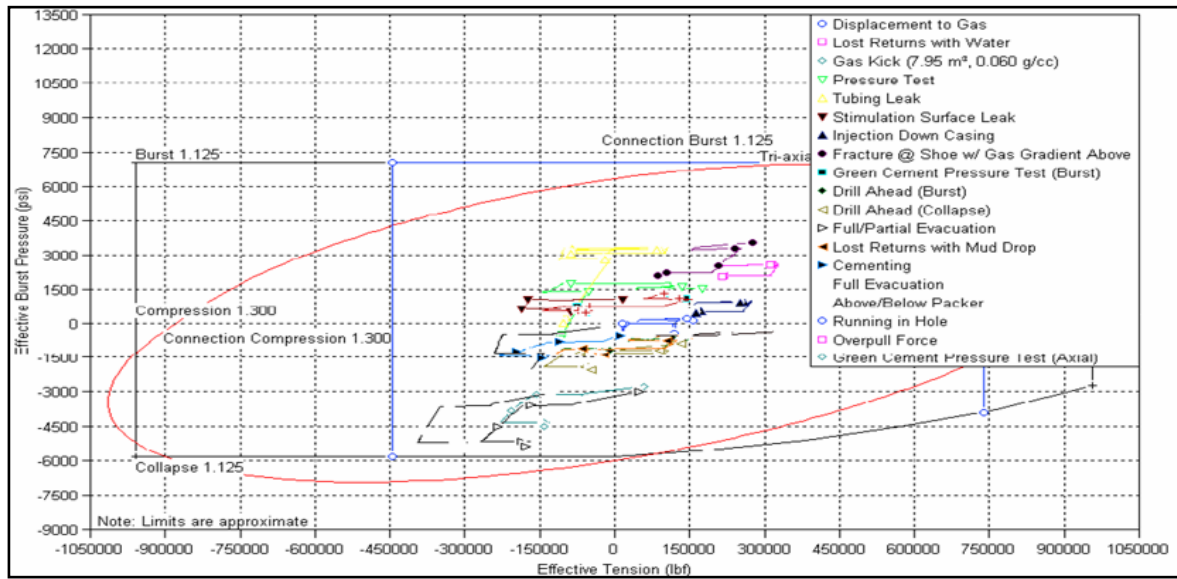


Figura 30: Diseño triaxial de liner de 9-5/8" Carpa 55

3.2.2.- SELECCIÓN DE LA CONEXIÓN Y ESTIMACIÓN DE SU VIDA ÚTIL

SELECCIÓN DE LA CONEXIÓN

Si bien es cierto, como se cita en la sección 3.2.1, que la tubería de revestimiento o liner seleccionada fue evaluada para soportar las cargas en su papel de tubería de revestimiento de producción, se hace necesario de acuerdo a nuestro proceso metodológico ya señalado, evaluar y en todo caso validar la conexión de esta tubería cuando se somete a su papel de conexión para perforar con DWL. Seguidamente se explican los criterios de diseño que condujeron a la selección de esta conexión y con el apoyo del módulo *Drag and Torque* de la plataforma *DSP-ONE*.

La selección de la conexión se realizó en función de su vida útil, (acorde con el tiempo estimado de perforación) para evitar fatiga de la misma; así como, en función de los valores estimados de torque cedente o resistencia torsional (no el torque de apriete) que experimentará la conexión del liner cuando este en su papel de perforar. Se debe considerar también el diámetro exterior de la conexión, así como su resistencia al dobléz al estar sometida a una tasa de construcción ($^{\circ}$ / 30 m) y finalmente la resistencia mecánica a la tensión y compresión de la conexión en relación al cuerpo del tubo, considerando las operaciones de perforación y riesgo de atrapamientos de la sarta.

Cabe destacar que fueron evaluadas y descartadas otras conexiones, debido a que cuentan con limitaciones de valores de resistencia torsional (torque cedente), esto obedece a que aún cuando cumplen con las especificaciones API, sus valores de torque máximos están limitados al valor máximo de torque de apriete y estos valores están por debajo de las expectativas de torque que se alcanzarían durante la perforación del pozo.

En referencia al diámetro exterior, se consideró una conexión integral lisa, de alta capacidad estructural (propiedades mecánicas) con la finalidad de contar con mayor holgura de diámetros y reducir los efectos de pistoneo y suabeo durante su bajada y conexión respectivamente, en la sección de agujero descubierto.

La conexión seleccionada fue HYD-513, la cual pertenece a la familia de la denominada Serie-500 de Hydril. Esta presenta perfil de rosca acuñada donde los flancos de carga y ataque con ángulos negativos proporcionan mejor distribución al esfuerzo de torsión a lo largo de toda la rosca, de esta forma se ofrece un sello adicional al sello metal-metal de la conexión; es decir esta conexión provee tres niveles de sello; diseño de rosca acuñada (cola de milano), sello lubricante (grasa) y el metal-metal.

Con base a lo anterior, los factores que son preponderantes en la selección de la conexión para este tipo de pozos con alta inclinación y zonas de estructuras geológicamente complejas se reducen a los siguientes:

- Selección adecuada de la resistencia torsional de la conexión.
- Características de sello de la conexión.
- Característica del diámetro externo de la conexión.
- Resistencia a la tensión /compresión de la conexión.

A continuación se presenta en la tabla 2 una comparación de algunas roscas previamente evaluadas con los factores preponderantes en el proceso de selección, en consideración a conexiones para TR de 9 5/8” de 53.5 lbs/pie, L80, anteriormente seleccionada.

VALORES COMPARATIVOS DE PRINCIPALES CONEXIONES EVALUADAS PARA PERFORACION DRILLING WITH LINER (DWL)							
TIPO DE CONEXIÓN	HYD-513	HYD-523	HYD-563	BCN	VAM TOP	VAM FJL	VAM SLIJ-II
RESISTENCIA AL DOBLEZ (BENDING) (°/30 M)	23 °/30 M	28 °/30 M	38 °/30 M	38 °/30 M	30 °/30 M	15°/30 M	20°/30 M
TORQUE DE APRIETE (LBSF-PIE) MINIMO - MAXIMO	18,000 - 32,000	21,000 -25,000	15,000 - 18,600	10,470 - 14,190	20,850 - 25,450	11,700 - 14,300	18,300 - 22,300
TORQUE OPERATIVO / TORQUE CEDENTE (LBSF-PIE)	71,280 / 108,000	79,200 / 120,000	49,500 / 75,000				
EFICIENCIA A LA TENSION (%)	60.50%	82.80%	100%	100%	102%	65.10%	74.50%
EFICIENCIA A LA COMPRESIÓN (%)	72.90%	73.70%	100%	100%			70%
DIAMETRO EXTERIOR CONEXIÓN (PULGADAS)	9.625	9.834	10.625	10.625	10.52	9.625	9.625

Tabla 2.- Comparación de conexiones evaluadas para perforar con TR de 9 5/8”

En esta tabla podemos apreciar lo siguiente, de acuerdo a los requerimientos particulares de este pozo:

Descartamos las roscas *Hyd 523*, *Hyd 563*, *BCN* y *Vam TOP*, por ser roscas semi-lisas o acopladas que presentan un diámetro mayor al cuerpo del tubo. Adicionalmente las roscas *Vam FJL* y *Vam SLIJ-II* no ofrecen los valores de torque operativo/torque cedente y su valor de resistencia torsional está supeditado a su valor del torque de apriete, que en cuyo caso está al límite del valor esperado de acuerdo con la simulación que se presenta en la figura 34 de este mismo capítulo, con estas consideraciones se concluye en la selección de la rosca Hyd 513.

Principales propiedades mecánicas de la conexión HYD-513:

- Resistencia al dobléz (bending): 23°/30 m
- Torque cedente: 108,000 lbf – pie.
- Eficiencia a la tensión: 60.5%
- Eficiencia a compresión: 72.9%
- Torque de apriete: 18,000 - 32,000 lbf - pie

ESTIMACIÓN DE LA VIDA ÚTIL DE LA CONEXIÓN

La fatiga de una conexión serie 500 puede ser estimada al determinar el esfuerzo al dobléz cíclico en la conexión el cual es creado por la rotación de la sarta dentro de un intervalo de construcción. La rotación causa el esfuerzo en la conexión, debido a los ciclos entre tensión y compresión, éste se puede calcular de la forma siguiente:

$$S_b = \frac{211 \times e \times D}{\dots}$$

Et

Dónde:

E_b = Esfuerzo en la conexión creado por Flexión, psi.

211 = Factor de conversión

e = Tasa de construcción, °/30 m

D = Diámetro externo de tubería, pulgadas

Et = Eficiencia a la tensión-compresión de la conexión, en forma decimal

Nota: se recomienda considerar el valor menor entre eficiencia a la tensión y el de la eficiencia a la compresión, con el fin de simular las condiciones más críticas de E_b.

El número de ciclos máximos o revoluciones que pueden ser aplicadas se determinan de la figura 30 S-N curva de diseño de conexión HYDRIL-500 (gráfico construido a partir de ensayos destructivos); primeramente se calcula la relación del esfuerzo al doblez a un esfuerzo cedente especificado del acero; luego se aplica un factor de seguridad, para determinar el máximo número de ciclos en el gráfico.

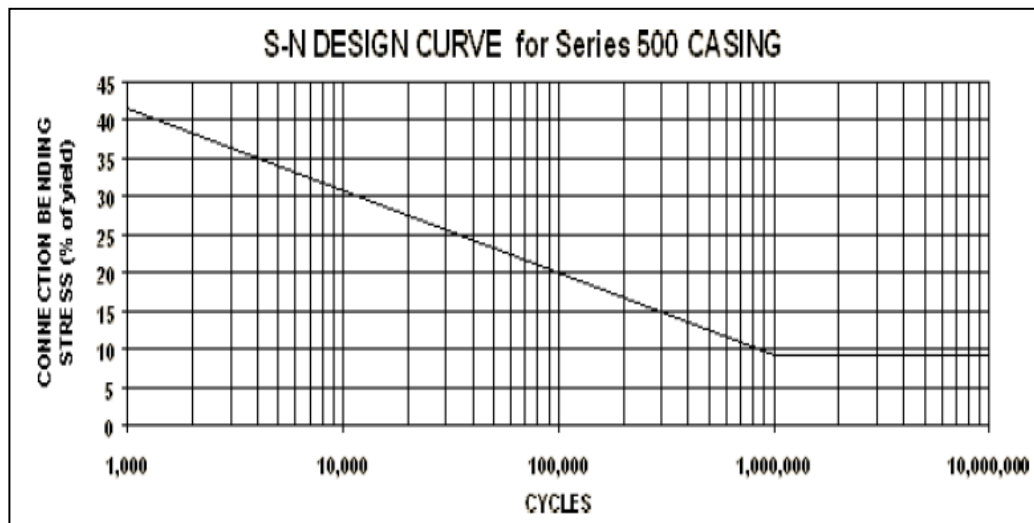


Figura 31: Estimación de Ciclos de Conexiones HYD SERIE 500

3.2.2.1.- PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA LA ESTIMACIÓN DEL NÚMERO DE CICLOS

DATOS

$e = 2.94 \text{ } ^\circ/30 \text{ m}$ (tasa de construcción programada)

$D = 9\text{-}5/8\text{''}$ (diámetro exterior de TR)

$E_t = 0.605$ (60.5 % Eficiencia mínima de la conexión en forma decimal)

CÁLCULO DEL ESFUERZO EN LA CONEXIÓN CREADO POR FLEXIÓN

$E_b = \frac{(211 * 2.94 * 9.625)}{0.605} = 9,869 \text{ psi.}$

0.605

FACTOR DE SEGURIDAD

Se considera un factor de seguridad del 15 %; este factor se representa como un incremento en el valor del esfuerzo en la conexión creado por flexión, en relación al comportamiento de la curva de Estimación Ciclos de Conexiones HYD SERIE 500.

$E_b = \frac{(211 * 2.94 * 9.625)}{0.605} = 9,869 \text{ psi} * 1.15 = 11,349 \text{ psi.}$

0.605

CÁLCULO DE LA RELACIÓN DE ESFUERZO AL DOBLEZ, RESPECTO AL ESFUERZO CEDENTE

Este cálculo se expresa en forma porcentual para poder hacer uso de la Figura 30. Se relaciona el valor calculado de esfuerzo en la conexión creado por flexión (E_b) al punto de cedencia del acero (YP) y no al valor de la resistencia tensil última del mismo (UTS);

debido a que en el diseño se evitan los riesgos por deformación plástica y falla catastrófica de la tubería al superar los mencionados valores.

Relación de esfuerzos = Relación del esfuerzo a la flexión (Eb)

Cedencia del acero (YP)

Relación de esfuerzos = ((11,349 psi) / (80,000 psi)) x 100 = 14.18

ESTIMACIÓN DEL NÚMERO DE CICLOS Y NÚMERO MÁXIMO DE HORAS DE ROTACIÓN

Una vez obtenido el valor de la relación de esfuerzos, con el empleo de la figura 30 se obtiene el número de ciclos estimados (estimación de fatiga de conexión) y posteriormente se determina el número de horas de rotación a determinada RPM.

Dado que la tasa de construcción programada puede sufrir variaciones durante la perforación del agujero, se efectúan simulaciones para valores de tasas de construcción mayores, con la finalidad de monitorear el número de horas y ciclos máximos permisibles para la conexión.

ESTIMACION DE VIDA ÚTIL DE CONEXIÓN: NUMERO DE CICLOS						
SSP (°/30 M)	ESFUERZO EN CONEXIÓN FLEXIÓN (PSI)	FACTOR DE SEGURIDAD (%)	RELACION ESFUERZO CONEXIÓN FLEXION/UTS	Nº CICLOS ESTIMADOS	RPM	HORAS DE ROTACION ESTIMADAS
2.94	9,869	15.00	14.18	300,000	80	62.50
3.50	11,749	15.00	16.89	185,000	80	38.54
4.00	13,427	15.00	19.30	98,000	80	20.41
4.50	15,105	15.00	21.71	75,000	80	15.63
NOTA: RELACION DE ESFUERZO CALCULADO A (YP) DE TUBERIA DE 9-5/8" L-80 53.5 L/P HYD-513						

Tabla 3: Estimación de la vida útil de la conexión en el pozo Carpa-55

HORAS DE ROTACIÓN ESTIMADAS MÁXIMAS PARA PREVENIR FATIGA DE LA CONEXIÓN

De la tabla 3, se puede apreciar que el número de ciclos máximo se estimó en 300,000 a una tasa de construcción (SSP) de 2.94°/30m.

El valor de las horas de rotación estimadas máximas, se muestran en la tabla 3 y el cálculo se determina de la forma siguiente.

Número de ciclos estimados = RPM (Rev/Min) x Hora Estimadas x 60 (Min/hora)

Horas Estimadas = Número de ciclos estimados / (RPM * 60)

Horas Estimadas a 80 rpm= 300,000/ (80 * 60) =62.5 Horas (estimadas a 80 rpm).

Horas Estimadas a 60 rpm= 300,000/ (60 * 60) =83.33 Horas (estimadas a 60 rpm)

El programa contempló perforar con sarta navegable de 8-1/2" hasta la profundidad de 2,623.16 md / 2,372 mv con inclinación máxima de 75°; posteriormente, perforar con

técnica DWL para detectar cima del Abra a 2,856 md / 2,431.37 mv. Se programó perforar 232.84 md / 59.37 mv en 80 horas para ROP de 2.91 m/hr.

3.2.2.2.- COMPARACIÓN DE NÚMEROS DE CICLOS ESTIMADOS VERSUS REALES

Se perforó el intervalo: 2,881 a 2,962 md / 2,437 a 2,458 mv; es decir, 81 md / 21 mv. El número de ciclos real que se alcanzó: 169,776 a 80 RPM con una ROP de 2.29 m/hr (81 m /35.37 hr).

Debido a que la tasa de construcción se incrementó en la construcción de la trayectoria real del pozo (paso de 2.94 programado a un real de +/- 3.5^o/30 m), el número de ciclos estimados para la vida útil de la conexión se corresponde con 185,000 acorde con la tabla 3 y un factor de seguridad de 1.15.

No obstante, el número de ciclos reales alcanzó 169,776 y la desviación entre el número de ciclos reales y estimados fue de: 15,224 ciclos; lo que porcentualmente representa el 8.23 % del valor estimado.

Por otra parte, la cima de la formación El Abra se estimó a la profundidad de 2,856 md (2,431 mv) y realmente se detectó a 2,962 md (2,458 mv), por lo que la diferencia observada resultó en 106 md (27 mv), respecto a lo programado; obsérvese que profundidades mayores a las programadas conllevan a mayores horas de rotación y consecuentemente una disminución de la vida útil de la conexión.

3.2.3.- SELECCIÓN DE LA ZAPATA PERFORADORA

Los aspectos relacionados con la evolución y diseño de la zapata de última generación DRILL SHOE III (DS 3) se presentaron en el capítulo 2. En este capítulo se presenta una descripción general de la misma; así como el análisis de resistencia compresiva de la formación basado en los registros geofísicos del pozo CARPA-3; hasta la formación El Abra.

La zapata perforadora seleccionada fue DRILLSHOE III, se diseñó para perforar formaciones de semiduras a duras (fuerzas de compresibilidad de +/- 15,000 psi).

Esta zapata incorpora un pistón perforable, el cual se activa con presión y desplaza las aletas de PDC hacia el anular una vez alcanzada la profundidad total.

Inicialmente se lanza una canica a un asiento ubicado en el extremo de la misma y se presuriza para asentar el colgador del liner, asentándose el colgador se continua presurizando y simultáneamente se desplazan las aletas de la zapata, descubriendo puertos laterales de la misma para efectuar el trabajo de cementación.

La zapata, presenta Cortadores centrales de Diamante Térmico Estable, Cortadores PDC en el hombro, Toberas Perforables, Protección de Carburo de Tungsteno en el calibre y son totalmente perforables con barrenas PDC o Tricónicas. Las aletas también presentan protección con carburo para proveerles resistencia a la erosión y abrasión durante la perforación. Las toberas de esta zapata son intercambiables a fin de optimizar la hidráulica de perforación.

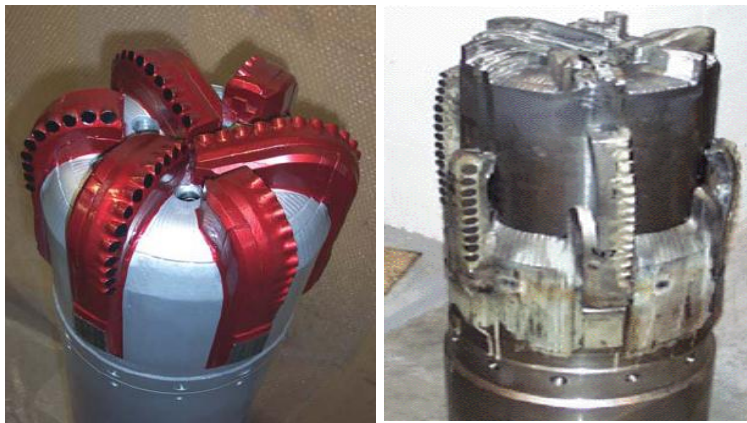


Figura 32: Zapata perforadora antes y después de expansión

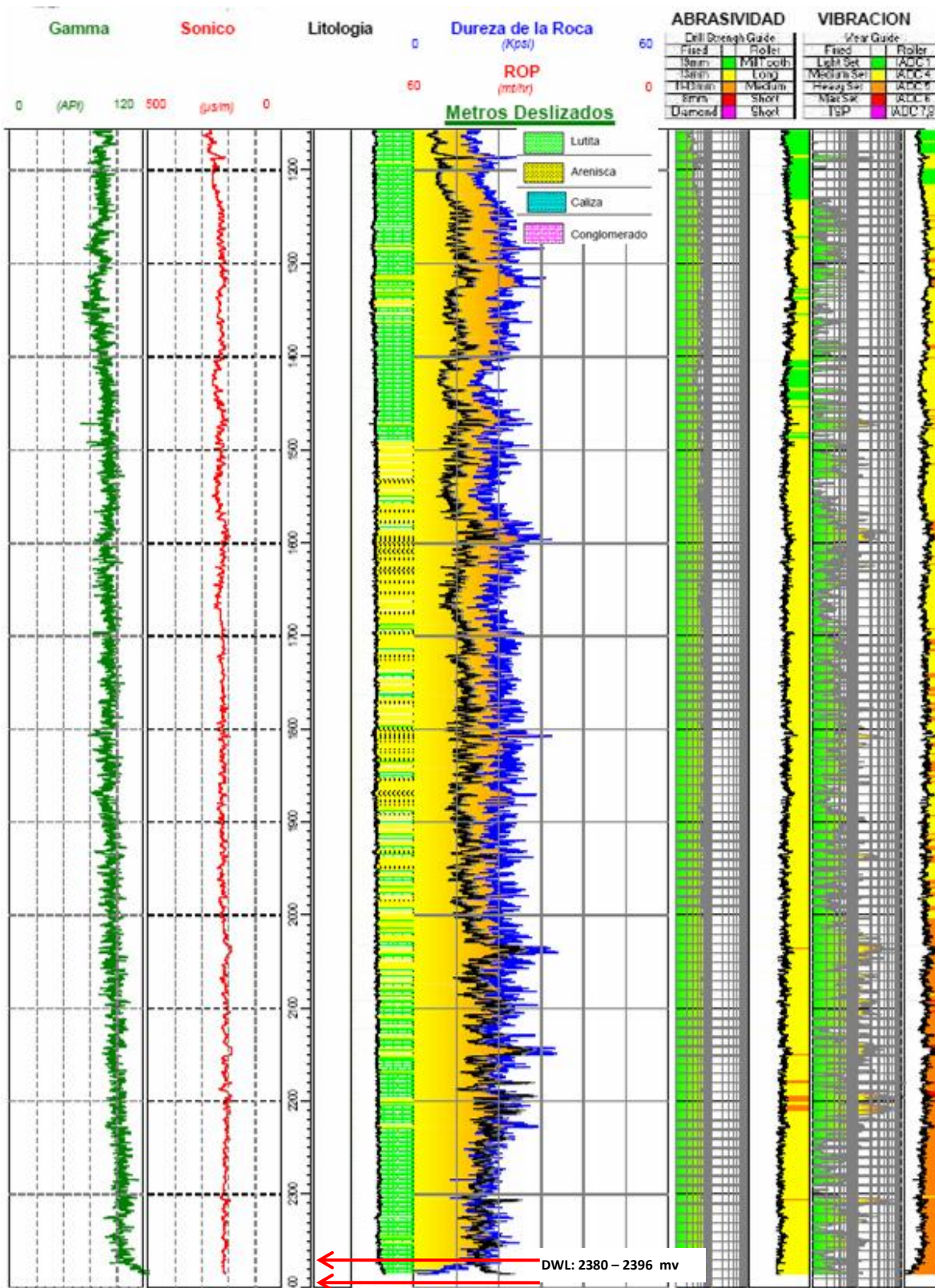


Figura 33: Dureza de la Roca, Carpa-3

Como se observa en la figura 33, los valores de resistencia compresiva o dureza de la roca por debajo de la zapata de 13-3/8" a 1,294 m alcanzan +/- 14,000 libras y en la sección perforada con la técnica DWL se puede considerar en este orden; de tal forma que la zapata perforadora DRILL SHOE III no presenta limitaciones para trabajar en estas condiciones.

3.2.4.- DESCRIPCIÓN DEL ENSAMBLE DE FONDO (BHA) PARA TECNICA DWL

Posterior a perforar con sarta navegable, antes de bajar y perforar con la técnica de DWL, se programó un viaje de reconocimiento de agujero con sarta estabilizada que simula la rigidez del liner y de la zapata perforadora a fin de garantizar la bajada del mismo al fondo.

Esta sarta se diseñó con barrena PDC 12-1/4", válvula contrapresión, drill collar de 8", Heavy Weight de 5" y tubería de perforación de 5", se estabilizó la sarta sobre el primero, segundo y tercer drill collar. Este viaje de reconocimiento permite obtener valores de peso de la sarta arriba, abajo y rotando dentro de la tubería de revestimiento, en una sección de agujero descubierto; así como al llegar al fondo, con la finalidad de ajustar los coeficientes de fricción en la tubería de revestimiento y agujero descubierto previo a la bajada de DWL y de este modo contar con una mejor estimación de cargas de fricción, arrastre y valores de margen para jalar ante atrapamientos en caso de ser necesario. La tabla 3 muestra la descripción del ensamblaje de DWL.

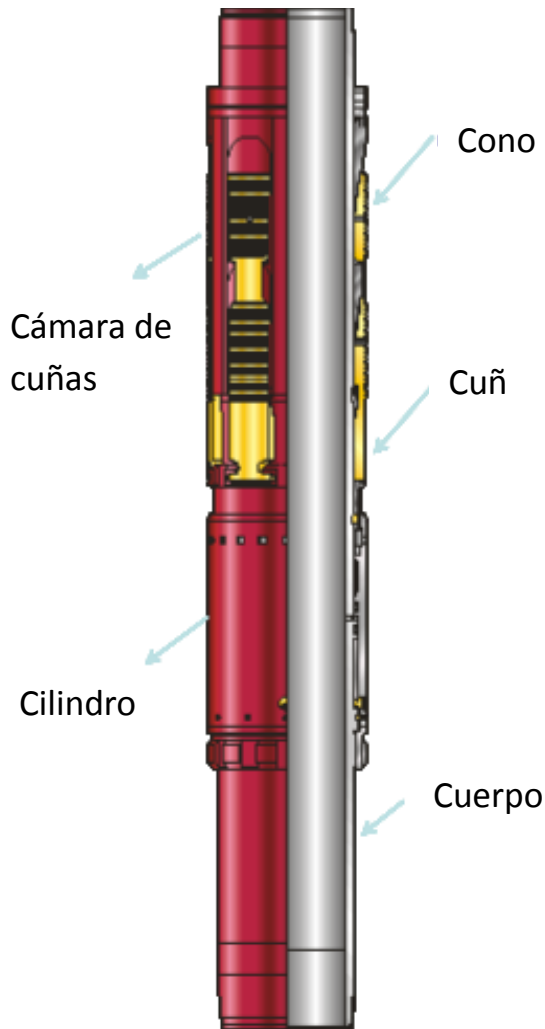
COMPONENTE	LONGITUD (m)
Zapata perforadora DRILLSHOE III 12-1/4" x 9-5/8"	1.80
Tramo corto de TR 9-5/8" 53.5 L/P L-80 HYD-513	5.95
Centrador de 9-5/8" x 11-7/8"	0.28
Tramo corto de TR 9-5/8" 53.5 L/P L-80 HYD-513	6.35
Centrador de 9-5/8" x 12-1/8"	0.28
Tramo de TR de 9-5/8" 53.5 L/P L-80 HYD-513	14.27
Cople flotador con doble válvula	0.83
106 Tramos de TR de 9-5/8" 53.5 L/P L-80 HYD-513	1,495.81
Colgador de 13-3/8" 68 L/P HYD-521* 9-5/8" * 53.5 L/P HYD-513	14.08 (1,539.65)
Herramienta asentadora / soltador de colgador	1.48
Tubo madrina de TP de 5" G-135 25.6 L/P + 7 lingadas de TP.	204.57

Tabla 4: Ensamblaje de fondo para técnica de DWL

De los componentes del BHA, la zapata perforadora fué explicada con detalle previamente, respecto a su funcionamiento y características técnicas. El conjunto colgador / soltador es especialmente diseñado para manejar altas capacidades de carga (soportar peso) y alta resistencia torsional.

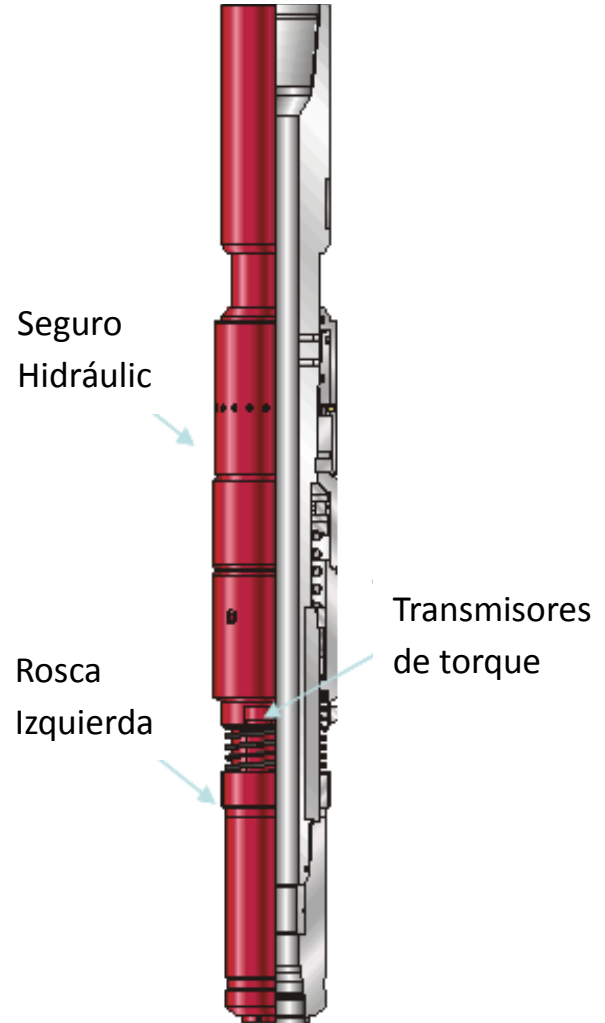
Es importante señalar que el valor del torque de la herramienta fijadora del conjunto colgador-soltador del liner, representa el valor límite operativo de torque de toda la técnica de perforación DWL.

**Colgador 9-5/8» 53.5 lpp * 13-3/8» 68
lpp HYD-513**



**Capacidad de carga: 827000 libras
Área de flujo: 13.97 pulg²**

**Herramienta fijadora de colgador
9-5/8» 53.5 lpp**



**Capacidad de carga: 652000 libras
Limite Torsial: 25000 lbsf – pie.**

Figura 34: Colgador – Herramienta fijadora

3.2.5.-ANÁLISIS DE TORQUE ARRATRE Y FUERZAS LATERALES

La estimación de torque, arrastre y fuerzas laterales se llevó a cabo con el empleo del software técnico *Drag and Torque* de la plataforma *DSP-ONE* de la compañía Techdrill.

Dado que el primer pozo perforado en la plataforma fue vertical, carpa 3; de la perforación de los pozos Carpa 101 y Carpa 7 se estimaron los valores iniciales para los factores de fricción en 20% en la sección de tubería y 25% en agujero descubierto, respectivamente.

SECUENCIA OPERATIVA POSTERIOR A BAJAR Y CEMENTAR TR DE 13-3/8”.

Perforación con sarta navegable 12-1/4”

- Se bajó barrena tricónica de 12-1/4” a 1,722 m, donde se detectó con 10 M libras de peso, la cima de tapones, se circuló pozo y efectuó prueba de integridad con 1,000 psi, durante 10 minutos.
- Se rebajaron el cemento y los tapones (limpiador y el espaciador), así como el cople de 1,722 a 1,745 m. y circuló pozo. Continuó rebajando cemento hasta la profundidad de la zapata a 1,748 m, donde se encontró cemento con consistencia (un metro arriba de la zapata). Se efectuó segunda prueba a la TR con 1,000 psi satisfactoriamente.
- Con una barrena tricónica de 12-1/4” se continuó perforando hasta la profundidad de 1,770 m. Circuló y levantó barrena a 1,748 m.
- Con Unidad de Alta Presión (UAP), se efectuó una prueba de densidad equivalente: bombeó dos barriles de fluido de 1.26 gr/cc a un gasto de ¼ bpm para una presión de 600 psi, resultando una densidad de 1.50 gr/cc, descargó presión a cero (0) psi, regresando dos barriles bombeados.
- Se desmanteló líneas de UAP y sacó la barrena con sarta de 12-1/4” a superficie.

- Se armó y bajó barrena PDC de 12-1/4" con sarta navegable y herramienta rotatoria power drive + MWD + LWD + APWD, y se perforó con fluido de emulsión inversa de 1.26 gr/cc hasta la profundidad de 1,783 md / 1,781.75 mv, 1.65° de inclinación en el azimuth 353.15° con una sección vertical de 31.19 m.

- Con barrena PDC de 12-1/4" y sarta navegable con herramienta rotatoria power drive + MWD + LWD + APWD, perforó con fluido de emulsión inversa de 1.28 gr/cc hasta la profundidad de 1,911 md.

- Circuló tiempo de atraso, limpiando pozo con 140 EPM y presión de bomba de 2,750 psi.

- Efectuó viaje de calibración a la zapata (1,740 m) y descendió al fondo sin problemas.

- Continúo perforando con barrena de 12-1/4" y sarta navegable hasta la profundidad de 2,024 md donde circula con 140 EPM y 2,750 psi, observándose abundante recorte.

- Con barrena PDC de 12-1/4" y sarta navegable con herramienta rotatoria power drive + MWD + LWD + APWD perforó con fluido de emulsión inversa de 1.29 gr/cc hasta la profundidad de 2,283 md / 2,226.39 mv, 46.03° de inclinación en el azimuth 354.21° con una sección vertical de 234.35 m. Circuló pozo y efectuó viaje de calibración a zapata, regresó al fondo sin problemas.

Con barrena PDC de 12-1/4" y sarta navegable perforó a 2,510 md, circulando y limpiando agujero a las profundidades de: 2,425 md y 2,510 md y bombeo y desplazó bache de fluido viscoso para limpiar agujero.

- Efectuó viaje corto a de 2,510 md – 1,740 md – 2,510 md y continuo perforando a 2,640 md, donde recuperó y analizó muestras 100% lutita, gris verdosa y gris clara, semidura, ligeramente arenosa y calcárea de aspecto bentonítico. Continúo perforando a 2,663 md con densidad de 1.30 gr/cc.

- Perforó a 2,767 md (PSB: 5/6 Ton, RPM: 120, Presión: 3,500 psi, Q: 650 GPM); levantó barrena PDC en viaje corto de 2,767 md a 1,740 md con rotación y bombeo por observar en el intervalo 2,767 – 2,198 md arrastres de 80 M libras SSP (sobre su peso).

- Con barrena de 12-1/4" y sarta navegable, acondicionó y aumentó densidad de fluido de 1.30 a 1.32 gr/cc en presas de trabajo y bajó barrena de 1,740 a 1,790 md, circuló pozo, homogenizando y emparejando columnas.

Las propiedades del fluido de control eran: base aceite, emulsión inversa, 1.32 gr/cc, RAA 75/25, Estabilidad eléctrica 720, viscosidad plástica 25 cps, YP 23 lbs/100 pie², cloruros 250,500, gel (0) 33 lbs/100 pie², gel (10') 40 lbs/100 pie².

Bajó la sarta al fondo, circuló agujero y perforó de 2,767 md a 2,881 md, donde circuló para muestras de geología. Levantó la sarta a zapata en viaje corto, regreso al fondo y sacó a superficie.

Litología: observó 100% marga gris clara y café claro, semicompacta de aspecto bentonítico con presencia de pirita diseminada. Trazas de bentonita gris.

A 2,881 md / 2,226.39 mv, se tuvo 46.03° de inclinación en el azimuth 354.21° con una sección vertical de 234.35 m.

A esta profundidad se suspendió la perforación del agujero de 12-1/4" con sarta navegable rotatoria y acorde con el programa⁽¹⁵⁾ se armó y bajó sarta estabilizada para simular la rigidez del liner de 9-5/8" para la perforación con la técnica DWL.

VIAJE DE RECONOCIMIENTO CON SARTA ESTABILIZADA 12-1/4"

- Armó barrena PDC de 12-1/4" con estabilizadores de 12" sobre la barrena (1ro), primer y segundo drill collar (2do. y 3ro.) + drill collar 8", martillo 7-3/4", TPHW 5" y TP 5".

- Bajó sarta estabilizada con barrena de 12-1/4" libre hasta 1,920 md, cuantificando desplazamiento normal en tanque de viaje y llenando interior de TP cada 500 m.

Repasó resistencias de 1,920 hasta 2,881 md conformando agujero con bombeo y rotación: 120 EPM, 60/70 RPM, Q= 669 GPM, Presión de 2,900 – 3,200 psi, Torque: 5,000 – 12,000 lbf – pie.

- Circuló limpiando pozo en el fondo y recupero la barrena de 12-1/4" con sarta estabilizada, llenando y cuantificando con tanque de viajes.

Los factores de fricción se ajustaron en 22% en la sección de tubería y 26 % en agujero descubierto con la sarta de perforación navegable y la sarta estabilizada para el viaje de reconocimiento, respectivamente.

PERFORACIÓN CON TÉCNICA DWL 12-1/4"

- Se armó liner de 9-5/8", equipado con zapata Drill Shoe III de 12-1/4", con dos centradores integrales de 11-7/8" y 12-1/8" (Tabla 4) y con apriete computarizado de 22,000 lbf-pie y se bajó a 1,499 m, calibrando interior del mismo con 8-1/2" y llenando cada cinco tramos, cuantificando desplazamiento normal con tanque de viajes.

- Con el liner de 9-5/8" a 1,499 m, se eliminó la araña elevadora e instaló el colgador de 9-5/8", cambio gafas y llenó liner de 9-5/8" con fluido de emulsión inversa, levantó sarta y verificó peso del liner con top drive: 370 M libras.

- Continuó introduciendo el liner de 9-5/8" con TP de 5" grado G-105 de 25.6 L/P, calibrando interior con 2-1/2" a 1,738 m (10.5 m arriba de la zapata de 13-3/8").

- Se circuló y monitoreó parámetros operacionales a fin de ajustar tendencias y simulaciones de torque, fricción y arrastre en tubería revestida. Con los siguientes valores, EPM: 120, Q: 501 GPM, P: 760 psi, RPM: 70, Torque: 4,000 lbf-pie .

- Se bajó liner de 9-5/8" con TP de 5" G-105 y S-135 desde 1,738 m a 2,881 m, llenando TP, rompiendo circulación cada 10 lingadas, calibrando con 2-1/2" y a una velocidad de bajada de 7 minutos por lingada, cuantificando desplazamiento con tanque de viajes, normal.

- Se circuló pozo limpiando agujero a 2,879 m.

- Posteriormente con zapata perforadora y técnica de perforación con Liner (DWL) perforó de 2,881 a 2,962 md, 81 md en 35.37 horas para ROP de 2.29 m/hr. Se suspendió perforación para tomar muestra de litología, la cual mostró: 100% wackstone a packstone café claro a crema, semicompacta. Ligeramente recristalizada y trazas de lutita gris oscura semicompacta, solubilidad 91%.

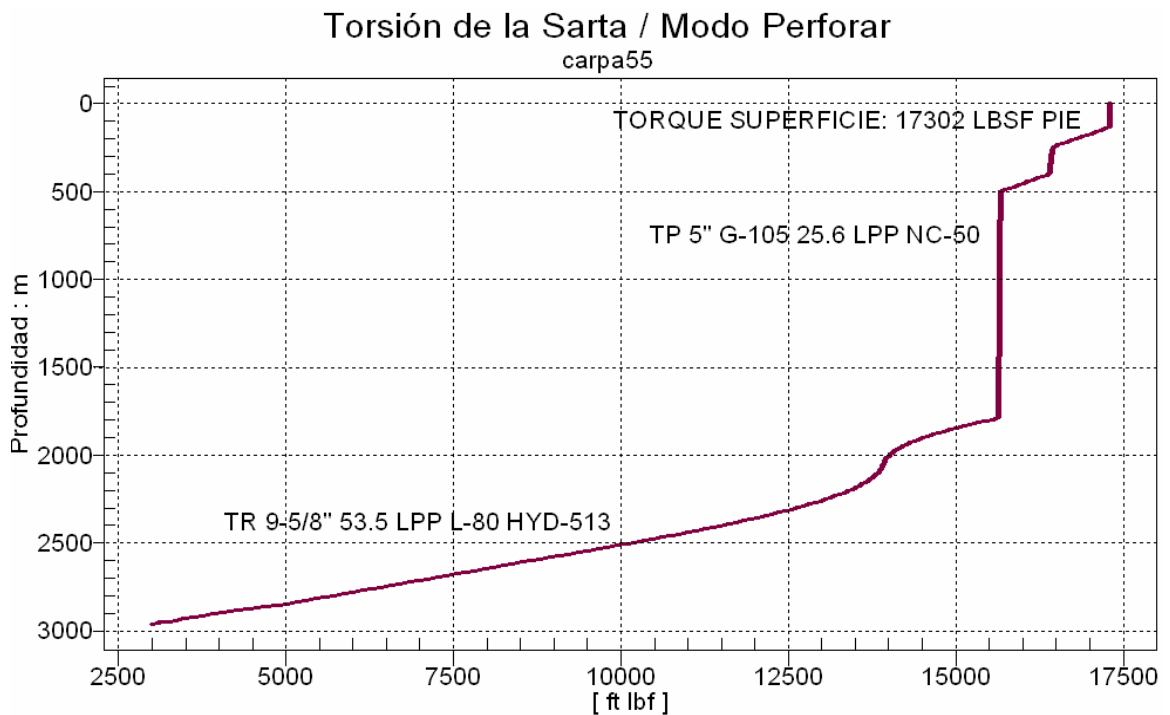


Figura 35: Estimación de Torque máximo en superficie DWL

TORQUE – ARRASTRE

Cabe destacar que, la estimación de torque máximo en superficie con el empleo de DWL fue 17,302 lbf - pie (Figura 35); sin embargo, durante la ejecución a la profundidad de 2,962 md los valores mínimos y máximos que se alcanzados fueron de 15,000 y 22,000 lbf – pie respectivamente; es decir hubo una desviación de hasta 21% respecto a la predicción. Obsérvese que el valor máximo del torque de apriete de las roscas VAM y de la BCN (Tabla 2), están por debajo de los valores de torque reales, obtenidos durante la perforación con DWL, considerando un factor de 85% de la propiedad mecánica de la conexión a la resistencia torsional.

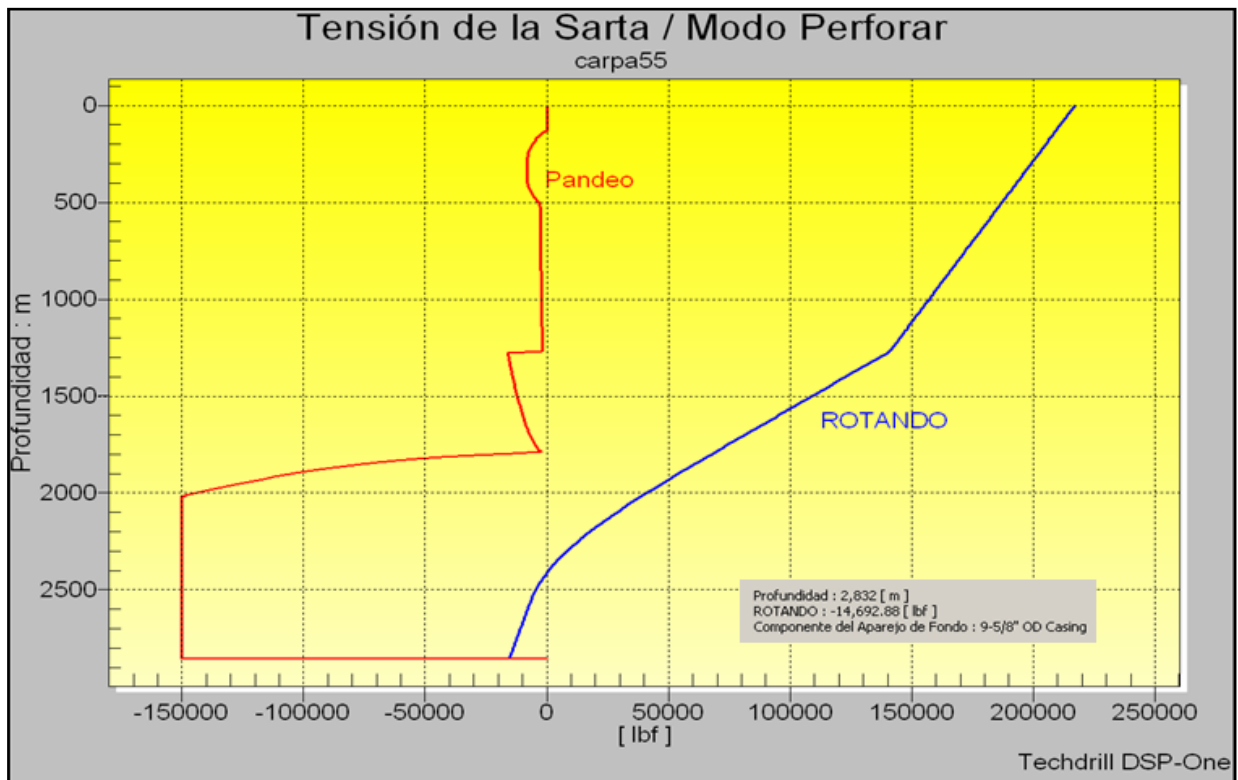


Figura 36: Tensión de sarta de Perforación con DWL

El peso máximo a aplicar sobre la zapata Drill Shoe III es de siete toneladas, acorde con las especificaciones del fabricante; durante la perforación el peso varió entre: cinco y siete toneladas sin que se presentara ningún contratiempo. En la gráfica de tensión se aprecia que el peso para que la sarta experimentara pandeo debió superar 25 toneladas. La rigidez que provee el liner de 9-5/8" de 53.5 L/P en agujero de 12-1/4", evita los riesgos de pandeo en la sarta con la técnica DWL.

FUERZAS LATERALES

El Carpa-55 se programó como pozo horizontal; no obstante los valores de tasa de construcción / severidades de pata de perro programadas; asociados con cargas o fuerzas laterales a las respectivas profundidades fueron los siguientes:

- En el intervalo: 150 – 510 m, se programó un "nudge"; es decir una separación de la vertical del pozo para distanciarse del conductor del pozo Carpa-3, y se programó construir con 1.5°/30 m desde 150 m hasta 400 m y luego verticalizar hasta alcanzar 0° a 540 m. El valor de fuerza lateral estimado fue de 1,476 lbf. Durante la ejecución la tasa de construcción alcanzó 1.61°/30 m y la fuerza lateral de 1,751 lbf; en consecuencia la fuerza lateral experimentó un incremento de 16%.

- La sección de verticalización y construcción de ángulo, del intervalo: 510 a 2856 md, se programó mantener la verticalidad del pozo hasta la profundidad de 1,791 m, para luego a tasa de construcción de 2.94°/30 m perforar hasta alcanzar los 75° a la profundidad de 2,856 md.

Los valores de fuerza lateral se estimaron entre: 1,080 – 1,416 lbf. Durante la ejecución se alcanzó un ángulo máximo de 4.19° y valores de fuerza laterales entre: 1,371 – 1,566 lbf; en consecuencia la fuerza lateral varió 21 y 10% respectivamente.

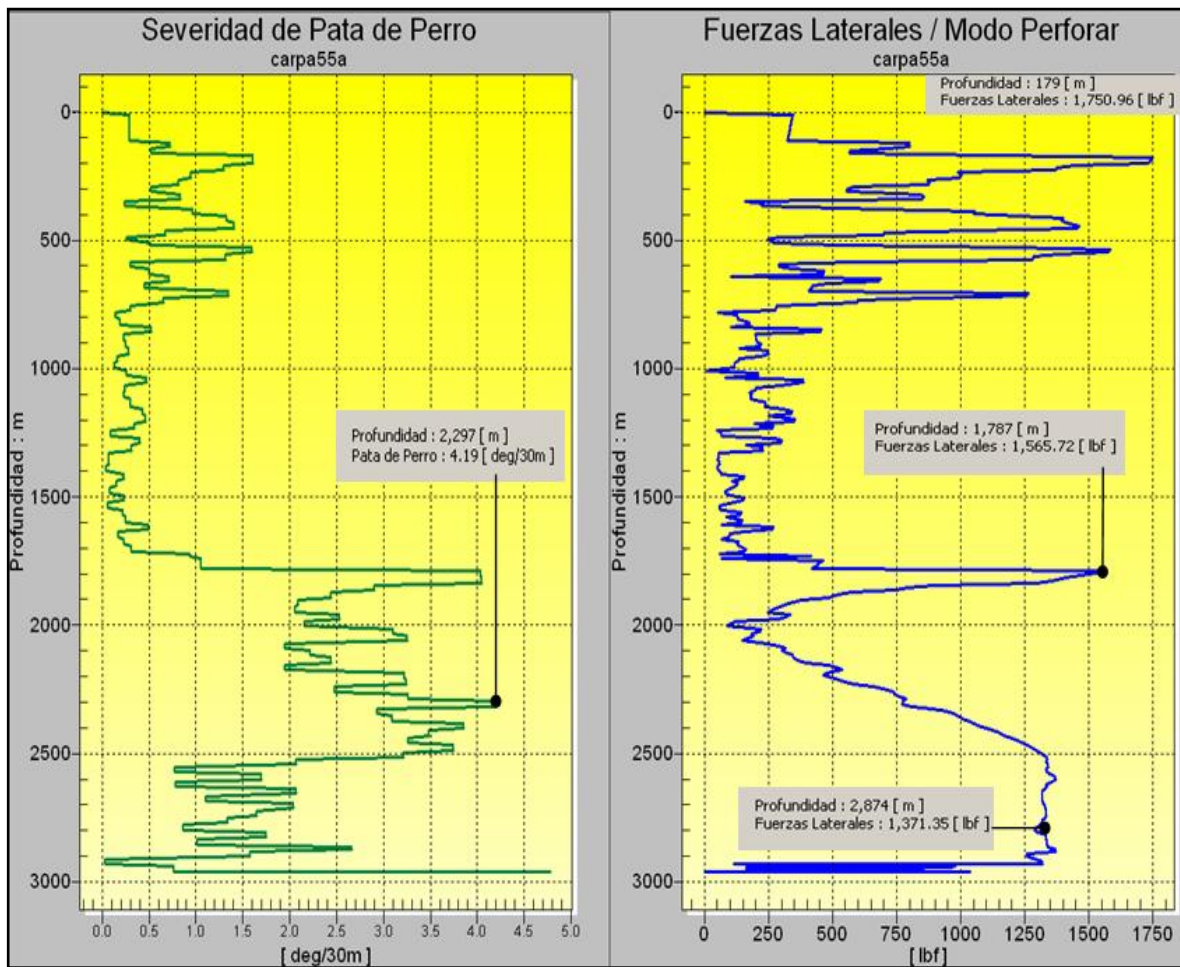


Figura 37: Fuerzas Laterales experimentadas durante la perforación con DWL

ACTIVACIÓN DE LA ZAPATA Y ANCLAJE DE COLGADOR

- Se armó la cabeza de cementación, se lanzó la canica de 1-3/4" para activación del colgador y de la zapata, presurizó con 2,750 psi, donde observó rotura de pines (abatimiento de presión) y anclaje del colgador de liner. Descargó peso del liner, verificando activación del colgador, liberó herramienta asentadora y aplicó 30 M libras de peso sobre el colgador.
- Se cementó liner acorde con programa de cementación y al terminó de la misma, se activó el empacador de boca de liner con 110 M libras SSP. Se levantó soldador desde 1,451 m a 1,167 m, circuló en inversa dos veces la capacidad y se sacó a superficie.

- Esperó fraguado, se armó y bajó la barrena tricónica de 12-1/4" limpiando cemento sin consistencia a 1,452 m, donde se detectó la boca de liner de 9-5/8". Efectuó prueba a la boca de liner con 2,000 psi. Sacó barrena de 12-1/4" a la superficie, y se armó y bajó barrena de 8-1/2" para reconocer interior del liner de 9-5/8". Se bajó a 1,471 m, observó libre, circuló pozo y se sacó sarta a superficie.

- Se armó y bajo fresa rimadora de 10.535" y rectificó interior del PBR del liner de 1,452 a 1,456 m. Sacó fresa a superficie; finalmente se bajó TBP, equipado con cople flotador de orificio y cementó complemento de 9-5/8" 53.5 L/P HYD-513 L80/P-110 a 1,456 m.

3.2.6.- ESTIMACIÓN DEL MARGEN PARA JALAR (MPJ)

Los cálculos de arrastre, fricción, peso de la sarta rotando en el fondo y margen para jalar acorde con la profundidad se presentan en forma gráfica.

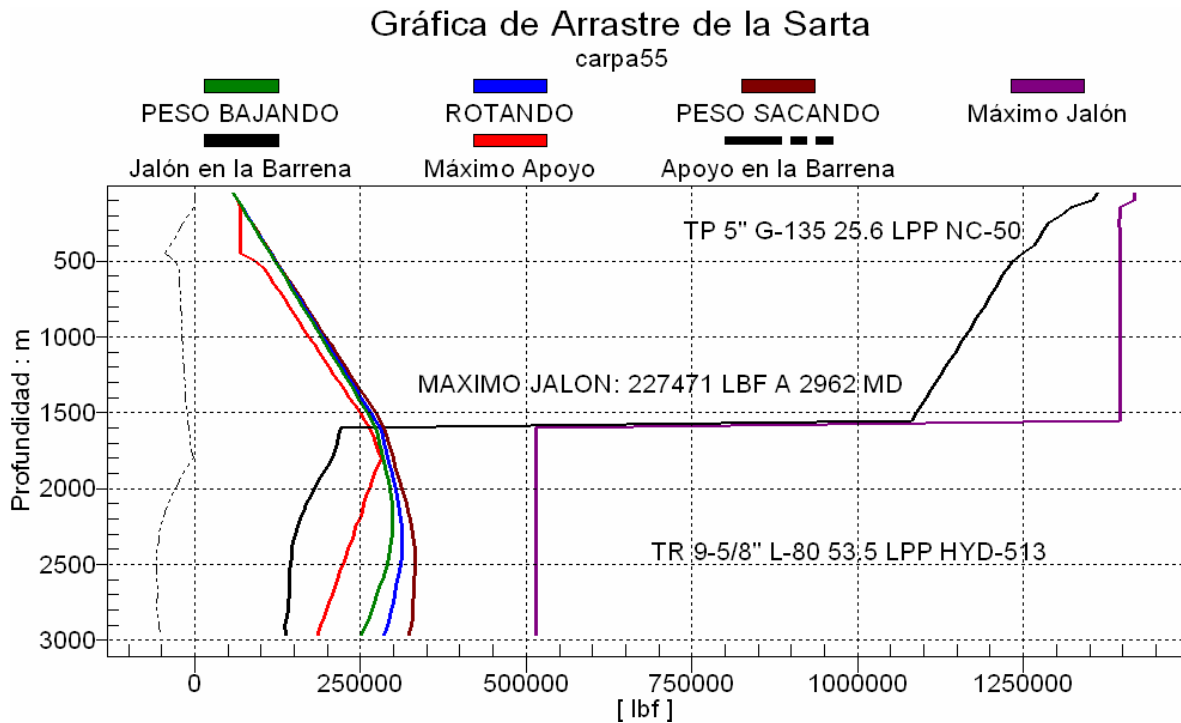


Figura 38: Margen para Jalar, DWL

En las operaciones de perforación previamente descritas, no se presentó ningún atrapamiento de sarta; no obstante los cálculos por ingeniería de diseño, se elaboran.

3.2.7.- HIDRÁULICA Y DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (ECD)

Siguiendo con nuestro proceso metodológico, las simulaciones de la hidráulica se realizaron con el empleo del software técnico *hydraulics* de la plataforma *DSP-ONE*. En la figura 39, se observa que el gasto máximo a utilizar en el fondo del pozo a 2,856 md se estimó en 550 GPM; con una presión de trabajo estimada en 1,202 psi.

La velocidad de limpieza mínima en el espacio anular de TP de 5" e interior de TR de 13-3/8" se estimó en 103 pies/min y la máxima en el anular de 12-1/4" y TR de 9-5/8" en 235 pies/min.

Durante la ejecución a la profundidad de 2,962 md (profundidad de la cima de El Abra) se alcanzó Presión de trabajo máxima de 1,250 psi a un gasto de 480 GPM; en ambos casos el número de toberas fue 7 de 14/32" y las velocidades de flujo mostraron valores similares a las estimadas.

Cabe destacar que con el gasto empleado, debido a la poca holgura entre el liner y el agujero perforado, las altas velocidades de flujo en el espacio anular garantizan la limpieza del agujero. Por otra parte, debido a que se perforó con liner de 9-5/8" con diámetro interno de 8.535", el valor de la densidad equivalente del fluido en el fondo sólo experimentó un incremento de 0.07 gr/cc; respecto a la densidad de fluido empleada de 1.32 gr/cc.

El factor de limpieza (FL) se determina de la ecuación

$$FL = 1 - \frac{VA}{VR} + 100$$

VR

Donde:

VA= Velocidad de descenso del recorte o partícula, m/min

VR= Velocidad de flujo en anular, m/min

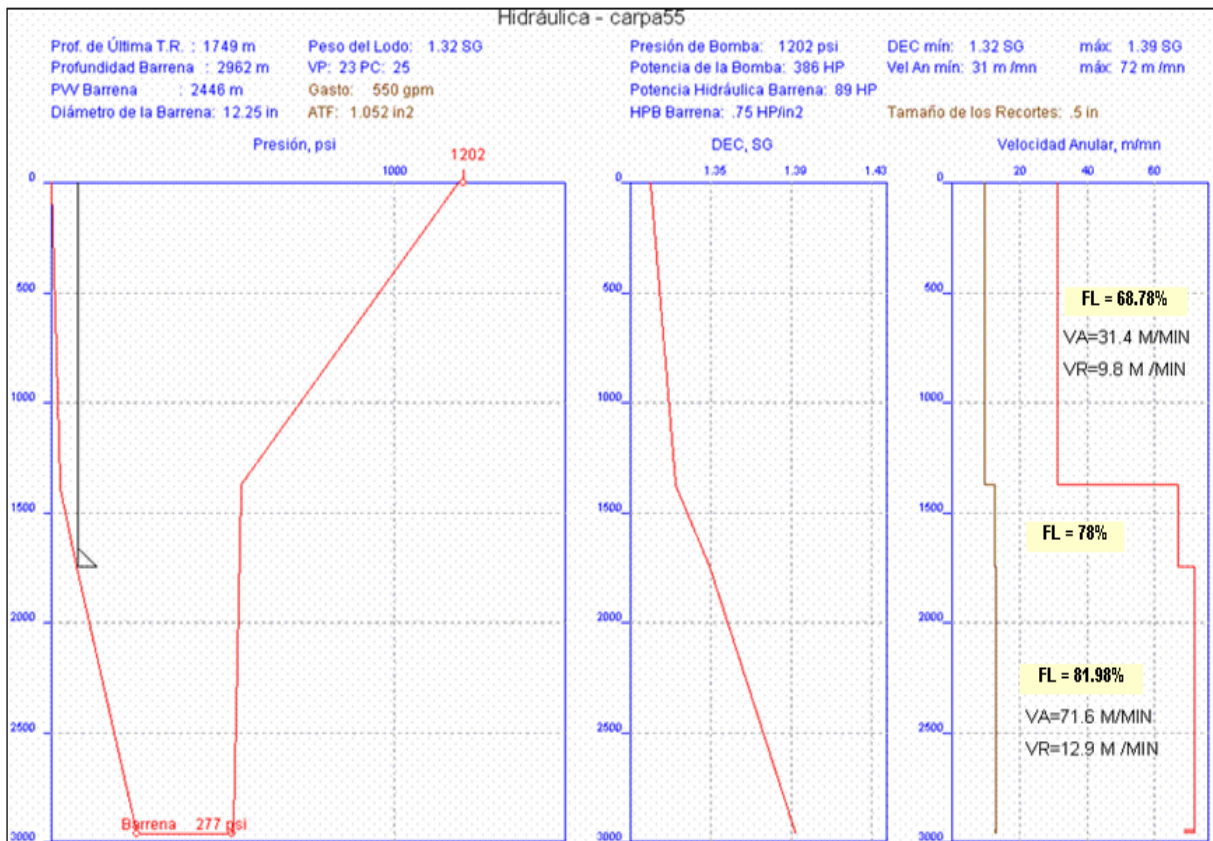


Figura 39: Estimación de Hidráulica DWL

3.2.8.- TRAYECTORIA DIRECCIONAL

Siguiendo nuestro proceso metodológico y como se citó en el capítulo 1 apoyándonos en el software y las consideraciones técnicas, la trayectoria direccional se planeó perforar hasta 2,856 md, con inclinación máxima de 75° , con la sarta convencional navegable lo cual se simuló con el apoyo del software técnico *compass* de la plataforma *Landmark*, y posteriormente a la profundidad señalada de 2,962 md, continuar con la técnica DWL en consideración al análisis de fuerzas de pandeo y gravitacionales de Jiazhi y Timoshenko⁽⁵⁾. Se observó que aunque se perfora sin monitorear en tiempo real el DWL, no se presentarían disminuciones de más de 2° de inclinación.

La etapa de 12-1/4" se perforó con el empleo de la herramienta rotatoria *power drive* hasta 2,881 md, alcanzando inclinación máxima de 75.90° ; luego se recuperó a

superficie la sarta navegable, posteriormente se bajó y perforó con empleo de la técnica DWL hasta 2,962 md alcanzando una inclinación de 74.40°; es decir, observando una variación de inclinación de 1.3°. En materia de dirección el azimuth de trabajo varió 1.56° (352.82° a 354.38°).

El diseño de la sarta de Perforación con técnica de DWL permitió perforar sin riesgo de pérdida de inclinación y dirección del pozo, acorde con lo programado.

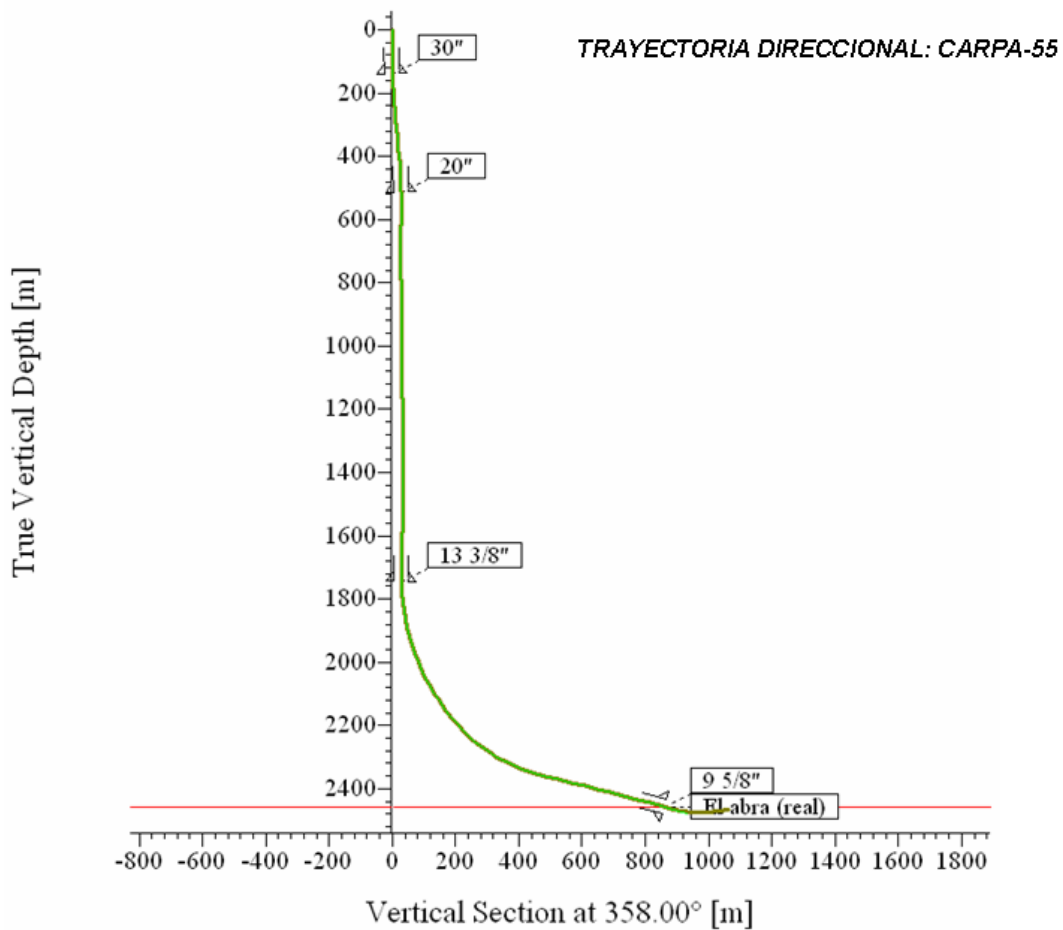


Figura 40: Trayectoria Direccional: Carpa-55

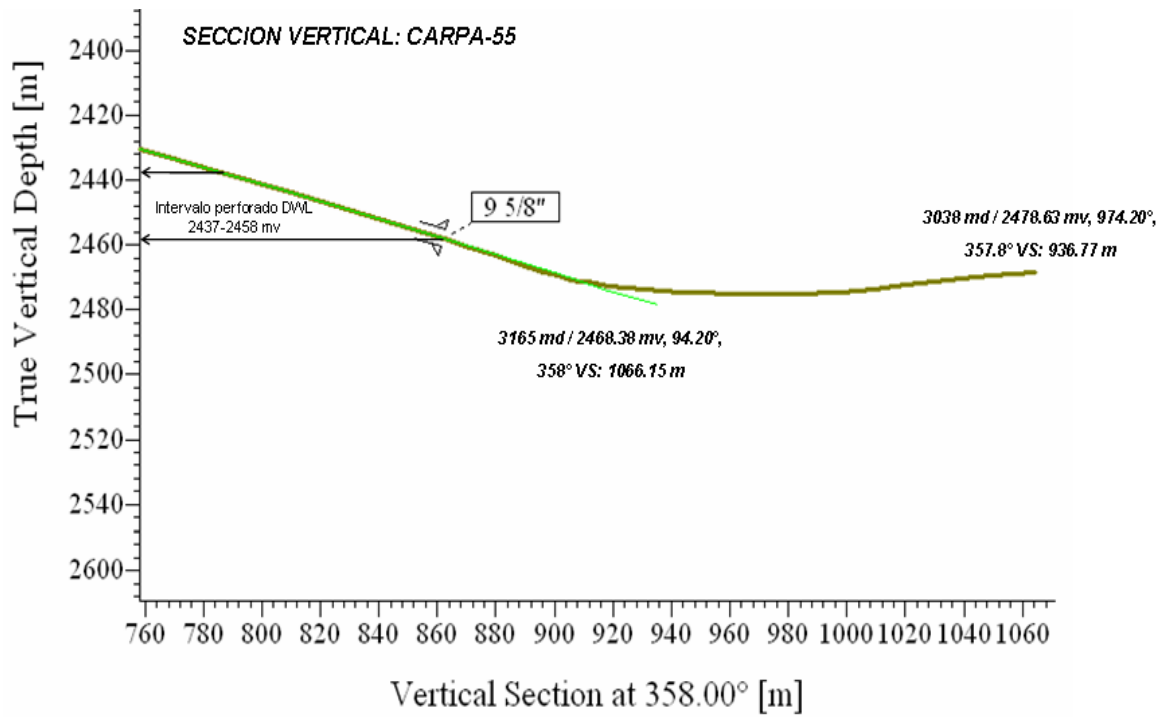


Figura 41: Sección Vertical: Carpa-55

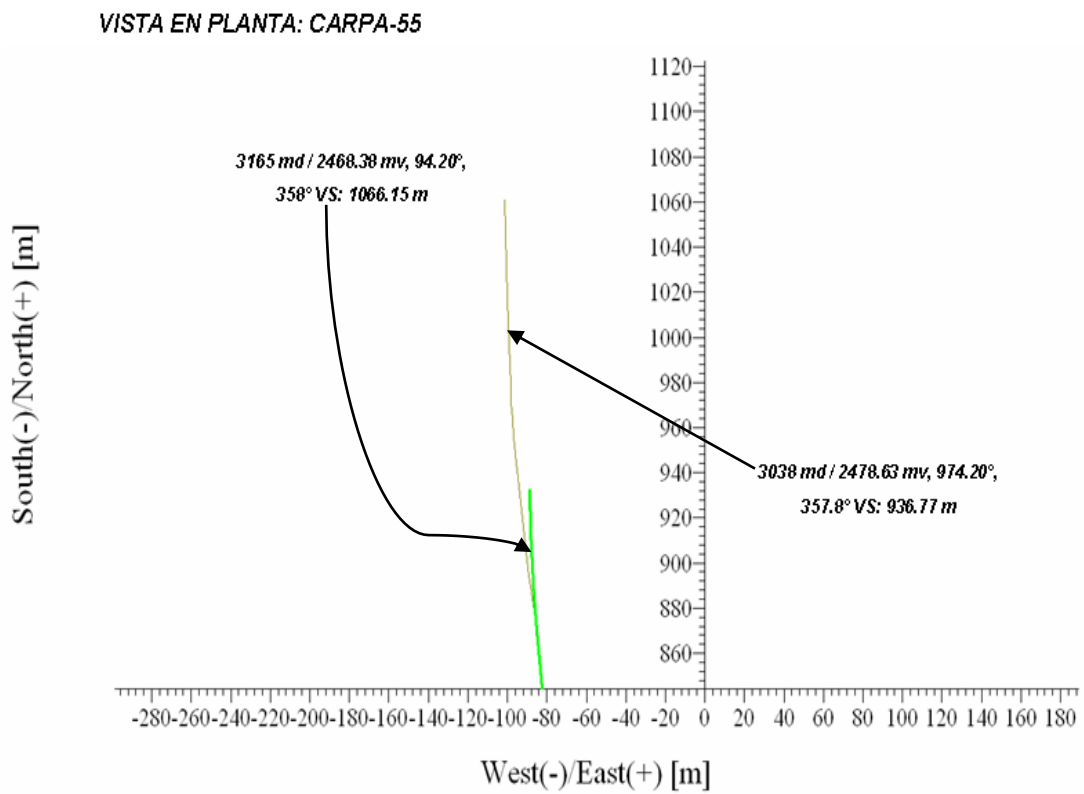


Figura 42: Vista en Planta: Carpa-55

3.2.9.- GEOPRESIONES

El cálculo de las Geopresiones se estimó con el apoyo del software técnico *Predict* de la plataforma Landmark.

Se perforó hasta la Formación El Abra con densidad máxima de 1.32 gr/cc, posteriormente los agujeros piloto y horizontal se perforaron con empleo de salmuera potásica de 1.06 gr/cc (acorde con lo programado). En la figura 43, se muestra el comportamiento típico de geopresiones de los campos Carpa y Bagre.

En este pozo se efectuó una prueba de producción con los siguientes resultados: con estrangulador de 3/8" y presión en TP de 610 psi se obtuvo un gasto de 1,437 BPPD. Una vez realizado el aforo, se taponó temporalmente en espera de infraestructura de producción.

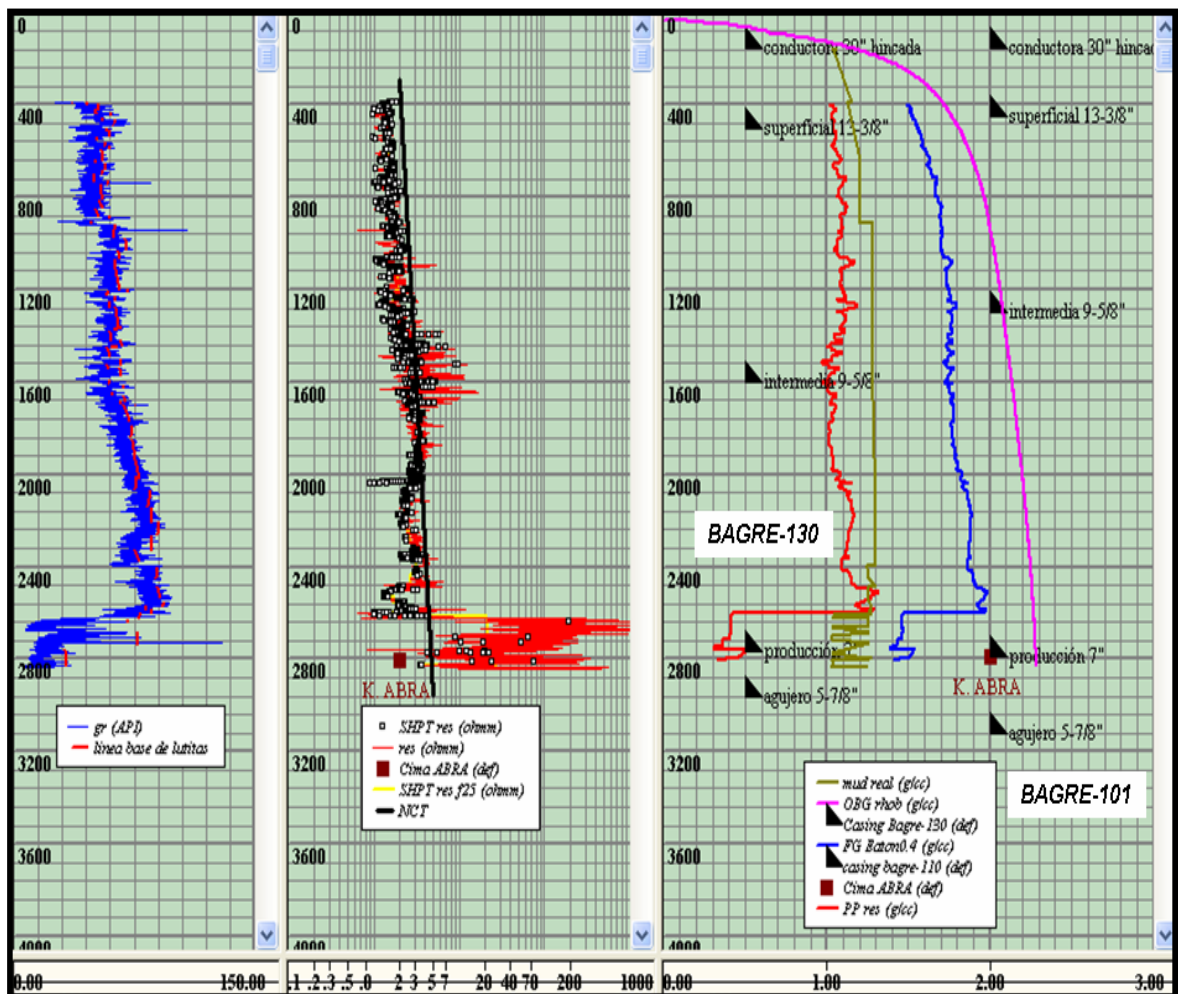


Figura 43: Geopresiones características de Campos Carpa y Bagre

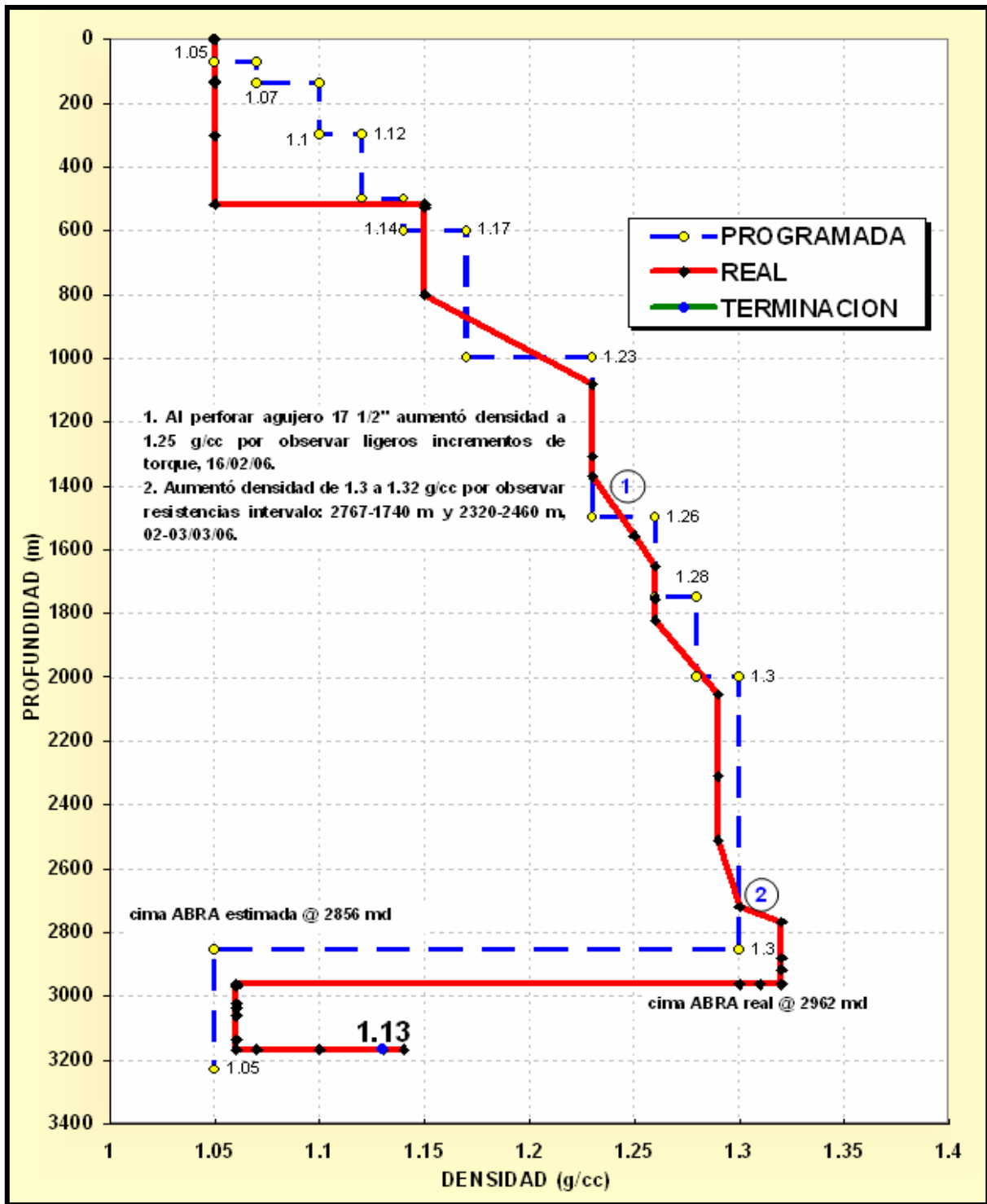


Figura 44: Densidad programada versus real Carpa-55

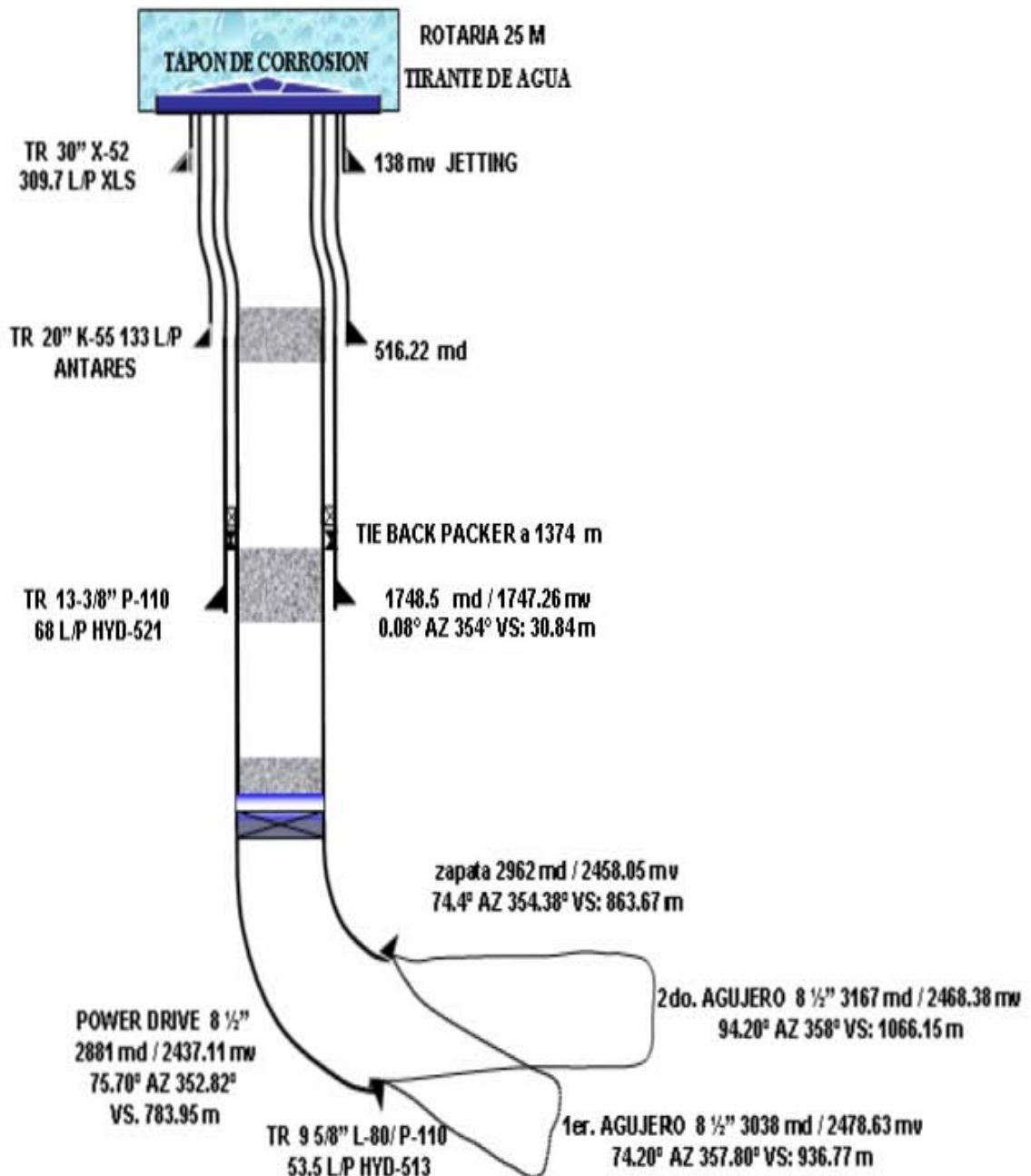


Figura 45: Diagrama mecánico final Carpa 55

CAPITULO IV OPTIMIZACIÓN DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON LINER (DWL)

Posterior a la aplicación de esta técnica en los pozos del Campo Carpa, se programó su empleo en los pozos de desarrollo de la Plataforma Bagre "C", los cuales también cuentan con objetivo la Formación El Abra, pero estructuralmente más abajo.

En la Plataforma de producción Bagre "C" se ubican seis pozos:

Bagre-101: vertical exploratorio, al cual se efectuó side track en mejor posición estructural.

Los pozos Bagre-110, Bagre-120, Bagre-130: se programaron como pozos de desarrollo horizontales en El Abra. En el pozo Bagre-120, se programó; pero no se empleó la técnica debido a que por geología se detectó la cima de El Abra, durante la perforación de etapa de 8-1/2" con sarta rotatoria.

Estos primeros cuatro pozos presentan desplazamientos (sección vertical) promedio de 323 m e inclinaciones de 70.28° a nivel de la cima de El Abra.

En los pozos Bagre-110, Bagre-130, Bagre-510 y Bagre-210 se empleó la técnica DWL. El diseño consideró liner de 7" para su aplicación y la perforación de agujero de producción de 5-7/8".

Los pozos Bagre 510 y 210 son pozos de alcance extendido (secciones verticales de +/- promedio de 2,191 m), donde se empleó la técnica DWL para garantizar el alcanzar los objetivos programados.

4.1.- APLICACIONES EN EL CAMPO BAGRE: GEOMETRÍA OPTIMIZADA

El diseño de los pozos Carpa fue de 30" x 20" x 13-3/8" x 9-5/8" y agujero descubierto de 8-1/2". El primer pozo de la plataforma Bagre (Bagre 101) se perforó con geometría de: 30" x 20" x 10-3/4" x 7-5/8" x 5-1/2" y agujero descubierto de 4-1/8". Estos pozos se perforaron con plataformas semisumergibles, razón por la cual se emplearon cabezales

submarinos que contemplan tuberías conductoras de 30" y 20"; posteriormente con la instalación de la plataforma de producción Bagre "C", la perforación se llevó a cabo con equipo auto elevable (Jack Up), y la aplicación de la técnica de perforación con liner permitió optimizar el diseño de la perforación de los pozos de desarrollo de este campo.

Al presente, la plataforma de producción Carpa "B", para los pozos Carpa, recién se ha instalado, para la recuperación de los pozos ya perforados y continuar con los de desarrollo.

PROGRAMA DE ACTIVIDADES PARA BAGRE-110 / BAGRE-130

Debido a que en ambos pozos señalados se diseñaron con geometrías muy similares: 30" x 13-3/8" x 9-5/8" x 7" x agujero descubierto de 5-7/8"; la descripción de sus actividades se presenta en forma general para ambos pozos.

La TR conductora de 30" se hincó al momento de instalarse la plataforma de producción; pero no se empleó tubería conductora de 20" y en su lugar se utilizó la de 13-3/8". El liner de producción y su complemento es de 7", en lugar de 9-5/8" y el agujero de producción de 5-7/8" en lugar de 8-1/2", con lo que se pasa de un diseño robusto a un diseño reducido optimizado.

La descripción de las actividades programadas y ejecutadas se menciona a partir de la etapa de perforación donde se emplea la técnica de perforación con DWL (8-1/2").

PROGRAMA (BASADO EN BAGRE-110)⁽¹⁶⁾

1.- Armar y bajar barrena tricónica 8 1/2", verificar P.I. circular y probar TR de 9-5/8", rebajar cemento y accesorios hasta 5 metros arriba de la zapata y probar TR. Sacar barrena tricónica a superficie.

2.- Armar y bajar barrena 8 1/2" con sarta navegable: herramienta rotatoria (tipo power drive), MWD perforar zapata y continuar perforando hasta +/- 2,680 md (2,591 mv) con inclinación máxima de 69.60°, azimut de 347.09° y sección vertical de 201.2 m.

Nota: con la sarta navegable de 8-1/2" se perfora entre cinco y diez metros verticales arriba de la cima del Abra; para posteriormente perforar con DWL. Circular pozo en el fondo hasta retornos limpios. Realizar viaje corto a la zapata, observar pozo, meter barrena a fondo (2,680 md) para acondicionar agujero, circular y levantar barrena a superficie.

3.- Realizar viaje de reconocimiento con sarta estabilizada, simulando la técnica DWL. Monitorear parámetros.

4.- Armar barrena de 8-1/2" tipo Drill Shoe III + liner de 7", P-110, 29 L/P, HYD-513 (+/- 1,593 m) + conjunto colgador –soltador con empacador de boca de liner con TP de 5" hasta P.I. y continuar perforando direccionalmente hasta detectar la cima de El Abra a +/- 2,693 md/ 2,596 mv).

Nota: verificar y monitorear niveles de volúmenes en presas con la finalidad de observar posibles pérdidas de circulación durante la detección de la cima de El Abra.

5.- Circular pozo en el fondo hasta obtener retornos limpios y dejar fluido de perforación en condiciones para realizar cementación de liner. Efectuar preparativos para cementar liner de 7" P-110, 29 L/P, HYD-513. Probar líneas.

6.- Asentar colgador de liner, verificar que esté libre el soltador, presurizar y aperturar aletas de la zapata perforadora y cementar liner de 7", energizar empacador de boca de liner. Liberar soltador hidráulico, levantar hasta +/- 200 m arriba de boca de liner y circular en inversa hasta obtener retornos limpios.

7.- Recuperar soltador hidráulico a superficie. Esperar fraguado. Armar y bajar barrena de 8-1/2" y reconocer boca de liner de 7" a +/- 1,100 md. Probar hermeticidad de boca de liner. Sacar barrena a superficie.

8.- Armar y bajar molino cónico para conformar boca de liner (receptáculo pulido) a +/- 1,100 md. Sacar molino cónico a superficie. Recuperar buje de desgaste.

9.- Armar y bajar TIE BACK PACKER con TR de 7" L-80, 29 L/P, HYD-521 a boca de liner +/- 1100 md y probar con 1000 psi; cementar complemento de liner de 7" con una altura de cemento equivalente a 500 m.

EJECUCION (BASADO EN BAGRE-110)

1.- Se bajó barrena de 8 1/2", con power drive, LWD, PWD y MWD a la cima de cemento a 1,253 m, probó TR, rebajó cemento y accesorios a 1,294 m, probó TR y perforó a 1,491 m.

2.- Se bajó con barrena de 8 1/2", con power drive, LWD, PWD y MWD y perforó a 1,804 md / 1802 mv, circuló pozo limpiando agujero y levantó barrena a 1,320 m, luego se bajó al fondo perforado y con barrena 8 1/2", power drive, LWD, PWD y MWD perforó a 2,675 md, incrementando ángulo, y recuperando muestras para geología, circuló pozo. Levantó barrena a 2,200 m, bajó a fondo a 2,655 md. Circuló y sacó a superficie.

3.- Se armó e introdujo barrena PDC de 8 1/2" usada con sarta estabilizada a 1,720 m, conformando agujero en los intervalos: 1,436 - 1,464 y 1,607 - 1,635 m. Introdujo barrena con sarta estabilizada a 2,675 m, conformando en varias ocasiones intervalos: 1,863 – 1,892 y 2,034 – 2,062 m. Circuló con movimientos de sarta recíprocantes y levantó barrena a 1,300 m, luego metió a fondo.

Recuperó barrena a superficie e instaló tapones en la cabeza de cementar. Efectuó preparativos para perforar con técnica DWL, armando zapata perforadora de 7" x 8 1/2" DS III, con cople flotador y cople de retención, y tramos TR de 7" HYD-513, 29 L/P, TAC- 40 y TAC-110, a 476 m.

4.- Se bajó sarta con liner de 7" y zapata perforadora de 7" x 8 1/2" DS III a 1,340 m; detectando resistencia, instaló botella de circulación y trabajó con rotación y bombeo, venciendo la misma. Continuó bajando la zapata, con rotación y bombeo a 2,675 m. Perforó, circulando y recuperando muestras para geología a 2,810 m.

5.- Posteriormente se efectuó ajuste e instaló cabeza de cementar.

Nota: En el programa se contempló (paso 5) circular hasta obtener retornos limpios y dejar fluido en condiciones adecuadas para la cementación; no obstante, las altas

velocidades de flujo en el anular permitieron mantener el agujero limpio y el fluido se acondicionó progresivamente en los metros perforados controlados por parte de geología.

6.- Se soltó canica de 1 3/4" y presurizó TP, posteriormente ancló colgador a 1,236 m (B.L. 7"), accionó zapata de 7" x 8 1/2" y se verificó circulación, se comprobó carga con 70 toneladas. Posteriormente se instaló conexiones a la cabeza de cementar y cementó liner de 7" a 2,808 m, con 37 toneladas de cemento, lechada de 1.90 g/cc y desplazando con 253 bls de fluido de emulsión inversa de 1.27 gr/cc. Presión final 2,800 psi donde se observó asentamiento de tapón, verificó funcionamiento de equipo de flotación satisfactoriamente.

Ancló empacador de boca de liner de 7" x 9 5/8" a 1,231 m, donde verificó anclaje con 70,000 lbs de carga.

7.- Posteriormente levantó el soltador a 956 m y circuló en inversa, observando salida de bache, se eliminó la botella de circulación y levantó el soltador a 800 m.

8.- Se armó y bajó barrena de 8 1/2", se detectó cima de cemento a 1,089 m, rebajó mismo a 1,236 m donde encontró B.L., circuló pozo y sacó la barrena a superficie.

Se armó y bajó barrena de 5 7/8" a 1,252 m y levantó extremo a 1,235 m, circuló, observó retorno de cemento y realizó prueba a B.L. de 7" a 1,235 m, satisfactoriamente. Se levantó barrena a superficie y armó rima fresadora y bajó a 1,236 m, donde trabajó rima conformando de interior de boca de liner (C-2). Se circuló pozo y levanta rima a 948 m.

9.- Terminó de levantar rima a la superficie y se recuperó el buje de desgaste. Se armó Tie Back Packer con la TR 7" y metió a 1,230 m donde verificó peso hacia arriba con 120,000 lbs y hacia abajo con 112,000 lbs, peso con sarta estática 115,000 lbs. Empacó unidad de sellos en el receptáculo pulido, y levantó tie back a +/-1,235 m, donde instaló la cabeza de cementar. Realizó cementación, verificó equipo de flotación,

bajó tie back insertando ensamble de sellos en el PBR y eliminó líneas y cabeza de cementar.

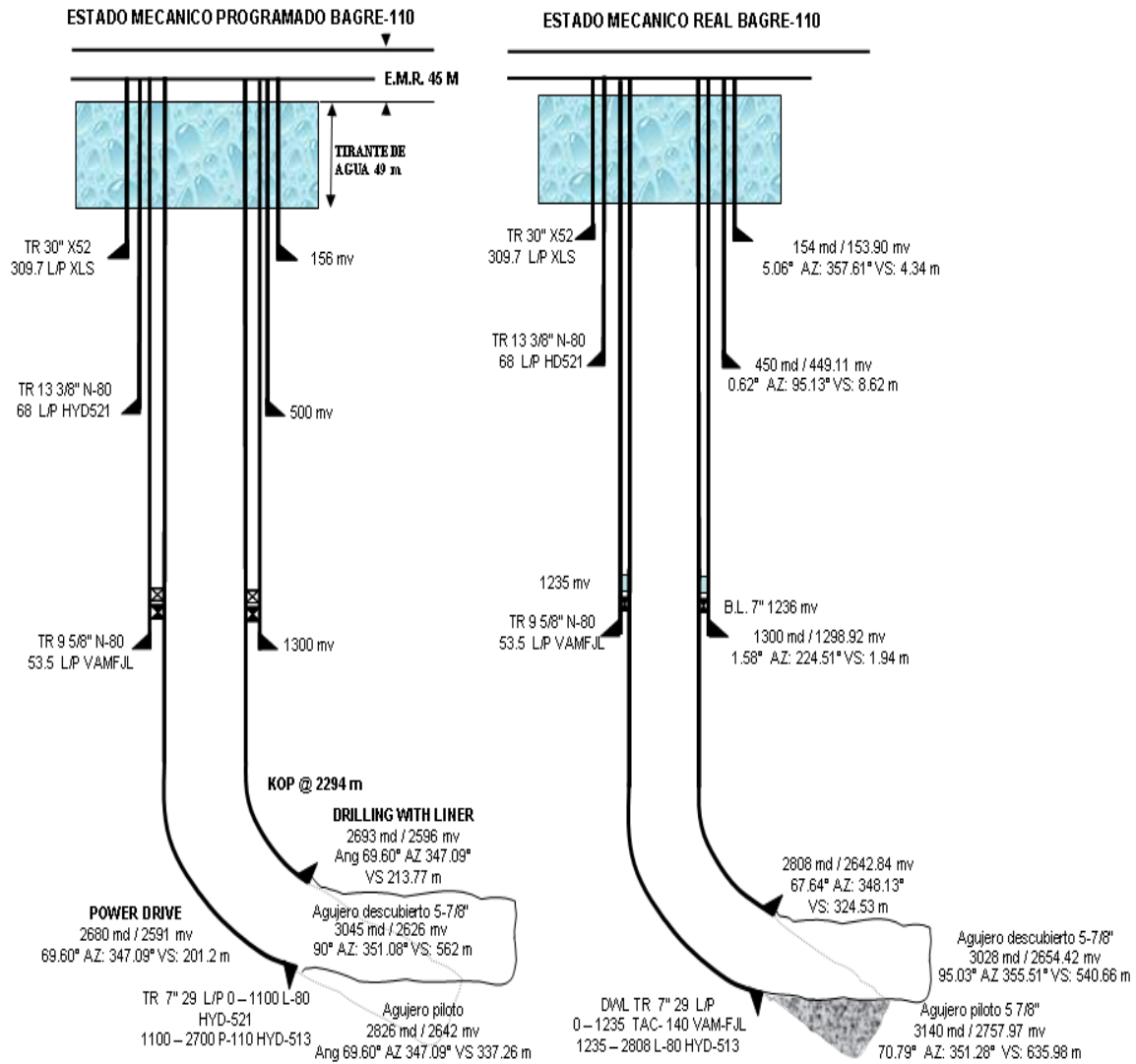


Figura 46: Estados mecánicos Bagre-110

4.2.- APLICACIONES EN EL CAMPO BAGRE: POZOS DE LARGO ALCANCE

Debido a que ambos pozos (Bagre 510 y Bagre 210) se diseñaron con geometrías similares, esta descripción de actividades se presenta en forma general basada en el pozo Bagre-210.

La geometría de estos pozos se consideró de: 20" x 16" x 13-3/8" x 11-7/8" x 9-5/8" x 7" con agujero descubierta de 5-7/8"; esta geometría obedece a que estos pozos presentan objetivos direccionales hacia nuevas estructuras; y sus desplazamientos promedio alcanzan 2,191 m con inclinaciones de 74.54° a la cima de El Abra, razón por la cual se programan seis tuberías de revestimiento o liners para garantizar el alcanzar los mismos.

Cabe destacar, que la TR conductora de 30" no se hincó en el momento de instalarse la plataforma de producción para los pozos Bagre-510 y 210; no obstante se reemplazó con TR de 20" y en lugar de ésta se ocupó liner de 16", debido a limitaciones para emplear 30" por dimensión en plataforma de producción.

PROGRAMA (BASADO EN BAGRE-210) ⁽¹⁶⁾

- 1.- Armar y bajar barrena de 8-1/2" con sarta navegable: POWER DRIVE, MWD y LWD/PWD a P.I., perforar hasta la profundidad de 3,947 md / 2,652 mv manteniendo inclinación de 72° y azimut de 10° con SV de: 2,083m.
- 2.- Circular pozo en el fondo hasta retornos limpios. Realizar viaje corto a la zapata, observar pozo, meter barrena a fondo (3,947 md) para acondicionar agujero, circular y levantar barrena a superficie.
- 3.- Armar y bajar barrena de 8-1/2" con sarta estabilizada (simulando estabilización de técnica DWL) y reconocer agujero direccional desde 3,100 mv hasta la profundidad alcanzada por la sarta navegable (power drive) de 3,947 md; circular en el fondo hasta retornos limpios.

Nota: acorde con el comportamiento de perforación del pozo se evaluará realizar este viaje o bajar con técnica DWL posterior a perforar a 3,947 md.

4.- Armar barrena de 8-1/2" tipo Drill Shoe + liner de 7" P-110, 29 L/P, HYD-513 (+/- 1,079 m, 200 metros de traslape) + conjunto colgador con empacador de boca de liner con TP de 5" hasta P.I. (+/- 3,947 md/ 2,652 mv) y continuar perforando direccionalmente hasta 3,980 md / 2,662 mv manteniendo inclinación de 72° y azimut de 10°, SV de: 2,114 m.

5.- Circular pozo en el fondo hasta retornos limpios y dejar fluido de perforación en condiciones para realizar cementación de liner.

6.- Realizar preparativos para cementar el liner. Asentar colgador. Cementar liner de 7" P-110, 29 L/P, HYD-513.

7.- Energizar empacador de boca de liner. Liberar soldador hidráulico, levantar hasta +/- 200 m arriba de boca de liner y circular en inversa hasta retornos limpios. Nota: dependiendo del comportamiento del pozo y de la activación del empacador de boca, se circulará en inversa +/- 10 metros arriba de boca de liner (al sacar el soldador hidráulico).

8.- Sacar soldador hidráulico a superficie. Esperar fraguado.

9.- Armar y bajar barrena de 8 1/2" y reconocer boca de liner de 7" a +/- 2,900 md. Probar hermeticidad. Sacar barrena a superficie.

10.- Armar y bajar barrena tricónica 5-7/8" verificar P.I. circular y probar TR de 7" con 2,000 psi, rebajar cemento y accesorios hasta cinco metros arriba de la zapata y probar TR por segunda vez. Sacar barrena tricónica a superficie.

EJECUCION (BASADO EN BAGRE-210)

1.-Se bajó barrena de 8 1/2" con sarta navegable e instaló reductores de fricción a 3,062 m, donde circuló y probó la TR de 9 5/8", se rebajó el cople flotador, encontró cemento a 3,090 m y probó TR. Se rebajó a 3,100 m y perforó a 3,190 m.

2.- Posteriormente con barrena PDC de 8 1/2" y sarta navegable, perforó a 3,519 m, instalando reductores de fricción.

3.- Con barrena PDC 8 1/2" y sarta navegable a 3,519 m, se circuló y realizó viaje corto de 3,519 a 3,064 y 3,519 m. continuó perforando a 3,947 m, donde circuló, posteriormente sacó barrena PDC a superficie.

4.- Se armó zapata perforadora tipo DS III de 7" x 8 1/2" con Liner 7", 29 L/P, P-110, HYD-513 y metió a 1,178 m. Se instaló colgador hidráulico rotatorio con empacador de 7" x 9 5/8" de 29 L/P, HYD-513 e introdujo a velocidad controlada la zapata con el liner de 7" a 3,096 m, donde observó resistencia. Continúo introduciendo liner, aplicando rotación y bombeo por observar fricción entre: 1 a 5 toneladas a 3,947 m.

5.- Con zapata perforadora, Liner de 7" y colgador rotatorio, perforó y circuló alternadamente a 4,123 m, observando pérdida parcial. Circuló pozo a bajo gasto agregando CaCO_3 y diesel para disminuir la densidad a 1.25 gr/cc.

6.- Llenó el pozo con agua de mar por pérdida total de fluido de control de emulsión inversa (nivel a 500 m). luego instaló cabeza de cementar y lanzó la canica y ancló colgador, desplazó aletas de la zapata perforadora de 8 1/2" y verificó circulación.

7.- Generó cuatro m^3 de obturante de carbonato de calcio (CaCO_3) y lo colocó de 4,123 a 3,784 m, luego instaló CSC y cementó el liner de 7" a 4,123 m. Realizó la cementación, observando circulación parcial en superficie. Seguidamente activó el empacador de boca de liner de 7" x 9 5/8" y probó boca de Liner a 2,933 m, se levantó el soldador a 2,653 m, circuló, y recuperó soldador a superficie.

8.- Se metió barrena tricónica de 8 1/2" y sarta convencional, a boca de liner de 7" a 2,933 m, se circuló y probó satisfactoriamente y sacó barrena a superficie.

Cabe destacar, que en los pozos Bagre-130, Bagre- 510 y 210 no se realizó el viaje con sarta estabilizada, previo a la introducción y perforación con la técnica DWL, debido a que se repasaba el agujero direccional prácticamente completo por el cambio de sarta de lisa a estabilizada y posteriormente con técnica DWL similarmente se repasaron algunos intervalos para llegar al fondo. Se decidió meter el liner DWL después de perforar con la sarta rotatoria y con esto se obtuvo un ahorro de 48 horas.

CAPITULO V RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1.- APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN CON LINER EN POZOS DE CAMPOS CARPA Y BAGRE

En la Tabla 5, se presenta un resumen de la aplicación de la Técnica de Perforación con Liner en pozos marinos de la Región Norte, en donde se muestra el desempeño alcanzado con esta técnica y que al presente alcanzan valores en metros perforados de:

- Para liner de 9-5/8” con zapata perforadora de 12-1/4”, se ha perforado 97 m en 51.37 horas para un ritmo de 1.88 m/hr, en dos pozos.
- Para liner de 7” con zapata perforadora de 8-1/2”, se ha perforado 533.7 m en 136.93 horas para un ritmo de 3.89 m/hr.

Se destaca que el empleo de la técnica con Liner de 7” se realizó en cuatro pozos direccionales alcanzando inclinaciones promedio de 72.41° y donde se ha obtenido, con esta técnica, la inclinación mundial máxima de 76.43° en el pozo Bagre-210.

POZO	TIPO DE POZO	INTERVALO PERFORADO (MD)		LINER/ CONEXIÓN	METROS PERFORADOS	TIEMPO (HR)	ROP (M/HR)	VERTICAL SECCION (M)	INCLINACION (°)
CARPA-3	VERTICAL	2380	2396	9-5/8" P-110 53.5 L/P HYD-513	16	16	1.00	3.04	0.67
CARPA-55	HORIZONTAL	2881	2962	9-5/8" L-80 53.5 L/P HYD-513	81	35.37	2.29	863.67	74.4
BAGRE-110	HORIZONTAL	2675	2810	7" L-80 29 L/P HYD-513	135	25.35	5.33	326.37	67.72
BAGRE 130	HORIZONTAL	2685	2783	7" P-110 29 L/P HYD-513	98	36.98	2.65	318.96	72.84
BAGRE-510	HORIZONTAL	3755	3880	7" P-110 29 L/P HYD-513	125	28	4.46	2101.36	72.65
BAGRE-210	HORIZONTAL	3947	4122.7	7" P-110 29 L/P HYD-513	175.7	46.6	3.77	2279.87	76.43

Tabla 5.- Resumen de la aplicación de la técnica DWL en Campos: Carpa - Bagre

En los dos pozos perforados en el Campo Carpa, no se observaron pérdidas de circulación en la cima de la Formación Cretácico El Abra, en ambos casos El Abra se detectó sólo con el análisis de la muestras de canal. Estos pozos fueron aforados durante la etapa de terminación y ninguno mostró problemas asociados a derrumbes o cierre de agujero.

De los cuatro pozos perforados en la Plataforma Bagre, solo el Bagre-210 presentó pérdidas de circulación. En este pozo se perforó con metros controlados y densidad de fluido de control de 1.32 gr/cc hasta la profundidad de 4,113 md (2,705.55 mv), se circuló tiempo de atraso para tomar muestras de geología, observando: 70% de lutita y 30% de marga. Se perforó a 4,122 md, circuló pozo y recuperó muestra, con: 30% de lutita, 40% de marga y 30% de mudstone blanco, suave y semicomacto. Continuó perforando hasta 4,122.7 mv (2,707.84 mv), donde observó pérdida parcial de fluido de 500 litros / min, circuló pozo a bajo gasto agregando carbonato de calcio (CaCO_3) con concentración de 35 kg/m³ y diesel, para disminuir densidad a 1.25 gr/cc, observando pérdida parcial de fluido de 300 litros / min. Llenó el espacio anular con agua de mar con 16.5 m³ (por pérdida total de fluido), detectando el nivel a 500 m. Cuantificó pérdida total de circulación del fluido base aceite, con un total de 217 m³. Instaló cabeza de cementar y procedió a cementar el liner de 7" a 4,121 md sin problemas.

Es importante señalar, que el hecho de contar con el liner en el fondo durante la perforación permitió la operación de cementación del mismo (**esto representa una de las grandes ventajas que ofrece el empleo de la técnica de perforación con liner**), se controló el pozo y parcialmente la pérdida, sin tener que recuperar la sarta de perforación y bajar el Liner con los riesgos consecuentes involucrados en una perforación convencional.

En la Tabla 6, se presenta un resumen de la desviación entre lo programado y lo real en la detección de la cima del Abra en metros verticales y desarrollados. En los pozos de la Plataforma Carpa, se observan diferencias mínimas de 7 mv en el vertical y 27 mv en el pozo direccional de 74.4° (Carpa-55), en esta Plataforma.

En el caso de la Plataforma Bagre se perforaron los seis pozos previstos; en el primer pozo, Bagre-101 (que no figura en la tabla 6) se perforó sin empleo de la técnica DWL y en el side track, la cima de El Abra se localizó 41 mv por debajo de la profundidad programada (2,633 vs 2,592 mv); en el segundo de los pozos Bagre-110, la diferencia fue de 46 mv más abajo. En el caso del pozo Bagre-120 (se programó técnica DWL) la cima de El Abra se detectó más arriba, durante la perforación con la sarta navegable de 8-1/2", a 2,622 mv (2,711 md) comparado con la programada de 2,626 mv (2,722 md); es decir 4 mv / 11 md; razón por la cual al no observar pérdida de circulación se bajó y cemento TR de 7" corrida. En el cuarto Pozo Bagre-130 la cima de El Abra se detectó con una diferencia de 0.89 mv / 3 md. Estos primeros pozos se perforaron con desplazamientos promedios de 305 metros e inclinaciones promedio de 69.41° (68°, 67.72°, 69.06° y 72.84° respectivamente) y como se observa en los últimos pozos el nivel de incertidumbre se redujo a la profundidad de la Formación El Abra.

En el caso de los pozos Bagre-510 y 210 de largo alcance con desplazamientos promedios de 2,190 m e inclinaciones de 74.54° la diferencia en la detección del Abra fue de 29.63 md y 45.84 mv más abajo respecto a lo programado; respectivamente. Estos dos últimos pozos fueron perforados desde la plataforma de producción Bagre; pero con objetivos exploratorios hacia nuevas estructuras.

POZO	TIPO DE POZO	CIMA PROGRAMADA		CIMA REAL		DESVIACION	
		MV	MD	MV	MD	MV	MD
CARPA-3	VERTICAL	2403	2403	2396	2396	7	7
CARPA-55	HORIZONTAL	2431	2856	2458	2962	27	106
BAGRE-110	HORIZONTAL	2596	2687	2642	2805	46	118
BAGRE-130	HORIZONTAL	2601.69	2786	2601	2783	0.69	3
BAGRE-510	HORIZONTAL	2575	3793	2604.63	3879.1	29.63	86.1
BAGRE-210	HORIZONTAL	2662	3950.49	2707.84	4122.7	45.84	172.21

Tabla 6: Desviación en la Detección de Cima de Abra en pozos Campos: Carpa - Bagre

La Tabla 7 muestra la estimación de la vida útil de la rosca HYD-513, y un comparativo con el número de ciclos reales para los siguientes pozos perforados en el campo Bagre. Cabe mencionar que la estimación consideró un factor de seguridad de 15%. En la misma Tabla se puede apreciar que los tres últimos pozos fueron diseñados con tasas de construcción de 6°/30 m; además, se seleccionó una tubería de altas propiedades mecánicas, P-110, en lugar de una L-80 como en el caso del Carpa 55 y Bagre 110, éste grado P-110, es debido a que con el grado L-80 no se cumplía con las especificaciones de diseño del Liner sometido a cargas de producción, en su papel de tubería de revestimiento, razón por la que al seleccionar la P-110, que si cumple, se nota un incremento en los factores de diseño desde el punto de vista de ciclos estimados. Es importante destacar que los pozos Bagres 510 y 210 son los que presentan secciones verticales superiores a 2,000 m, cuya alta longitud de construcción, obligó a mantener un diseño de tubería con el grado P-110 ya citado.

Observemos también que, una vez perforado el pozo Bagre110, la desviación entre el número de ciclos estimados en comparación con los reales fue de 6.4%, que si bien es cierto, que por un lado es muy cercano con respecto a lo simulado; por otro lado los próximos pozos a perforar en el mismo campo, en zonas de estructuras geológicamente complejas y de largo alcance, ameritaron un incremento en los factores de seguridad, razón adicional para incrementar el grado de L-80 a P-110, como parte de la reingeniería del proceso.

POZO	PROFUNDIDAD FINAL (MD)	PROFUNDIDAD FINAL (MV)	LINER - CONEXIÓN	Nº CICLOS ESTIMADOS (15% FACTOR DE SEGURIDAD)	Nº CICLOS REALES	DESVIACION (%)
CARPA-3	2.536	2.535.95	9-5/8" P-110 53.5 L/P HYD-513	-----	-----	-----
CARPA-55	3.230.79	2.437.29	9-5/8" L-80 53.5 L/P HYD-513	185.000	169.776	8.23
BAGRE-110	3.028	2.654.42	7" L-80 29 L/P HYD-513	130.000	121.680	6.4
BAGRE-130	3.021	2.628	7" P-110 29 L/P HYD-513	300.000	133.128	55.62
BAGRE-510	4.110	2.613.75	7" P-110 29 L/P HYD-513	300.000	92.400	69.2
BAGRE-210	4.180	2.722.67	7" P-110 29 L/P HYD-513	300.000	209.700	30.1

Tabla 7: Estimación de vida útil: Número de Ciclos

Los valores de torque alcanzados con la perforación de la técnica de DWL, no superaron el valor de la resistencia torsional de la herramienta soltadora de los colgadores empleados; es decir, 25,000 lbf-pie, en ninguno de los pozos.

En los pozos Carpa-55 y Bagre-110 con la técnica de DWL se repasó el agujero perforado con sarta navegable; en estos pozos previamente se había efectuado viaje de reconocimiento con sarta simulada, se decidió la eliminación del viaje con esta última debido a que al bajar con la técnica se repasaba – conformaba agujero con rotación y bombeo para alcanzar el fondo. Con esto se logró un ahorro de dos días promedio por eliminación del viaje sin afectar el número de ciclos de la conexión o la vida útil de otros componentes del ensamblaje.

Las figuras de seguimiento durante la perforación de la densidad de fluido necesaria para perforar las formaciones del Terciario hasta la cima del Cretácico Abra y la densidad empleada en la perforación del agujero de producción dentro del Cretácico reflejan el diferencial de presión existente entre ambas formaciones.

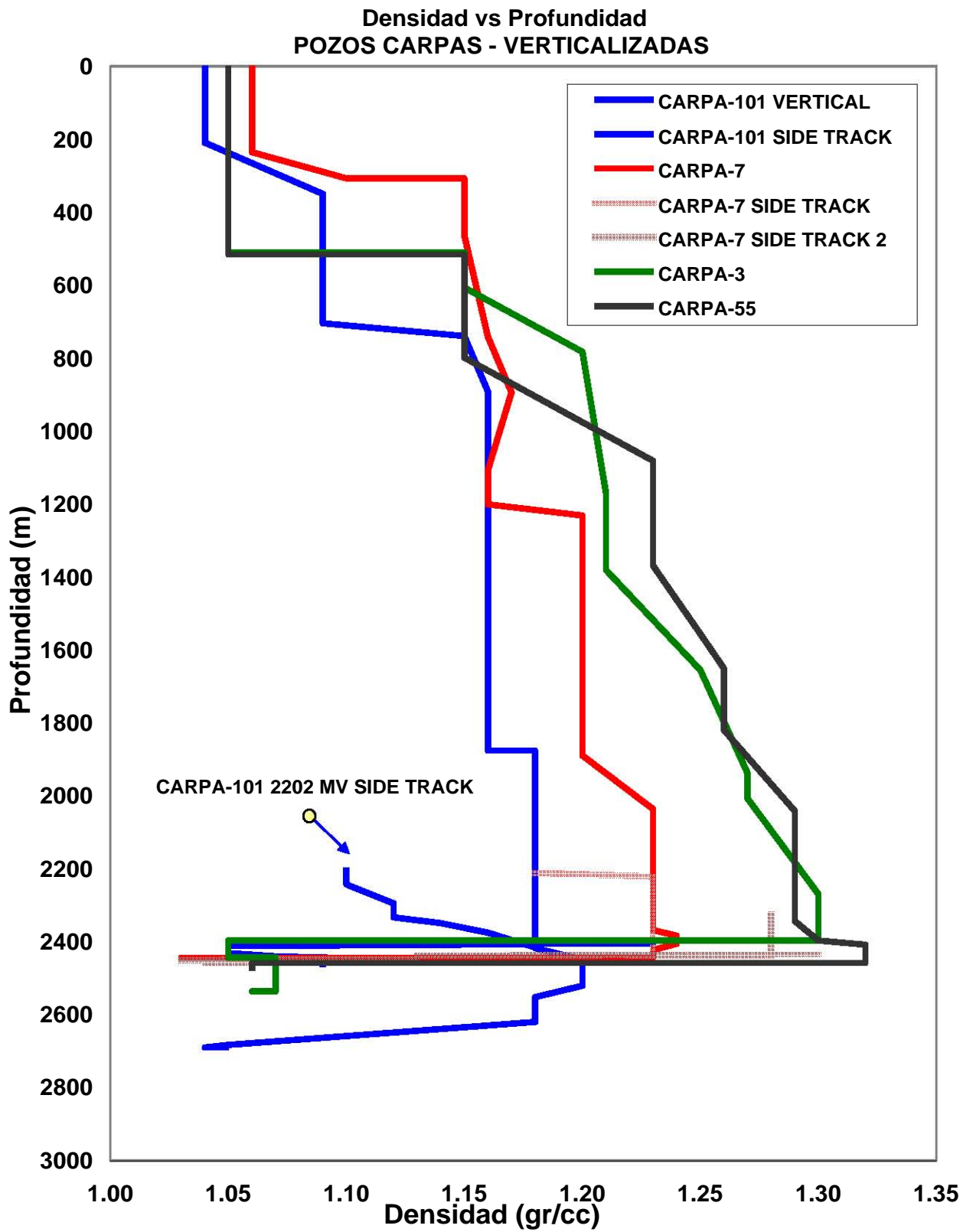


Figura 47: Densidad Vs profundidad para los pozos Campo Carpa, verticalizados

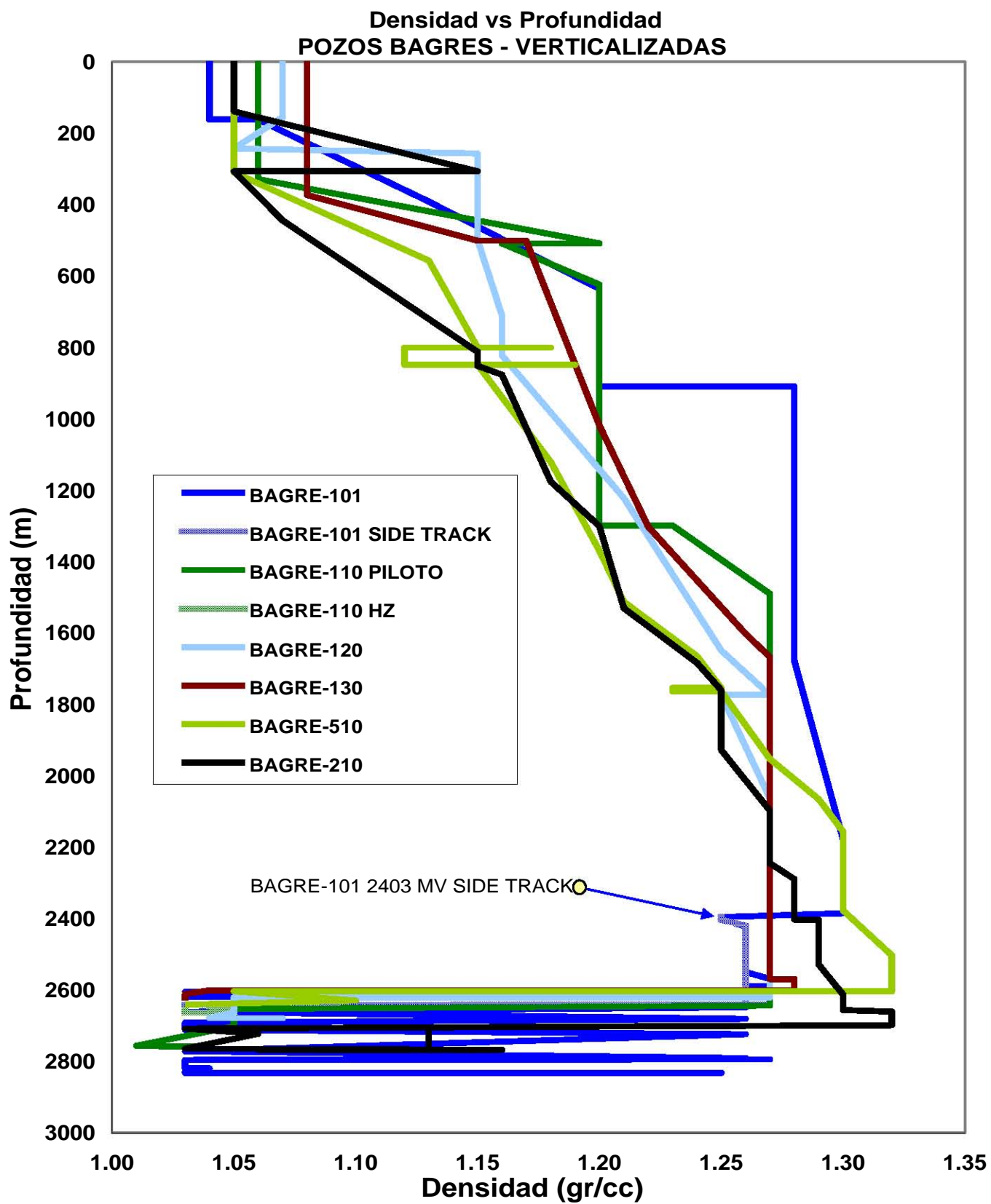


Figura 48: Densidad Vs profundidad para los pozos Campo Bagre, verticalizados

5.2.- ANÁLISIS DE TIEMPO Y COSTO EN POZOS DE CAMPOS CARPA Y BAGRE

Los problemas generados en los campos Carpa y Bagre están asociados como se mencionó en el Capítulo II, con la detección de la cima de la Formación Cretácico El Abra.

Los problemas principales se originan como consecuencia de la pérdida de hidrostática al penetrar la formación El Abra y consecuentemente, se presentan inestabilidad de agujero y atrapamientos de sartas. El resumen de estos problemas en el campo Carpa, se presenta en la tabla 8 para los dos últimos pozos perforados. En promedio 25 días es el tiempo asociado a los problemas presentados en la detección de la cima de El Abra

Con el empleo de la técnica DWL se ha minimizado el impacto en los tiempos improductivos respecto a la perforación previa en el campo, debido a que se ha asentado el liner de explotación en la cima de El Abra sin los riesgos mencionados y no se ha empleado liner de contingencia para garantizar el aislar la misma.

POZO	CARPA-101	CARPA-7
FECHA	OCTUBRE-2002	AGOSTO-2004
PROFUNDIDAD TR	TR 7" @ 2398 MV	TR 9 5/8" @ 2534 MD/2433 MV (2do. SIDE TRACK)
CIMA FORMACION ABRA	2444 MV	2440 MV
TIEMPO IMPRODUCTIVO (DIAS)	15	39.54
VOLUMEN DE FLUIDO PERDIDO (M3)	173	2554
COSTO ASOCIADO (\$PESOS)	482,000 (FLUIDO POLIMERICICO) 8,085,000 (PLATAFORMA)	11,385,000 (FLUIDO EMULSION INVERSA) 21,000,000 (PLATAFORMA)

Tabla 8: Tiempos improductivos por detección en la cima del Abra: Campo Carpa

Gráficamente se presentan los tiempos reales de los pozos de los Campos Carpa (Figura 49) y Bagre (Figuras 50 y 51) previo la aplicación de la técnica y posterior al

empleo de la misma con la finalidad de observar el aporte de la técnica a la solución de



esta problemática.

Unidad Operativa P.M.P. Poza Rica



TIEMPO vs PROFUNDIDAD DESARROLLADA CARPAS

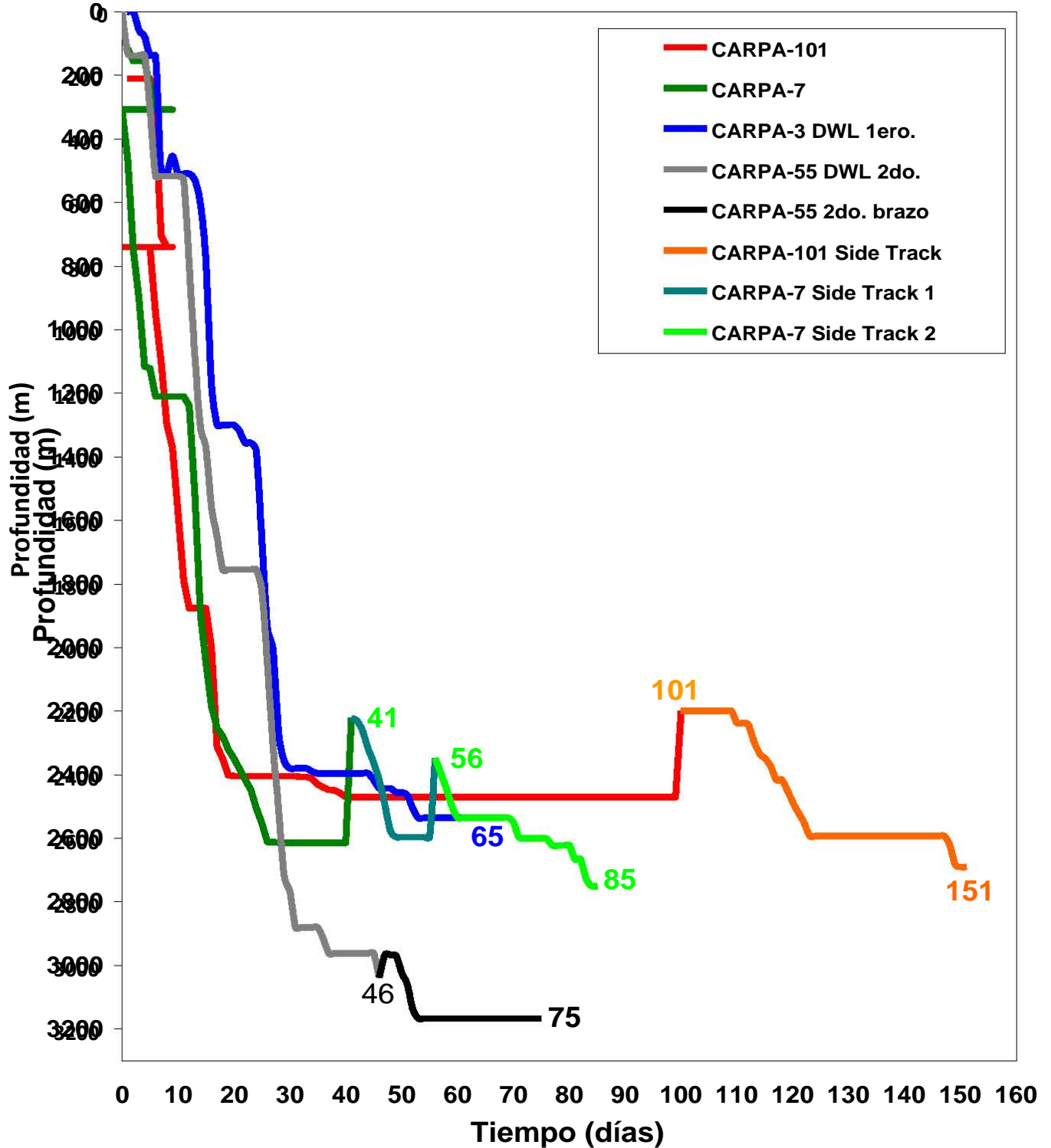


Figura 49 Tiempo vs profundidad desarrollada, pozos Campo Carpa

TIEMPO vs PROFUNDIDAD DESARROLLADA CAMPO BAGRE

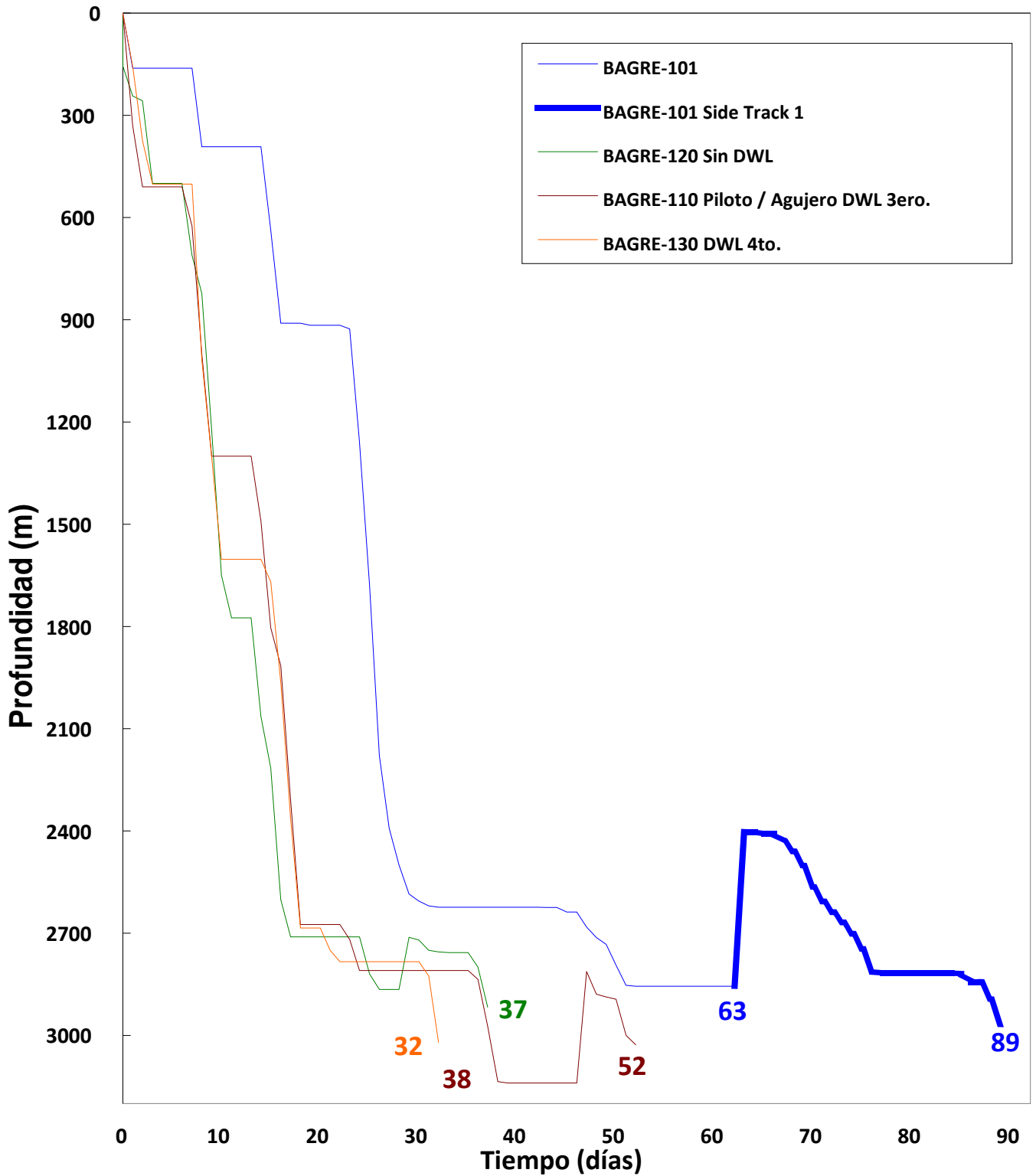


Figura 50: Tiempo vs profundidad desarrollada, pozos Campo Bagre

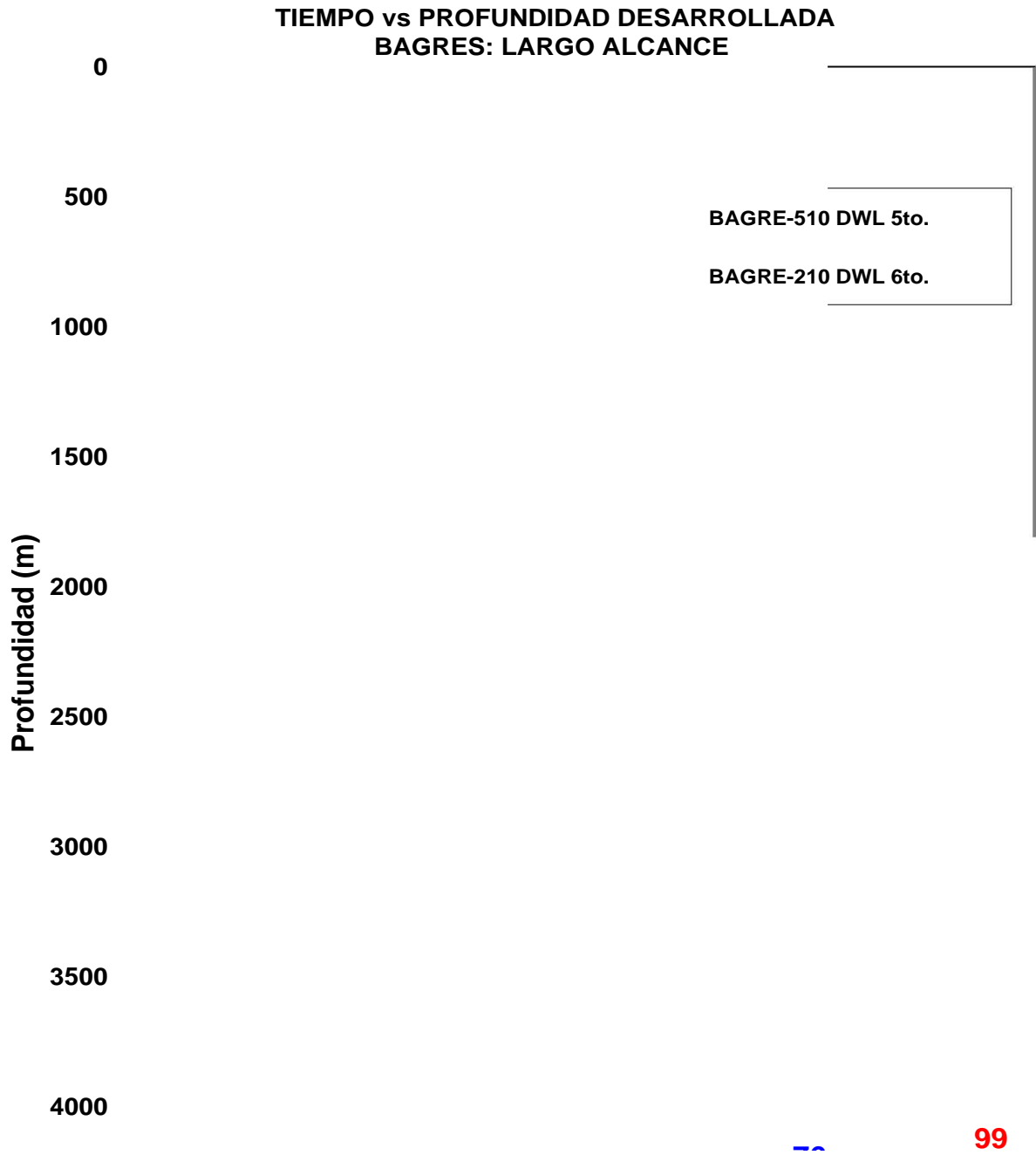


Figura 51: Tiempo Vs Profundidad para dos pozos del Campo Bagre Largo Alcance

En la Figura 49, se observa que el tiempo promedio de perforación de los pozos del campo Carpa (últimos pozos), basado en el Carpa 101 es de 91 días (debido a que no se consideran 50 días de fase plana y prueba de producción), y el tiempo empleado en el pozo Carpa 7 con los dos side tracks resultó en 85 días. No obstante el tiempo de ejecución en los pozos Carpa 3 y 55 (primeros pozos perforados con DWL) fue de 52 y 46 días respectivamente, para un promedio de 49 días. La diferencia sin empleo y con empleo de la técnica alcanza 36 días.

En el caso particular de los pozos del Campo Bagre, (figura 50) la diferencia entre los primeros 3 pozos perforados y el Bagre 101 alcanza 56 días.

En materia de costos, la inversión realizada en materiales, equipos y personal especializado para el empleo de la técnica DWL alcanza 297,000 USD versus 61,000 USD técnica convencional; cabe destacar que ésta obedece a el uso de la zapata perforadora que involucra la tecnología para perforar y posteriormente convertirse en una zapata para efectuar los trabajos de cementación; así como contar con la versatilidad de permitir la perforación de la siguiente etapa con barrenas PDC o tricónicas.

	COMPONENTE	PERFORACION CONVENCIONAL (costo USD)	PERFORACION TECNICA DWL (costo USD)
Técnica Convencional	<i>Empacador de B.L. TIW 9 5/8" – 11 – 3/4" RBPOB</i>	10,064.06	
	<i>Colgador hidráulico Rotatorio tipo IB-TCRRP</i>	30,289.54	
	<i>Cople de Retención 9-5/8" – 11-3/4"</i>	3,601.45	
	<i>Cople Flotador 9 5/8" – 11-3/4"</i>	2,160.87	
	<i>Zapata Perforadora convencional</i>	4,321.74	
	<i>Tapón limpiador 9 5/8" – 11 3/4"</i>	1,440.58	
	<i>Tapón Desplazador 9 5/8" – 11 3/4"</i>	1,440.56	
	<i>Operador de Herramientas</i>	8,086.96	
Técnica DWL	<i>Empacador B.L. 15 Top Set Packer p/DWL + Colgador</i>		143,443.08
	<i>Cople Flotador + 5 centradores p/operaciones marinas</i>		9,992.66
	<i>Zapata Perforadora DRILL SHOE III 9-5/8" – 11-3/4"</i>		136,996.28
	<i>Operador de Herramientas DWL</i>		6,135.80
	COSTOS TOTALES	61,405.76	296,567.82
		235,162.06 USD	

Tabla 9: Comparación de costos entre Liner Convencional VS DWL

Esta diferencia de costos representa un porcentaje pequeño en relación al ahorro obtenido por concepto de costo diario de renta de plataforma de perforación que para el momento de la perforación de los pozos de los años: 2002 - 2004 alcanzó 51,000 USD; pero durante el ejercicio de los años 2006 – 2007 el costo de renta diario para una plataforma Autoelevable con la que se perforaron los pozos del Campo Bagre alcanzó: 168,000 USD.

Si se considera que el tiempo improductivo promedio generado durante la perforación y detección de la cima de El Abra por pozo fue de +/- 25 días para ambos campos; este tiempo representó una oportunidad de mejora del proceso y de ahorro con la técnica DWL; sólo por tarifa de Equipo para los seis pozos perforados de: +/- 25,200 MM USD; lo que representa, básicamente la perforación de un pozo en el campo.

Un beneficio adicional importante de haber empleado esta técnica para la optimización de la perforación en el campo, es el adelanto en producción de los pozos de estas plataformas de producción; caso particular Bagre, en la cual los seis pozos están en producción actualmente.

5.3 ANALISIS DE RESULTADOS DE PARAMETROS SIMULADOS VERSUS PARAMETROS REALES

La tabla 10 nos muestra los parámetros más destacados, calculados de acuerdo con software y criterios técnicos considerados en la simulación, con relación a los resultados obtenidos en las operaciones reales de los pozos.

VALORES COMPARATIVOS DE PARAMETROS DE PERFORACION DRILLING WITH LINER (DWL)			
PARÁMETROS	VALORES ESTIMADOS	VALORES REALES	OBSERVACIONES
TASA DE CONSTRUCCION DLS(°/30M)	2.94	2 - 4.19	
METROS PERFORADOS (MD)	233	81	SE ESTIMÓ UNA ROP DE 2.91 M/HR Y HUBO UNA ROP REAL DE 2.29 M/HR.
HORAS DE ROTACION (HR)	80	35.37	
RPM	80	80	
NÚMERO DE CICLOS DE CONEXIÓN	185,000	169,776	SE OBSERVO UNA VARIACIÓN EN LA ESTIMACION DEL NÚMERO DE CICLOS DE 8.23%.
FACTORES DE FRICCION (ADIM)	20 - 25	22 - 26	LOS FACTORES SE AJUSTARON CON EL VIAJE DE LA SARTA NAVEGABLE, LUEGO CON EL VIAJE DE LA SARTA SIMULADA ESTABILIZADA, PREVIO A LA PERFORACIÓN CON DWL, SE VOLVIERON A AJUSTAR.
TORQUE (LBSF - PIE)	17,302	15,000 - 22,000	EL VALOR DEL TORQUE REAL SE ENCUENTRÓ POR DEBAJO DE LOS VALORES SOPORTADOS POR LOS DIFERENTES TUBULARES DE LA SARTA DE DWL QUE EN NUESTRO CASO ES LA HERRAMIENTA SOLTADORA DEL LINER.
ARRASTRE EN EL FONDO (LIBRAS)	45,000	47,000	
FUERZAS LATERALES (LBSF)	1,080 - 1,416	1,371 - 1,566	LA VARIACIÓN ENTRE LOS VALORES REALES Y LOS ESTIMADOS SE ENCUENTRAN POR DEBAJO DEL VALOR TÉCNICAMENTE DEFINIDO DE 2,000 LBSF RECOMENDADO EN LA LITERATURA TÉCNICA INTERNACIONAL.
GASTO (GPM)	550	480 - 483	
CAIDA DE PRESION EN EL SISTEMA (PSI)	1,202	1,250	
VELOCIDAD ANULAR (PIES/MIN)	103 - 235	110 - 240	EL PRIMER VALOR ES DEL E.A. TP Y TR DE 13 3/8"; EL SEGUNDO VALOR ES ACORDE AL E.A. LINER DE DE 9 5/8"- AGUJERO DE 12 1/4".
FACTOR DE LIMPIEZA (ADIMENSIONAL)	69 - 82	70 - 85	EL PRIMER VALOR ES DEL E.A. TP Y TR DE 13 3/8"; EL SEGUNDO CORRESPONDE AL E.A. LINER DE 9 5/8"- AGUJERO DE 12 1/4". ACORDE AL 66.66 MINIMO REQUERIDO POR PEMEX.
DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACION (ECD) GR/CC	1.39	1.42	DENSIDAD DEL LODO EMPLEADO 1.32 GR/CC.
INCLINACION (°)	75 - 73	75.9 - 74.4	SE OBSERVÓ UNA DISMINUCIÓN DE 1.5° EN UNA LONGITUD DE 233 M. ESTANDO ESTE VALOR COMPRENDIDO DENTRO DE LAS PROYECCIONES DE JIAZHI - TIMOSHENKO.
AZIMUTH (°)	354.97 - 354.97	352.82 - 354.38	SE OBSERVÓ UNA VARIACIÓN DE 1.56° QUE NO AFECTÓ NI COMPROMETIÓ EL PLAN DIRECCIONAL DEL POZO.

Tabla 10.- Comparación de parámetros de diseño simulados vs reales del pozo Carpa 55

CAPITULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

El empleo de la técnica de Perforación con liner (DWL), representa una opción viable a considerar en el diseño de pozos marinos y terrestres en zonas con altos diferenciales de presión y donde se requiere garantizar el punto de asentamiento de la TR o liner.

Se desarrolló un procedimiento metodológico que permite secuencialmente establecer los pasos y puntos de control para optimizar la aplicación de la técnica DWL; se destaca de manera particular la determinación de la vida útil de la conexión.

La técnica DWL se aplicó exitosamente en seis pozos de los campos Carpa y Bagre, alcanzando inclinación entre 67.72 y 76.43° y sección vertical entre 300 y 2,300 m respectivamente. Cabe destacar que esta inclinación (76.43°) representa la máxima alcanzada al presente, a nivel mundial.

El tiempo y costo promedio ahorrado por pozo resultó en 25 días y \$46.2 MM de pozos, considerando las tarifas de los equipos de perforación marino auto elevables.

Finalmente; este trabajo permite contribuir desde el punto de vista operativo (disminución de tiempos improductivos y costos, y mejoras en el proceso operativo); desde el ámbito de Ingeniería (desarrolla un proceso secuencial y ordenado con el apoyo de software, criterio de diseño y lecciones aprendidas); además desde el punto de vista académico brinda una alta contribución al documentar un proceso metodológico.

RECOMENDACIONES

Evaluar la factibilidad de aplicar la técnica de perforación DWL en pozos marinos y terrestres para perforar zonas de altos diferenciales de presión, con la finalidad de contribuir a optimizar los procesos en el ámbito nacional de perforación en PEMEX.

Valorar el diseñar y en su caso, ejecutar esta técnica en pozos más profundos de formaciones del Mesozoico, como es el caso de los pozos del Sureste de México que presentan problemas similares.

Se recomienda un análisis de Reingeniería en algunas etapas del proceso, con el fin de optimizar los recursos materiales, caso particular la selección de la Tubería de revestimiento (TR) en grado y peso, así como la selección de la conexión en términos de su vida útil.

REFERENCIAS

- 1).- Stress check .- Software desarrollado por la compañía Landmark, de Halliburton, que permite simular y analizar el diseño de tuberías de revestimiento sometida a diferentes cargas.
- 2).- Drag and torque de la plataforma DSP-ONE. Software desarrollado por la compañía TechDrill que permite simular los esfuerzos de Torque, arrastre y fuerzas laterales a que se somete una sarta de perforación.
- 3) Hydraulics de la plataforma DSP-ONE. Software desarrollado por la compañía TechDrill, que permite simular y optimizar el sistema de circulación del fluido en las operaciones de perforación.
- 4).- Compass (Computerized Planning and Analysis Survey System) Software desarrollado por la compañía Landmark, de Halliburton, que permite simular la trayectoria direccional en la perforación de un pozo.
- 5).- Libro “Applied Drilling Engineering”, Capitulo “Directional Drilling”, Autores: Burgoyne Jr, Millheim, Chenevert, Young,1991.
- 6).- Módulo Survey de la plataforma Landmark, Compañía Halliburton, nos permite dar seguimiento y graficar los valores de la trayectoria del pozo programados contra los reales.
- 7).-El Modulo Anticolition de la plataforma Landmark es usado para verificar la separación de los surveys y trayectorias planeadas de los pozos desde una misma plataforma de perforación, con los cuales existe un riesgo de colisionar.
- 8).- Módulo Predict de la plataforma Landmark, nos permite calcular los valores de presión de poro, fractura y sobrecarga de la formación para definir la densidad del fluido de control.

- 9).- Sinor, Allen; "Liner Drilling for Depleted Pay". Amoco Production Company Research Department – Tulsa Production Research Division. F94P-86. August 11, 1994.
- 10).- Sinor, A.L.; Tybero, and P.; Eide, O. "Rotary Liner Drilling for Depleted Reservoirs". Hughes Christensen / Amoco Norway Oil. IADC/SPE 39399. March, 1998.
- 11).- Revista JPT. Field Revitalization. "Rotary Liner Drilling for Depleted Reservoirs". Febrero, 1999.
- 12).- Mason, Colin J.; Tapper, Rolf A.; Olvin, Jan E. and Froehlich; Norbert. "Innovative Liner Technology Promotes Performance Improvements in Valhall Well A3D". Well Connected. Internal Focus. 1998.
- 13).- Mckay, Dave; Galloway, Greg y Dalrymple, Ken (Weatherford). "New Developments in the Technology of Drilling with Casing: Utilizing a Displaceable Drill Shoe Toll". World Oil Casing Drilling Technical Conference; March, 2003.
- 14).- Programa de Perforación Carpa 3. Perforación y Mantenimiento de Pozos R.N. Subgerencia de Ingeniería y Diseño de Perforación. Unidad Operativa Poza Rica – Altamira. Equipo de Perforación: 9099. Plataforma Semisumergible Hakuryu – V. Noviembre, 2005.
- 15).- Programa de Perforación Carpa 55. Perforación y Mantenimiento de Pozos R.N. Subgerencia de Ingeniería y Diseño de Perforación. Unidad Operativa Poza Rica – Altamira. Equipo de Perforación: 9099. Plataforma Semisumergible Hakuryu – V. Febrero, 2006.
- 16).- Programas de Perforación Pozos: Bagre-110, 130, 510 H y 210 H. Perforación y Mantenimiento de Pozos R.N. Unidad Operativa Poza Rica – Altamira. Equipo de Perforación: 6006. Plataforma Gene Rosser. Noviembre, 2006 – Agosto, 2007.

NOMENCLATURA

1. API, Instituto Americano del Petróleo.
2. AZ, azimuth.
3. BCN, rosca buttress, con cople normal.
4. Bent Housing (BH), camisa ajuste para graduación de codo de motor de fondo.
5. BHA (Bottom hole assembly), ensamblaje de fondo.
6. BLS (bls), barriles.
7. BPD, barriles de petróleo por día.
8. CaCO_3 .- carbonato de calcio.
9. CPS (cps), centipoises (unidad de viscosidad plástica)
10. DC's, drill collar, lastrabarrena o tubería extrapesada.
11. DWL.- drilling with Liner (Perforación con Liner).
12. ECD, densidad equivalente de circulación.
13. GPM (gpm), galones por minuto.
14. gr/cc.- gramos sobre centímetro cúbico.
15. HRR, hilos rosca redonda.
16. KOP (kick of point), punto de desvío en una trayectoria direccional.
17. L/P, libras por pie.
18. lbs, libras.
19. lbf – pie, libras fuerza por pie de longitud.
20. LMC, material controlador de pérdidas de circulación.
21. LWD (Logging while drilling), herramienta que sirve para registrar mientras se perfora.
22. M/HR (m/hr), metro/hora.
23. m^3 .- metros cúbicos.
24. md, metros direccionales.
25. MM, millones.
26. mm.- milímetros.
27. MMBPCE, millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
28. MPJ.- margen para jalar.

29. mv, metros verticales.
30. O.D., diámetro externo.
31. PDC, barrena de diamante policristalino.
32. PSB, peso sobre la barrena.
33. psi. libras sobre pulgada cuadrada.
34. PWD (Pressure while drilling), herramienta que mide presión mientras se perfora.
35. ROP, ritmo de penetración, expresado en m/hr.
36. RPM, revoluciones por minuto.
37. RSS, sistema rotatorio direccional.
38. Side track, desvío lateral en tuberías de revestimiento existentes o agujeros descubiertos.
39. SPP, severidad de pata de perro.
40. SRWD, ampliadores mecánicos usados durante la perforación.
41. SSP, Sobre Su Peso, indica la tensión aplicada a una tubería por encima de su propio peso.
42. T.B.P., Tie Back Packer; extensión de liner desde el colgador a superficie.
43. TP, tubería de perforación.
44. TPHW, tubería de Perforación heavy weight,(tubería pesada).
45. TR, tubería de revestimiento.
46. TSP, diamante policristalino térmicamente estable.
47. UAP, Unidad de Alta Presión.
48. USDMM, millones de dólares.
49. VME, Von Misses, consideración de diseño triaxial para tuberías de revestimiento.
50. VS, sección vertical.
51. YP, punto de cedencia de un material.