

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA TÉCNICA CASING WHILE
DRILLING EN EL CAMPO AUCA-PROYECTO SHAYA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

FRANCISCO XAVIER SALAZAR CHÁVEZ

salazarfrancisco2012@gmail.com

DIRECTOR: Dr. JOHNNY ZAMBRANO

johnny.zambrano@epn.edu.ec

Quito, Agosto 2017

DECLARACIÓN

Yo, Francisco Xavier Salazar Chávez, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

FRANCISCO SALAZAR CH.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente Trabajo de Titulación fue desarrollado por Francisco Xavier Salazar Chávez, bajo mi supervisión.

Dr. JOHNNY ZAMBRANO

DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios, por velar y guiar siempre mi camino por el sendero del bien, ayudándome en cada etapa de mi vida y especialmente a terminar esta etapa tan importante. Además, quiero agradecer al Señor de la Buena Esperanza, a la Virgen del Quinche, Divino Niño Jesús y al Espíritu Santo, por siempre permitirme demostrar los dones que me han sido confiados.

Agradezco a mis padres Jannethy Chávez y Carlos Salazar por siempre apoyarme y estar conmigo en todo momento, además de no rendirse y siempre enseñarme que en la vida nada es fácil, que las cosas que se logran dedicando tiempo y sacrificio son las que en verdad valen la pena.

Agradezco a Lizeth Merino, Andrea Peralvo, José Alarcón, Pablo Chica, Edison Barrera, al segmento MI Swaco y al segmento Bits and Drilling tools por la colaboración, ayuda y guía que me brindaron para realizar este trabajo de titulación.

Agradezco a mi grupo de amigos gochons (Diocles, Cut, Hermes, Bollo, Kevin, Merlo, Guillo, Toño, Cabas, Maca, Esteban, Emy y Danes) y a todos mis demás amigos y conocidos por siempre apoyarme y no dejarme decaer de mis sueños en los momentos que más necesite.

Agradezco a la cía Schlumberger y a las personas que forman parte de esta compañía especialmente al Ing. Alejandro del Ángel, el cual estuvo presto para ayudarme a realizar este trabajo de titulación, tanto con su conocimiento como con su paciencia

Agradezco a la Escuela Politécnica Nacional y a sus docentes especialmente al Dr. Johnny Zambrano, el cuál siempre estuvo presto para ayudarme a realizar este trabajo de titulación, tanto con su conocimiento como con su paciencia.

Francisco Salazar

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a Dios por siempre llenarme de bendiciones, sabiduría, paciencia y haberme permitido culminar con éxito esta etapa de mi vida.

A mi madre Jannethy Chávez, por siempre apoyarme, por nunca cansarse de aconsejarme, por estar siempre pendiente de mi desempeño al igual que acompañándome en las noches y madrugadas de estudio y sobre todo por su amor incondicional.

A mi padre Carlos Salazar, por siempre darme animo cada nuevo día, impulsarme a ser el mejor y decirme que realice siempre trabajos de calidad y no me rinda fácilmente.

A mi tía Hilda Vargas que desde el cielo me cuida y me protege.

A mi novia Fernanda Mayorga que ha estado en los momentos más duros de mi carrera apoyándome, consintiéndome y sobre todo siendo un pilar fundamental para culminar este proyecto de titulación.

A mi mejor amiga Johanna Narváez que siempre estuvo pendiente a que no me rinda y siga mi sueño de culminar mi carrera.

Francisco Salazar

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
CONTENIDO	VII
RESUMEN	XII
PRESENTACIÓN	XIII
INTRODUCCIÓN	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO AUCA	1
1.1 Reseña Histórica	1
1.2 Ubicación del Campo.....	2
1.3 Geología del Campo	3
1.3.1 Estructura del Campo	3
1.3.2 Columna Estratigráfica	5
1.3.3 Características de los Reservorios	6
1.3.4 Características del Crudo.....	9
1.4 Proyecto Shaya.....	9
1.4.1 Tipos de perfiles direccionales en el proyecto Shaya.....	11
METODOLOGÍA Y DESCRIPCIÓN DEL POZO PILOTO	12
PERFORACIÓN DE POZOS	12
2.1 Perforación Convencional	12
2.2 Perforación No Convencional.....	13
2.3 Casing while drilling.....	13
2.3.1 Tecnología	14
2.3.2 Efecto Plastering.....	14
2.3.3 Ventajas y Desventajas del Casing while Drilling.....	15
2.3.4 Tubería de Revestimiento	16
2.3.4.1 Definición	16
2.3.4.2 Propiedades	16
2.3.5 Niveles de Casing while Drilling	20
2.3.6 Tipos de Casing y Liner while Drilling	22
2.3.6.1 Casing while Drilling no Direccional.....	22
2.3.6.2 Casing while Drilling Direccional	22
2.3.6.3 Liner while Drilling no Direccional	22
2.3.6.4 Liner while Drilling Direccional.....	22

2.3.7	Herramientas del Casing while Drilling	23
2.3.7.1	Herramientas de Superficie	24
2.3.7.2	Herramientas de Fondo.....	26
2.3.7.3	Herramientas de corrida	34
RESULTADOS Y DISCUSIÓN		36
ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA CASING WHILE DRILLING EN EL CAMPO AUCA- PROYECTO SHAYA		36
3.1	Perforación de los pozos de hidrocarburos en el Proyecto Shaya.....	36
3.1.1	Esquema Mecánico de la tubería de revestimiento	37
3.1.2	Tiempos de Perforación y Tiempos planos de la sección 12 ¼”	38
3.2	Consideraciones para implementar la técnica Casing while Drilling.....	40
3.2.1	Análisis de torque y arrastre	42
3.2.2	Fatiga.....	56
3.2.3	Pandeo o Buckling.....	60
3.2.4	Broca, Underreamer/ BHA	65
3.2.5	Programa Direccional (Motor o RSS).....	73
3.2.6	Hidráulica, ECD’s (Densidad Equivalente de Circulación)	75
3.2.7	Well Control.....	81
3.2.8	Diseño del Casing (Tensión y Estallido)	82
3.2.9	Conexiones del Casing.....	84
3.3	Análisis de costos de la perforación convencional con la perforación con la técnica Casing while Drilling	86
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		91
4.1	Conclusiones.....	91
4.2	Recomendaciones.....	92
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		94
ABREVIATURAS		96
ANEXOS.....		97

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características del Crudo	9
Tabla 2. Pozos Perforados 2016	10
Tabla 3. Ventajas y Desventajas de Casing while Drilling.....	16
Tabla 4. Rangos según API.....	17
Tabla 5. Tipos de Conexiones de una tubería de revestimiento	19
Tabla 6. Grados de acero de la tubería de revestimiento	20
Tabla 7. Niveles de Casing while Drilling	21
Tabla 8. Número de cortadores del Underreamer tipo 5C y HHR	33
Tabla 9. Pozos Candidatos para Casing while Drilling.....	41
Tabla 10. Especificaciones del Top Drive de los taladros SINOPEC 119 Y 156	43
Tabla 11. Especificaciones del Top Drive de los taladros SINOPEC 168 Y 191	43
Tabla 12. Resultados del Análisis de Torque y Arrastre	55
Tabla 13. Cálculos de la vida de la fatiga	59
Tabla 14. Factores mínimos de Diseño de casing vs TD ¡Error! Marcador no definido.	
Tabla 15. Especificaciones del anillo de torque para la tubería de 9 5/8"	86
Tabla 16. Especificaciones de la Tubería de 7" y 9 5/8"	86
Tabla 17. Secuencia Operacional con Casing while Drilling	87
Tabla 18. Secuencia Operacional en una perforación convencional.....	88
Tabla 19. Comparación de tiempos entre una perforación convencional y Casing while Drilling a diferente ROP	89
Tabla 20. Resumen de pozos tipo J	91
Tabla 21. Resumen de pozos tipo S.....	91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Bloque 61 en mapa catastral petrolero.....	2
Figura 2. Ubicación del Bloque 61.....	2
Figura 3. Campo Auca-Sección Sísmica.....	3
Figura 4. Campo Auca-Mapa Estructural.....	4
Figura 5. Columna Estratigráfica.....	5
Figura 6. Sección Estratigráfica Hollín-Napo-Tena Inferior, con secuencia genética.....	8
Figura 7. Efecto Plastering.....	15
Figura 8. Tipos de Casing y Liner Drilling.....	23
Figura 9. Ensamblaje de Cerrojo y Cierre (Izquierda), Herramienta de Circulación del Casing (Derecha).....	24
Figura 10. Casing Drive System 9 5/8"- 13 3/8".....	25
Figura 11. Casing Running Tool (CRT).....	26
Figura 12. Componentes del BHA.....	27
Figura 13. Drill Lock Assembly (DLA).....	28
Figura 14. Casing Profile Nipple (CPN).....	30
Figura 15. Directional Guide Shoe.....	31
Figura 16. Underreamer High Ratio Rhino Reamer (HHR) y 5C.....	32
Figura 17. Hydraulic Setting Tool (HST).....	34
Figura 18. Mechanical Release Pullign Tool (MRPT).....	35
Figura 19. Funciones de la tubería de revestimiento del Proyecto Shaya.....	37
Figura 20. Tiempo de perforación vs tiempos planos de la sección de 12 1/4".....	38
Figura 21. Porcentaje de tiempos de perforación vs tiempos planos de la sección de 12 1/4".....	39
Figura 22. Tipos de Casing Drilling.....	41
Figura 23. Trayectoria del pozo A.....	44
Figura 24. Torque y factor de fricción del pozo A.....	45
Figura 25. Trayectoria del pozo B.....	46
Figura 26. Torque y factor de fricción del pozo B.....	47
Figura 27. Trayectoria del pozo C.....	48
Figura 28. Torque y factor de fricción del pozo C.....	49
Figura 29. Trayectoria del pozo D.....	50

Figura 30. Torque y factor de fricción del pozo D	51
Figura 31. Trayectoria del pozo E	52
Figura 32. Torque y factor de fricción del pozo E	53
Figura 33. RPM vs Torque del Top Drive del Rig 119 y 156	54
Figura 34. RPM vs Torque del Top Drive del Rig 168 y 191	54
Figura 35. Curva S-N para una tubería de grado D y E	57
Figura 36. Rango de fatiga para casing K-55 y N-80	57
Figura 37. Fatiga Acumulada vs Número de junta	59
Figura 38. Diagrama de fuerzas de una sarta de revestidor con pandeo	63
Figura 39. Prueba de Pandeo para Casing while Drilling	64
Figura 40. Inclinación vs Fuerza crítica de pandeo	65
Figura 41. Broca de 8 1/2" para Casing while Drilling	66
Figura 42. BHA con el Underreamer en diferentes distancias	68
Figura 43. Tipos de Underreamer para Casing while Drilling	69
Figura 44. Cuadros Comparativos con los Underreamer	70
Figura 45. BHA con Power Drive y cuadro comparativo de los underreamer	71
Figura 46. Cuadros Comparativos con los Underreamer, Power Drive y Motor en Conglomerado	72
Figura 47. BHA con motor y Power Drive para Casing while Drilling	74
Figura 48. Simulación de la Hidráulica con Power Drive	78
Figura 49. Simulación de la Hidráulica con Motor	79
Figura 50. Sensibilidad de ROP	80
Figura 51. Densidad Equivalente de Circulación (ECD)	81
Figura 52. Herramientas para control de pozos con la técnica Casing while Drilling	82
Figura 53. Diseño del Casing	84
Figura 54. Capacidad de torque con anillas	85
Figura 55. Costos de Casing Drilling vs Perforación convencional (34 hrs)	89
Figura 56. Costos de Casing Drilling vs Perforación convencional (42 hrs)	90
Figura 57. Costos de Casing Drilling vs Perforación convencional (48 hrs)	90

RESUMEN

El trabajo tiene por objetivo determinar la factibilidad de la implementación de la técnica Casing while Drilling en el campo Auca Proyecto Shaya, comparando esta técnica con una perforación convencional y mediante la evaluación técnico-económica determinar la factibilidad de aplicar esta técnica en una campaña de perforación, en este sentido se hace una breve descripción de lo que se tratará en cada capítulo.

En la introducción se realiza una descripción breve del campo Auca, la ubicación del campo, la geología que presenta el campo, características de los reservorios, la característica del crudo y una introducción al proyecto Shaya.

En la metodología se describe la perforación convencional junto con los problemas operacionales que pueden ocurrir, la perforación no convencional como una solución a los problemas operacionales durante la perforación convencional, se explica en que consiste la técnica Casing while Drilling, sus ventajas y desventajas y las herramientas que utiliza esta técnica en superficie, fondo y de corrida.

En resultados y discusión se toma una muestra de 5 pozos, se analizan las consideraciones al aplicar la técnica Casing while Drilling como son fatiga, pandeo, torque y arrastre el tipo de ensamblaje de fondo que se utilizaría, la densidad del fluido de perforación y el tipo de tubería de revestimiento con la cual se perforaría el pozo.

Adicionalmente se realiza un análisis para determinar que parámetros de perforación son los más óptimos, al igual que las herramientas que se emplean para aplicar la técnica Casing while Drilling.

Finalmente se realiza un análisis de sensibilidad del proyecto comparando la perforación convencional y la perforación con la técnica Casing while Drilling aplicando los mismos parámetros de perforación y verificar que la técnica representa un ahorro en tiempo y dinero.

PRESENTACIÓN

La perforación de pozos de producción de petróleo es una fase fundamental para la extracción del crudo que se encuentra en el subsuelo, se debe realizar de la manera más rápida y segura; actividad que se desarrolla en el proyecto Shaya en 4 etapas en función del tamaño del casing (tubería de revestimiento) asentado de mayor a menor diámetro, estas secciones son: Conductora, Superficial, Intermedia y Liner de Producción.

Durante la perforación de pozos de producción de petróleo se pueden presentar varios problemas operacionales, como: tener pérdida de circulación, presencia de influjo, pega de tubería, tener altos ROP, entre otros. Una de las secciones en donde se presenta mayor problema al perforar, es la sección de 12 ¼" (Sección Intermedia) ante la presencia de conglomerado; además de zonas proclives a derrumbes y, al no tener control adecuado de los parámetros de perforación, se puede tener un alto NPT (Tiempo No Productivo), aumentando los costos del equipo de perforación.

En la industria hidrocarburífera se han desarrollado tecnologías que permitan resolver los distintos problemas operacionales que ocurren en la misma. Una solución para los problemas descritos es el Casing while Drilling; tecnología que permite revestir el pozo a medida que éste se perfora (Vertical/Direccional), usa el "Casing" como tubería de perforación. Además, usa el "Casing" como proveedor de la energía hidráulica y mecánica para lograr el corte de la formación (Ortiz, 2016).

Por lo tanto, este estudio se centra en la perforación de pozos de producción de petróleo mediante la técnica Casing while Drilling que permite reducir los problemas de pérdida de circulación, disminuir los atascamientos de la tubería de perforación y mejorar la calidad del hueco en comparación con la perforación convencional.

INTRODUCCIÓN

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO AUCA

1.1 Reseña Histórica

El campo Auca fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio Auca 1 por la compañía Texaco-Gulf el 16 de febrero de 1970 y completado el 30 de marzo de 1970. Alcanzó una profundidad final de 10578 pies. La producción inicial fue de 3072 BPPD de las arenas Hollín con 31° API y T con 27°¹.

La producción del campo inició en abril de 1975, con 6752 BPPD. La producción incremento hasta llegar a un promedio de 24367 BPPD en julio de 1994 y en el año 2013 a 36240 BPPD.

En 2016, Schlumberger y Petroamazonas EP firman un contrato de servicios específicos para operar el bloque 61. El contrato establece un plazo de 20 años, el pago se realizará a una tasa de 24 USD por barril sobre toda la producción del bloque para los próximos tres años²; después de este período la tasa aumentará considerando el volumen de reservas.

El contrato representa una inversión de 4100 millones de dólares. Parte de la inversión fue entregada al gobierno en la fase inicial del proyecto, mientras que 2100 millones de dólares serán invertidos a riesgo propio de Schlumberger con el fin de optimizar y aumentar la producción de petróleo a lo largo de los primeros 9 años de contrato.

La producción proviene principalmente de las arenas Hollín (HS+HI), T y U, y similar a los Sacha y Shushufindi, es un campo maduro.

¹ Baby, P. Rivadeneira, M. Barragán, R. 2014. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.

² Negocios. (2015, diciembre 15). La petrolera estatal firmó un convenio por USD 4 900 millones de Schlumberger. EL COMERCIO. Recuperado de <http://www.ElComercio.com>

1.2 Ubicación del Campo

El Campo Auca se ubica en la cuenca oriente del Ecuador a 260 km al este de la ciudad de Quito, en el cantón Francisco de Orellana, provincia de Orellana, parte central del bloque 61 de Petroamazonas EP; ver figura 1.

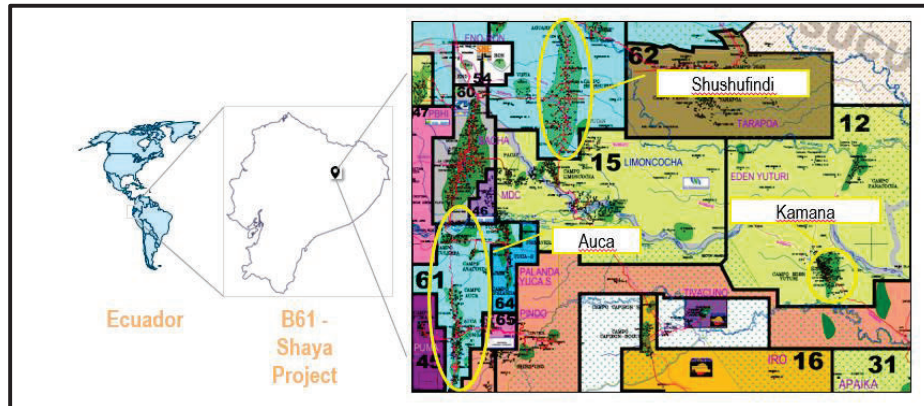


Figura 1. Bloque 61 en mapa catastral petrolero

Fuente: Departamento de geología, Shaya S.A. (2016)

El campo Auca limita con los campos Culebra, Yulebra, Anaconda y Yuca al norte; con los campos Chonta y Cononaco al sur; con los campos Pitalala y Boa al oeste; y, al este el campo Anura. Ver figura 2.

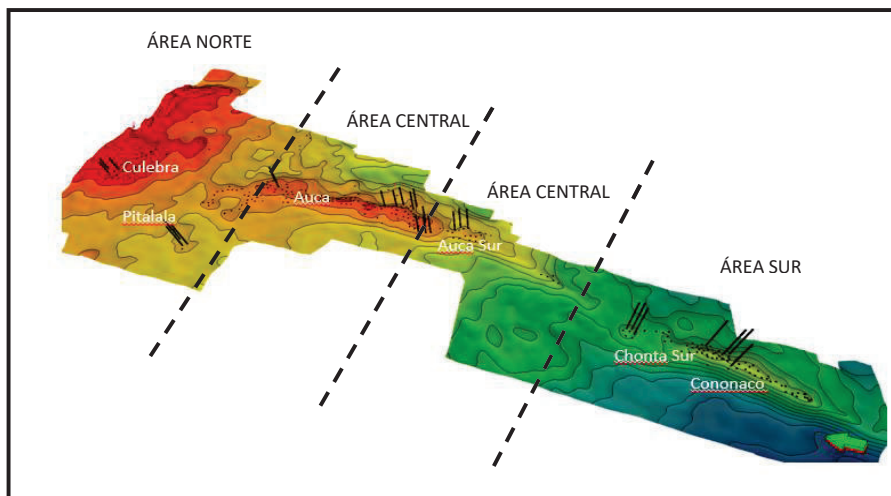


Figura 2. Ubicación del Bloque 61

Fuente: Integrated Drilling Service (IDS), Shaya S.A. (2016)

1.3 Geología del Campo

1.3.1 Estructura del Campo

El campo presenta un anticlinal bastante simétrico, lineal, de aproximadamente 23 km de longitud, alargamiento en dirección norte sur, que se ensancha en dirección norte, con baja alteración a la base de la caliza A. El ensanchamiento septentrional responde a la influencia de tectónica a la basa de la Caliza A. El ensanchamiento septentrional responde a la influencia de un lineamiento transversal de basamento de dirección noreste sureste, que marca el cambio a la zona regional transversal del Río Napo, en la cual se desarrolla el campo Culebra-Yulebra-Anaconda. Las fallas observada en la figura 3 alcanzan a Hollín y Napo basal³. Ver Figura 4.

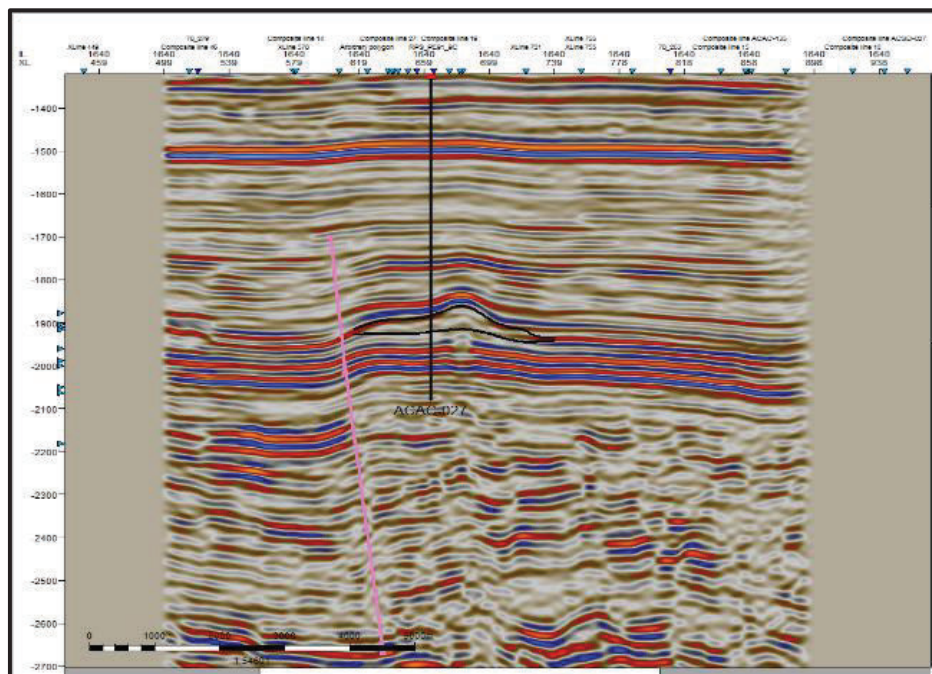


Figura 3. Campo Auca- Sección Sísmica

Fuente: Sísmica Requerida, Shaya S.A. (2016)

³Baby, P. Rivadeneira, M. Barragán, R. 2014. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.

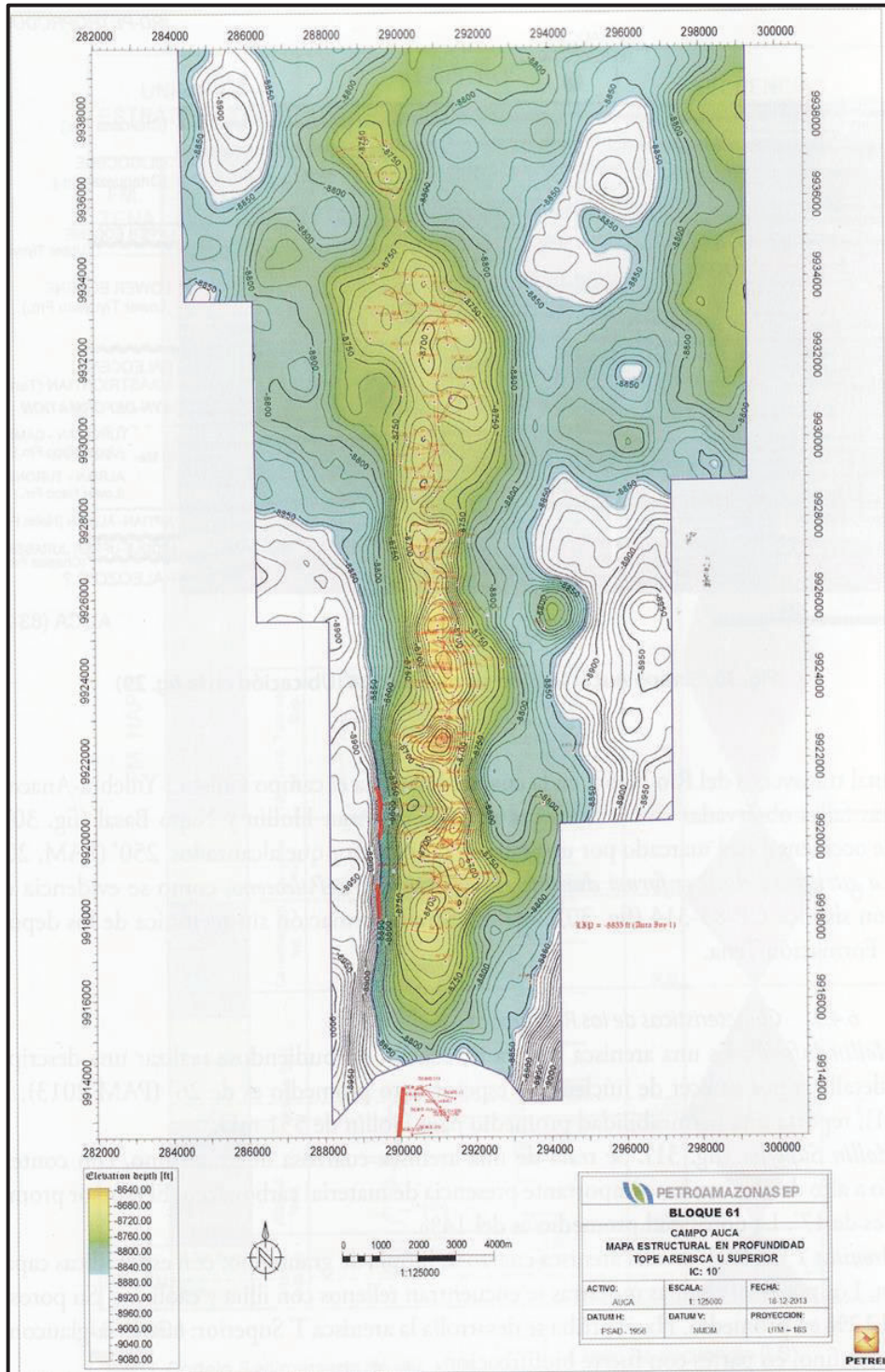


Figura 4. Campo Auca-Mapa Estructural

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2014)

1.3.2 Columna Estratigráfica

La cuenca Oriente Ecuatoriana corresponde a una de las cuencas submarinas más complejas y atractivas desde el punto de vista científico como económico. La columna litoestratigráfica que se observa en la figura 5, resume la estratigrafía y los eventos geodinámicos más importantes, que intervinieron en el desarrollo de la Cuenca Oriente y de sus sistemas petrolíferos.

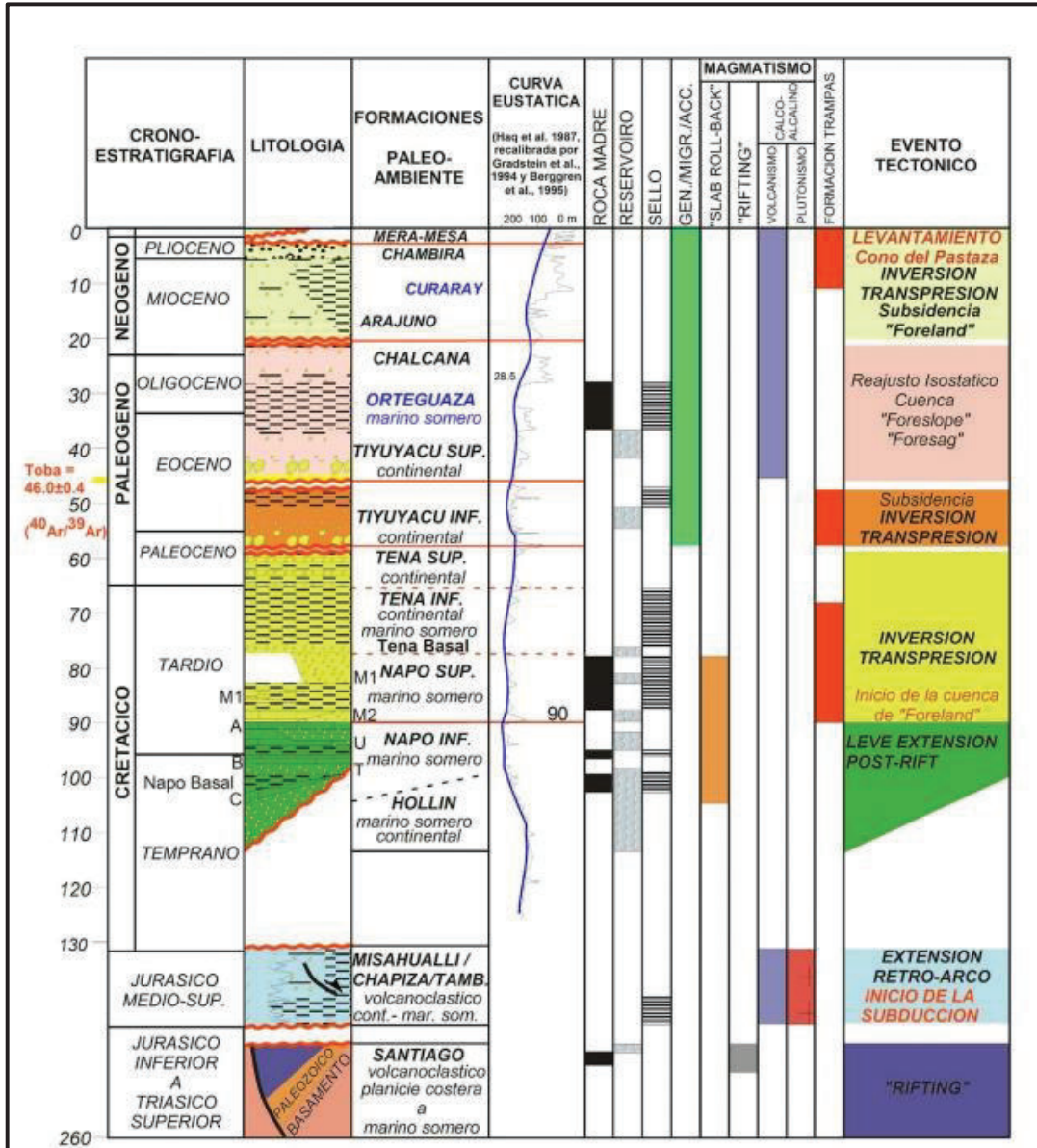


Figura 5. Columna Estratigráfica

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2014)

1.3.3 Características de los Reservorios

Sobre la base de la Columna Estratigráfica del Campo Auca, los reservorios de interés hidrocarburífero presentan las siguientes características:

Hollín Inferior

Arenisca cuarzosa blanca, de grano grueso-medio a fino y presenta un bajo contenido de arcilla.

Presenta un espesor neto promedio de 26', tope a 10180 ft aprox. y una permeabilidad promedio de 551 mD⁴.

Hollín Superior

Arenisca cuarzosa y cuarzosa-glauconítica de grano fino a medio, con presencia de material carbonáceo, e intercalada con lutitas negras igualmente calcáreas.

Presenta con un espesor neto promedio de 17', la porosidad promedio es de 14%, tope a 10145 ft y una permeabilidad promedio de 150 mD a 200 mD⁴.

Arenisca T

Arenisca cuarzosa, limpia de grano fino, con esporádicas capas de arcilla. Los poros en algunas muestras se encuentran rellenos con illita y caolinita; la arena se divide en:

Arenisca T inferior: Arenisca de grano medio a grueso, variando en algunos casos a fino y en ocasiones a microconglomerática.

Presenta un espesor neto de 45', la porosidad del 2 al 18 % en promedio, tope a 9964 ft aprox. y una variación de la permeabilidad de 10 mD a 450 mD⁴.

⁴ Departamento de Geología, Petroamazonas EP.

Arenisca T superior: Arenisca cuarzosa-galuconítica de grano fino, en partes con fuerte bioturbación.

Presenta un espesor neto de 5', tope a 9855 ft aprox. y una permeabilidad promedio de 5 mD a 100 mD⁴.

Arenisca U

Arenisca cuarzosa y cuarzosa-glauconíticas; se divide en las arenas:

U inferior: Arenisca cuarzosa de grano fino a medio, limpia, masiva, con estratificación plana laminar a cruzada de bajo ángulo. Abundantes detritos carbonáceos y láminas lutíticas carbonáceas. Drapes arcillosos y superficies de truncación observables en núcleos. Hacia arriba láminas cruzadas, definidas por una granulometría bimodal.

Presenta una porosidad promedio que varía entre 15 y 20%, tope a 9700 ft aprox. y permeabilidades de 50 mD a 1500 mD⁴.

U superior: Arenisca cuarzosa glauconítica de grano fino a muy fino, dispuesta en capas delgadas, con importante bioturbación, contiene además caolinita y arcillas del tipo illita/smectita.

Presenta una porosidad promedio que varía entre 10 y 18%, tope a 9600 ft aprox. y permeabilidades de 30 a 850 mD⁴.

Arenisca Basal Tena

Arenisca cuarzosa redondeada, de grano grueso a medio, se encuentra en toda la cuenca y es de poco espesor.

Presenta una porosidad promedio de 19%, tope a 8910 ft aprox. y una permeabilidad que varía entre 2 a 200 mD⁴.

Las arenas descritas se representan en la figura 6.

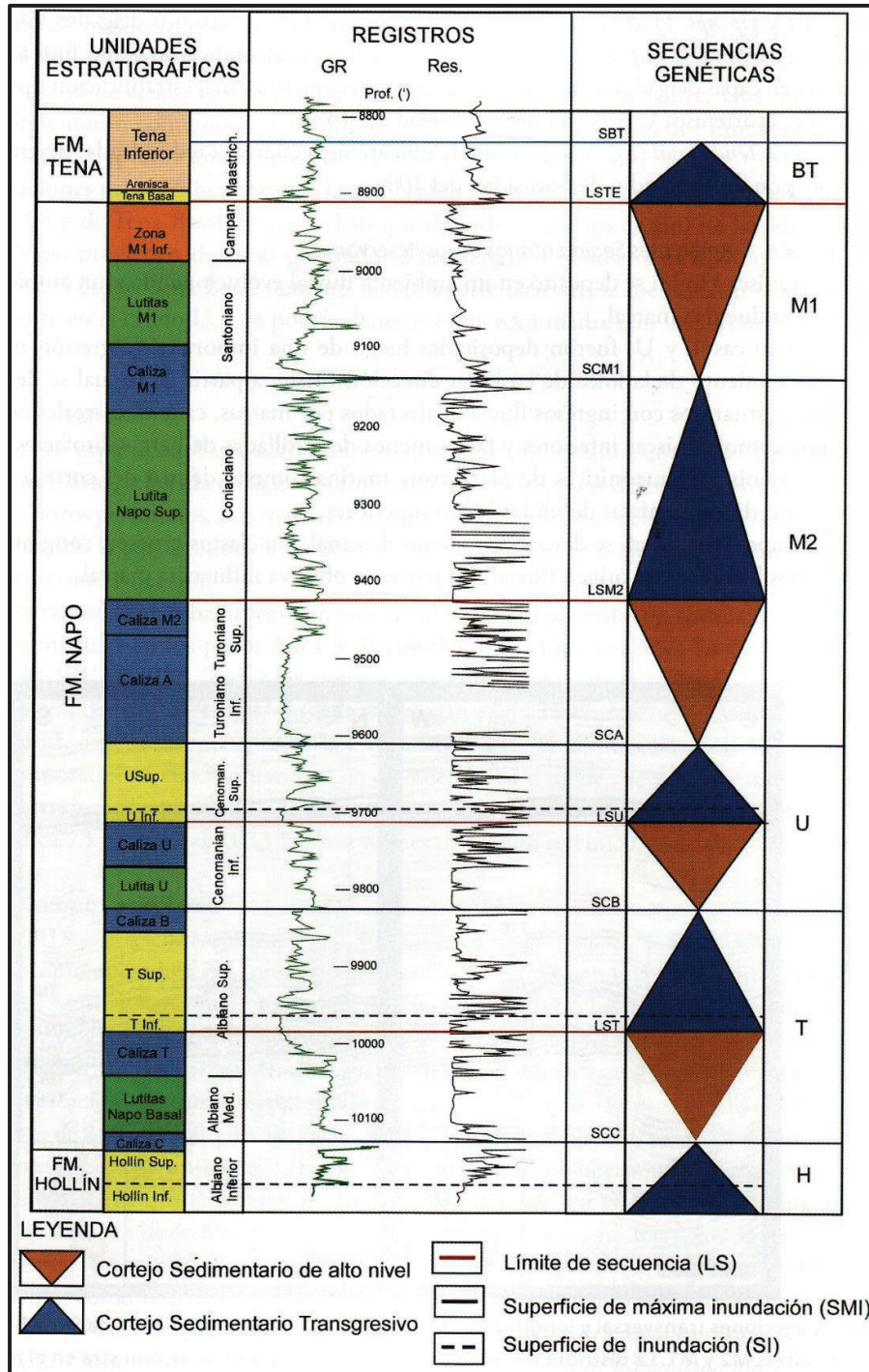


Figura 6. Sección Estratigráfica Hollín-Napo-Tena Inferior, con secuencia genética

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP (2014)

1.3.4 Características del Crudo

El crudo del Campo Auca presenta los grados API según la arena productora que se indica en la tabla 1.

Tabla 1. Características del Crudo

Reservorio	°API
Hollín Inferior	27-30
Hollín Superior	27-32
Arenisca T	24-29
Arenisca U	24-29
Tena Basal	20-22

Fuente: Departamento de Yacimientos, Petroamazonas EP

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

1.4 Proyecto Shaya

La extensión del bloque 61 es aproximadamente 783 km², la producción hasta el 2015 fue aproximadamente de 73600 BPPD, los campos que integran este bloque son: Anaconda, Anura, Auca, Auca Este, Auca Sur, Boa, Chonta Este, Chonta Sur, Conga, Conga Sur, Cononaco, Culebra, Pitalala, Rumiyacu, Sami, Yuca y Yulebra.

Schlumberger inicia las operaciones en el bloque 61 con el proyecto Shaya S. A en enero del año 2016. El primer pozo perforado dentro del proyecto fue el CNOF-064 (Cononaco F-064), en el campo Cononaco, alcanzando una profundidad total de 11250 ft en MD y 10088.26 ft en TVD; el objetivo principal fue la arenisca T inferior.

A lo largo del 2016, Schlumberger se enfoca en desarrollar una campaña agresiva de perforación, que incluye la introducción de cuatro nuevos taladros en el proyecto, implementación de nueva tecnología, inversión en estudios detallados que permitan identificar los mejores candidatos y la incorporación de experiencia de un sinnúmero de profesionales, tanto nacionales como extranjeros expertos en diversas ramas que van desde subsuelo, facilidades, perforación, completación y producción; cuya meta es alinear los objetivos de Petroamazonas EP, con los

objetivos de Schlumberger enfocados en aumentar la producción de petróleo y por lo tanto, perforar de una manera eficiente y eficaz (en el menor tiempo posible, con la optimización de recursos y sin eventos de calidad o HSE). De esta forma, se cumple el primer hito contractual al finalizar el primer año de operación, con la perforación y completación de 26 pozos, los que se detallan en la tabla 2.

Tabla 2. Pozos Perforados 2016

Perfil	Campo	Pozo	Objetivo Principal	Producción Inicial [BOPD]
J	Cononaco	CNOF-064	Arenisca T inferior	580.48
J	Auca Sur	ACSD-025	Arenisca U inferior/ Hollín Superior	438.06
J	Auca Sur	ACSD-027	Hollín Superior	505.92
J	Auca	ACAD-169	Arenisca T inferior	396.06
J	Auca	ACAM-147	Hollín Superior	307.75
J	Auca	ACAG-190	Hollín Superior	826.35
J	Auca	ACAM-148	Hollín Superior	1304.82
J	Auca	ACAG-191	Hollín Superior	454.94
J	Chonta	CHSA-008	Hollín Superior	4631.25
J	Anaconda	ANCA-011	Hollín Superior	2678.40
J	Auca	ACAC-166	Arenisca T inferior	218.5
J	Chonta Sur	CHSA-011	Hollín Superior	481.80
J	Auca	ACAH-193	Hollín Inferior	4248
J HD	Auca	ACAD-151	Arenisca T inferior	180.01
J HD	Auca	ACAM-150	Hollín Superior	600.88
J HD	Anaconda	ANCA-010	Hollín Superior	1139.70
J HD	Chonta Sur	CHSA-010	Hollín Superior	3721.05
J HD	Auca	ACAC-165	Hollín Superior	243
J HD	Yuca	YCAC-048	Arenisca U inferior	105.6
J HD	Culebra	CLBB-021	Arenisca U inferior	180.32
S	Auca Sur	ACSD-026	Hollín Superior/ Arenisca U inferior	357.12
S	Chonta Sur	CHSA-006	Hollín Superior	2367.68
S	Chonta Sur	CHSA-007	Hollín Superior	2262.15
S	Auca	ACAM-149	Hollín Superior	112.92
S	Chonta Sur	CHSA-009	Hollín Superior	506.90
S	Yuca	YCAC-038	Arenisca T inferior	342

Fuente: Integrated Drilling Services (IDS)/ Integrated Production Services (IPS), Shaya S.A.

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

1.4.1 Tipos de perfiles direccionales en el proyecto Shaya

En el proyecto Shaya se han clasificado 4 tipos de pozos en función de su perfil direccional; siendo estos: S, J, J HD y Horizontales (H).

I. Perfil Direccional tipo S

Consta de una sección vertical, una sección de construcción, una sección tangente y una sección de reducción de ángulo. Se caracteriza por tener un KOP en la sección superficial y un EOC en la en la etapa intermedia, desde donde se reduce su inclinación hasta llegar a fondo con +/- 0 deg. Este tipo de pozo es útil para obtener núcleos. Este perfil tiene desplazamientos cortos en sección vertical entre 800 a 2000 pies.

II. Perfil Direccional tipo J

Consta de una sección vertical, una sección de construcción y una sección tangente directo hasta el objetivo. Se caracteriza por tener un solo KOP.

III. Perfil Direccional tipo J HD

Se diferencia de los pozos tipo J porque su sección vertical es mayor a 4000 pies.

A través de esta clasificación, es posible agrupar los pozos en función de su costo, dificultad técnica y tiempo de ejecución.

IV. Perfil Direccional tipo Horizontal (H)

Es un pozo perforado paralelamente a la zona o área productora con la finalidad de tener una mayor producción, se caracteriza por tener una desviación respecto a la vertical mayor a los 80°, la longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento.

METODOLOGÍA Y DESCRIPCIÓN DEL POZO PILOTO

PERFORACIÓN DE POZOS

2.1 Perforación Convencional

Consiste en construir un conducto desde el yacimiento hasta la superficie para explotar hidrocarburo, de la manera más segura y al menor costo posible. Esta operación consiste en bajar la sarta de perforación (BHA) dentro del pozo y aplicar peso a la broca para poder romper y penetrar la formación que se encuentra en el subsuelo; circula el fluido de perforación dentro de la tubería y broca, el que regresa a la superficie con los recortes que se generan al perforar.

La operación consta de tres fases: perforar, revestir y cementar cada sección programada del diseño del pozo, con el siguiente esquema:

- Recopilación de Información.
- Predicción de las presiones de formación y fractura.
- Determinación de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento.
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo.
- Programa de fluidos de perforación.
- Programa de Brocas.
- Programa de Cementación.
- Diseño de la tubería de revestimiento.
- Programa de Colgador de Liner.

Dentro de la perforación pueden presentarse varios problemas operacionales ocasionando una prolongación en el tiempo de perforación planeado. Por esta razón se desarrollan nuevas técnicas de perforación para poder mitigar estos problemas. Los problemas más comunes son:

- Pega de Tubería.
- Arremetida.
- Pérdida de Circulación.
- Embolamiento de broca y estabilizadores.
- Fisuras en la sarta de perforación.
- Patadas y Reventones.
- Vibraciones de la Sarta.
- Estabilidad del pozo.

2.2 Perforación No Convencional

En la industria hidrocarburífera se han desarrollado tecnologías para resolver los diferentes problemas operacionales que ocurren durante la fase de perforación. Se busca optimizar la construcción de la trayectoria del pozo, perforar pozos que presenten una mayor complejidad y sean más profundos, así como aumentar el número de pozos perforados en una campaña de perforación.

La perforación no convencional más destacada en la actualidad consiste en perforar con casing, liner, tubing y coiled tubing⁵.

2.3 Casing while drilling

El objetivo de la perforación es construir un pozo de la manera más rápida y segura.

En el proyecto Shaya, el diseño de pozos consiste en 4 secciones: 26", 16", 12 ¼" y 8 ½". Una de las secciones que representa mayor complejidad es la de 12 ¼" ante la presencia de zonas proclives a derrumbes generando una desviación no programada del pozo, además de una disminución en el ROP (rata de penetración) al pasar por conglomerado, aumento del torque y aumento de la presión; que conllevan a que el tiempo de perforación se prolongue y, por lo tanto, incremente el costo de la perforación de los pozos.

⁵ Moreno, G. Ballesteros, J. 2011. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing Drilling.

Por lo tanto, se está buscando aplicar una nueva tecnología que permita completar esta fase disminuyendo los problemas asociados.

2.3.1 Tecnología

Casing while Drilling es una técnica de perforación que reemplaza la sarta de perforación convencional para perforar pozos de producción de petróleo con Casing (Tubería de revestimiento). Permite revestir cada pie perforado, usa el “Casing” como tubería de perforación; además usa el “Casing” como proveedor de la energía hidráulica y mecánica para lograr el corte de la formación, tener una homogeneidad del pozo logrando un efecto de plastering.

Esta técnica se ha desarrollado de manera exitosa en varias partes del mundo, como en Arabia Saudita, Colombia y Texas, entre otros.

En el 2005 se perforaron 4 pozos en el campo Lobo, Texas; en el 2008 se perforó un pozo en el campo Condor, Colombia, logrando un ahorro de 9.58 días; y, en 2015 se perforó el pozo Chichimene 194, Colombia, logrando un ahorro de 2 días de perforación.

Los pozos del 2008 y 2015 representaron un ahorro económico de alrededor de 2.5 millones de dólares.

2.3.2 Efecto Plastering

Este efecto se da por el espacio reducido formado entre el casing o tubería de revestimiento y la formación o la pared del hoyo, generando que los recortes que se forman al perforar sean aplastados en partículas pequeñas entre las paredes del hoyo y el casing. Este efecto conlleva a formar una fina capa de lodo lo suficientemente fuerte como para prevenir la pérdida de fluido, permite tener una mejor geometría del hoyo, mejorar los trabajos de cementación y proporciona un hoyo más estable; ver figura 7.



Figura 7. Efecto Plastering

Fuente: TDDirect tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner (2016)

Karimi et al⁶ considera que al tener un pequeño espacio anular y la rotación de la tubería genera una fuerza centrífuga poderosa que ayuda a distribuir los recortes sellando el espacio poroso en la pared del hoyo; en conclusión, la fuerza centrífuga que se genera sería la responsable de generar este efecto plastering.

2.3.3 Ventajas y Desventajas del Casing while Drilling

El Casing while Drilling es una técnica que permite revestir cada pie perforado, reduce los problemas de pérdida de circulación por el efecto plastering, mejora la calidad del hoyo perforado, esta y otras ventajas se muestra en la tabla 3, al igual que sus desventajas.

⁶ Karimi, M. et al. 2011. Formation Damage and Fluid Loss Reduction due to Plastering Effect of Casing Drilling. June, 2011.

Tabla 3. Ventajas y Desventajas de Casing while Drilling

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Minimizar el número de viajes de la tubería durante la perforación.	Requiere conexión Premium o anillos de torque en conexiones API.
Mejora la remoción de recortes, debido a una mayor velocidad en el espacio anular.	No aplica para pozos que requieran altos torques ni altos pesos sobre la broca al momento de perforar.
Minimiza el tiempo del equipo de perforación.	No permite correr registros de evaluación a hueco abierto con cable, se podría utilizar un registro a tiempos real (LWD) como una solución o levantar la tubería hasta la zona de interés para correr registro con cable.
Aumenta la velocidad promedio de penetración (ROP).	
Mejora la cementación, debido al movimiento alternativo y giratorio mientras se cementa	
Mitiga problemas de pérdidas de circulación.	
Mejora el control del pozo y disminuye atascamientos y desviaciones no programadas.	
Mitiga los repasos que se realizan en una perforación convencional.	

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

2.3.4 Tubería de Revestimiento

2.3.4.1 Definición

Tubería de gran diámetro que se baja en hoyo descubierto y se cementa. Soporta fuerzas tanto internas como externas, como colapso, fuerza de compresión, tensión y presión interna.

2.3.4.2 Propiedades

En el diseño de la tubería de revestimiento se consideran 5 propiedades:

- ✓ Rango.
- ✓ Tamaño.

- ✓ Peso.
- ✓ Conexión y tipo de rosca.
- ✓ Grado.

a. Rango

Según norma API, la tubería de revestimiento se fabrica en tres rangos de longitud; ver tabla 4.

Tabla 4. Rangos según API

Rango	Longitud [pies]
1	16-25
2	25-34
3	34-48

Elaborador por: Francisco Salazar, 2017

La longitud empleada con frecuencia es la del rango 3.

b. Tamaño: Diámetro exterior

El diámetro exterior se refiere al cuerpo de la tubería de revestimiento que determina el tamaño mínimo del agujero en el que puede ser corrida la tubería.

La tolerancia permitida para el diámetro exterior y grosor de la pared está establecido por API Spec. 5CT. Como regla general:

- Diámetro exterior de la TR $\geq 4\frac{1}{2}$ " Resistencia + 1.00%, - 0.50%.
- Diámetro exterior de la TR $< 4\frac{1}{2}$ " Resistencia $\pm 0.031\%$ Grosor de la pared Resistencia – 12.5%.

c. Peso

La tubería de revestimiento presenta varios pesos para cada grado o tamaño, entre mayor espesor de la pared más pesada será la tubería de revestimiento. Esta consideración se expresa en libras por cada pie (lb/pie).

d. Conexión y tipo de rosca

Debido al límite de longitud del casing o tubería de revestimiento es necesario unir estas tuberías para poder introducir las al pozo; esta unión debe ser capaz de soportar los esfuerzos a los que se somete la tubería; la unión se la denomina como junta o conexión.





La mayoría de las uniones de la tubería de revestimiento se fabrican con roscas macho en cada extremo y se emplean acoplamientos de corta longitud con roscas hembras para unir entre sí las diferentes uniones de la tubería de revestimiento. La tubería de revestimiento puede ser fabricada con roscas macho en un extremo y rosca hembra en el otro.

Las conexiones suelen definirse de acuerdo con el maquilado de los extremos de la tubería como:

- Recalcados.
- Semilisas o formadas (Semiflush).
- Lisas o integrales (Flush).
- Acopladas.

Una breve descripción con sus aplicaciones se presenta en la tabla 5.

Tabla 5. Tipos de Conexiones de una tubería de revestimiento

Tipo de Conexión	Característica	Resistencia a la tensión	Aplicación	Imagen
Recalcadas	Aumenta el espesor y el diámetro exterior de la tubería en uno o ambos extremos	100 %	Tubería de Producción. Pozos horizontales. Perforación con tubería.	
Semilisas o formadas	El pin del extremo es cerrado y la caja es expandido en frío sin rebasar el 5 % en diámetro externo del casing y el 2% en espesor	70-85%	Casing superficial e intermedio y liner. Perforación con tubería. Pozos horizontales y de largo alcance. Pozos geotérmicos.	
Lisas o Integrales	Se unen en un extremo de la tubería roscado exteriormente como pin y se conecta en el otro extremo de la tubería roscado internamente como caja.	55-65%	Casing, liner y tie-back de producción. Pozos de alta presión (HP), pozos de alta temperatura (HT) y pozos profundos.	
Acopladas	Integran un tercer elemento denominad cople, es un pequeño tramo de tubería de diámetro ligeramente mayor y roscado internamente uniendo dos tramos de tubería roscados exteriormente en sus extremos.	85-94%	Casing, liner y tie-backs de producción	

Fuente: Tenaris

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

e. Grado

La tubería de revestimiento está diseñada para soportar 4 fuerzas principales: tensión, presión de estallido, compresión y presión de colapso.

El grado apropiado de la tubería de revestimiento para cualquier aplicación se sustenta en los requerimientos de presión y colapso. La primera parte de la nomenclatura, que es una letra, se refiere a la resistencia a la tracción. La segunda parte de la designación, que es un número, se refiere al límite elástico mínimo del metal (después del tratamiento térmico) a 1000 psi.

Cuanto más alto es el límite elástico, más susceptible es la tubería de revestimiento a la fragilidad por la presencia de sulfuros. En la tabla 6 se observan los diferentes grados, con sus propiedades físicas, de la tubería de revestimiento.

Tabla 6. Grados de acero de la tubería de revestimiento

Grado API	Resistencia a la Fluencia (psi)		Mínima resistencia a la tensión (psi)	Máxima Elongación %
	Mínimo	Máximo		
H-40	40000	80000	60000	29,5
J-55	55000	80000	75000	24
K-55	55000	80000	95000	19,5
L-80	80000	95000	95000	19.5
N-80	80000	110000	100000	18,5
C-90	90000	105000	100000	18,5
C-95	95000	110000	105000	18
T-95	95000	110000	105000	18
P-110	110000	140000	125000	15
Q-125	125000	150000	135000	14

Fuente: Rahman S.S and Chilingarian G. V. Casing Desing Theory and Practice.

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

2.3.5 Niveles de Casing while Drilling

En la tabla 7 se detalla los niveles del Casing while Drilling que se han desarrollado en la industria hidrocarburífera para solucionar los problemas durante la perforación de pozos para hidrocarburos.

Tabla 7. Niveles de Casing while Drilling

Nivel	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
Operación	Sistema de Manejo del Casing/ Corrida de Casing	Casing Drilling	Casing Drilling	Casing Drilling
Requisitos	Sistema de Manejo de Casing	Sistema de Manejo de Casing Herramienta de liberación de la broca Crossover y broca o broca perforable	Sistema de Manejo de Casing + Drill Lock Assembly + BHA DP recuperable	Sistema de Manejo de Casing + Drill Lock Assembly + BHA Recuperación con Wireline
Aplicación	Rota el casing hasta el fondo	Pozos verticales con casing	Pozos direccionales	Pozos direccionales
Requisitos de perforación con Liner		Liner con Drillpipe/Casing hasta superficie mientras perfora	Liner con el Casing hasta la superficie mientras se perfora	Liner con Casing hasta superficie mientras perfora
Características	Agujeros pre-perforados, donde el Casing Drive System es utilizado como equipo de superficie para bajar el revestidor aplicando rotación, circulación, etc	Perfora con casing con una broca perforable, se utiliza en pozos verticales sin necesidad de control direccional	Perfora con casing con un BHA recuperable sin necesidad de sacar el casing a superficie	Perfora con una colgador de Liner de Múltiples Asestamientos.
Número de brocas corridas	NA	1	Varias	Varias

Fuente: Drilling and Measurement (D&M), Schlumberger

Elaborador por: Francisco Salazar, 2017

2.3.6 Tipos de Casing y Liner while Drilling

2.3.6.1 Casing while Drilling no Direccional

Emplea un BHA simple conectado con el casing para usarlo en secciones verticales y tangenciales; además utiliza una broca perforable que se conecta directamente al casing. No requiere herramientas direccionales y el BHA no es recuperable. El ensamblaje se muestra en la figura 8.

2.3.6.2 Casing while Drilling Direccional

Emplea un BHA específico que se recupera a superficie, permite el uso de herramientas direccionales y herramientas de MWD/LWD; además, perforar utilizando motor o RSS. El BHA se puede instalar varias veces mientras se deja el casing a una determinada profundidad. El ensamblaje se muestra en la figura 8.

2.3.6.3 Liner while Drilling no Direccional

Emplea un BHA simple conectado con el liner, en secciones verticales extendidas y tangenciales; Además utiliza una broca perforable que se conecta directamente al liner. No requiere herramientas direccionales y el BHA no es recuperable. El ensamblaje se muestra en la figura 8.

2.3.6.4 Liner while Drilling Direccional

Emplea un colgador multi-set junto con un BHA específico que se recupera a superficie, permite el uso de herramientas direccionales y herramientas de MWD/LWD; además de perforar utilizando motor o RSS. El ensamblaje se muestra en la figura 8.



Figura 8. Tipos de Casing y Liner Drilling

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger (2016)

2.3.7 Herramientas del Casing while Drilling

La técnica de casing while drilling emplea diferentes tipos de herramientas, tanto en superficie como en fondo. Estas herramientas permiten realizar una perforación de pozos de manera eficaz y segura. Las herramientas son:

Herramientas de Superficie.

- Herramienta de Circulación de Casing.
- Herramienta de Corrida/Perforación de Casing.

Herramientas de Fondo.

- Drill Lock Assembly (DLA).
- Casing Profile Nipple (CPN).
- Directional Guide Shoe (DGS).
- Underreamer (UR).

Herramientas de Corrida.

- Hydraulic Setting Tool (HST).
- Mechanical Release Pulling Tool (MRPT).

Como parte de este trabajo, es pertinente detallar cada una de las herramientas, sus especificaciones y funcionamiento, buscando sustentar la necesidad de implementar la tecnología en el proyecto Shaya.

2.3.7.1 Herramientas de Superficie

a) Herramienta de Circulación de Casing 9 5/8"- 13 3/8" (Casing Circulation Tool 9 5/8"- 13 3/8")

La herramienta de circulación de Casing (CCT) permite sellar y conectar la parte interior de la sarta al casing, además de contener el lodo que se desplaza al correr la sarta dentro del casing.

En cualquier momento durante el viaje de la tubería de perforación, tanto el conjunto de cierre y el sello pueden conectarse a la parte interna de la sarta de perforación y al Top Drive. La tubería de perforación se desliza, el encuellador se mueve y el conjunto de cierre y sello baja conectándose al ensamblaje de corrida del casing; ver figura 9.

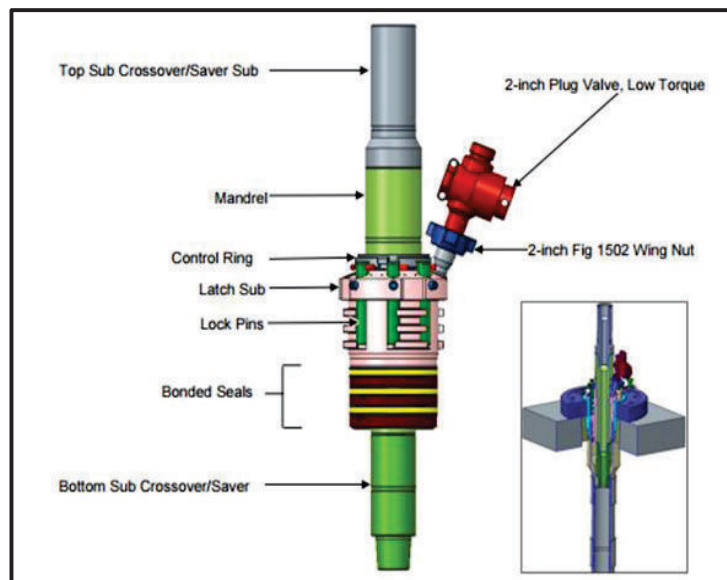


Figura 9. Ensamblaje de Cerrojo y Cierre (Izquierda), Herramienta de Circulación del Casing (Derecha)

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger (2016)

b) Casing Drive System

El sistema consta de un arreglo de cuñas de conexión rápida que sujeta el exterior o bien el interior de la tubería de revestimiento, dependiendo del tamaño de la tubería. Además, fija la tubería de revestimiento en el Top Drive (Sistema de impulsión superior) sin conexiones roscadas para evitar daño en la rosca del casing. Dispone de un arreglo interno tipo cangrejo, proveyendo un sello de fluido en el interior de la tubería. La capacidad de carga llega hasta 500 toneladas y una capacidad de torque de hasta 40000 ft-lb.

Con los brazos traslada la tubería por la puerta "V", agarrarla y aplicar el torque a las conexiones y poder perforar con casing; ver figura 10.

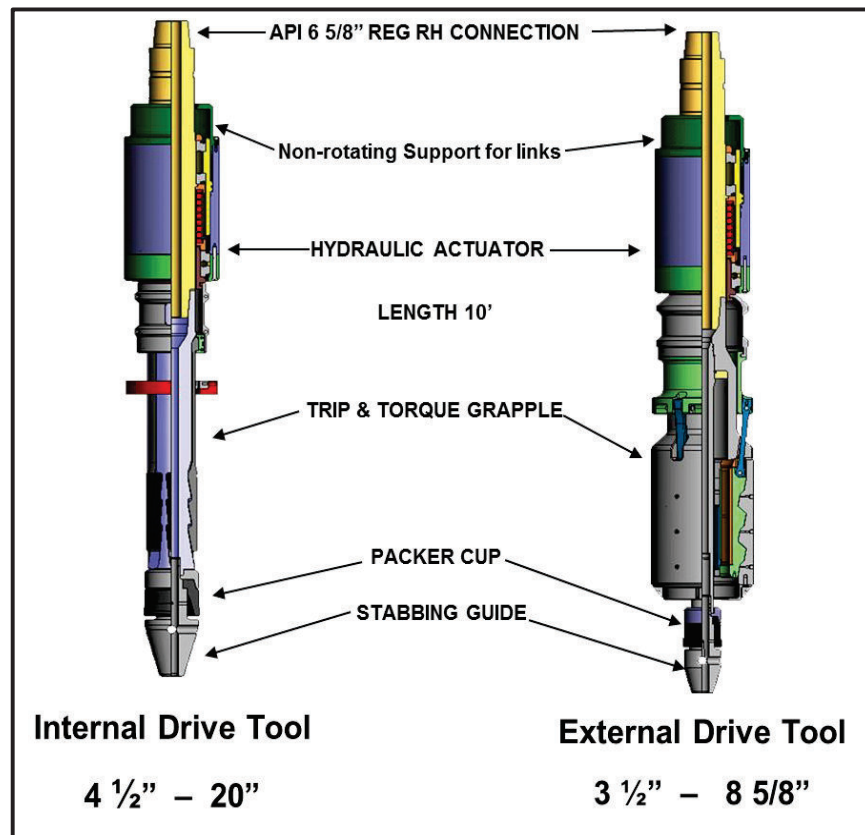


Figura 10. Casing Drive System 9 5/8"- 13 3/8"

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger (2016)

c) Casing Running Tool (CRT)

La herramienta se instala de forma rápida, como si se conectara una sarta de perforación convencional; además, no permite fuga de fluidos ya que no dispone de una conexión hidráulica. Permite reducir la mano de obra y es fácil de operar; ver figura 11.



Figura 11. Casing Running Tool (CRT)

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger (2016)

2.3.7.2 Herramientas de Fondo

El Casing while Drilling nivel 3 dispone de un sistema recuperable que proporciona una mayor flexibilidad, se utiliza con un BHA (Bottom Hole Assembly) recuperable cuando se requiera tomar registros del intervalo a perforar o se quiera perforar de manera direccional.

El ensamblaje de fondo (BHA) está integrada por una broca, RSS o motor, MWD, Underreamer o ampliador, mud motor y Drill Lock Assembly (DLA). Los componentes del BHA pueden variar de acuerdo al plan direccional; ver figura 12.

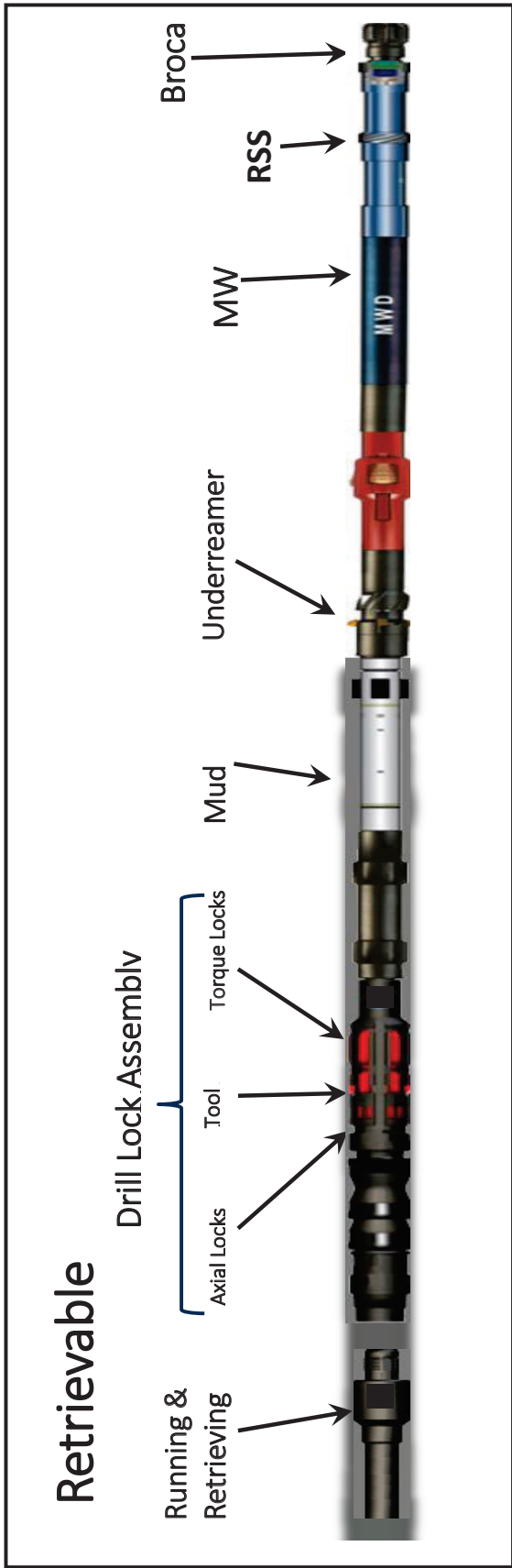


Figura 12. Componentes del BHA

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger (2016)

a) Drill Lock Assembly (DLA)

Herramienta principal para trabajar con Casing while Drilling nivel III con un BHA recuperable. La principal función del DLA es anclar el BHA dentro de la casing. El BHA siempre se conecta de manera directa con el DLA. El DLA/BHA puede desplegarse a través de la tubería de perforación. Permite una conexión axial y torsional. Tiene un cierre hermético contra la tubería de revestimiento para dirigir el lodo a la broca. Además, permite que el fluido esquive el BHA durante el despliegue y la recuperación de la herramienta.

Una vez ajustado, el DLA se bloquea en el Casing Profile Nipple (CPN) permitiendo que el BHA rote usando el Casing. A medida que gira el casing, el torque es transferido desde el casing a los bloques de torsión del DLA y al BHA. Las cerraduras axiales permiten transferir peso desde el casing a la broca.

El DLA también actúa como un sello que permite al operador dirigir el flujo de fluido desde la casing hacia el BHA / Broca piloto; ver figura 13

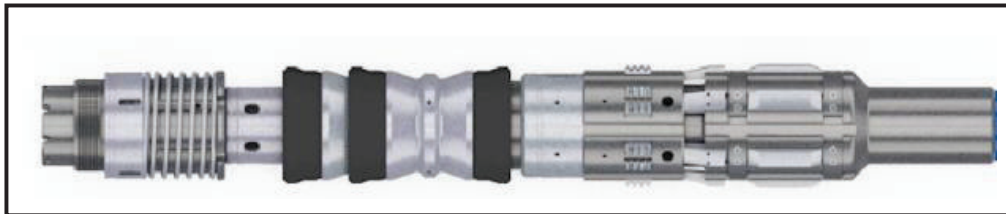


Figura 13. Drill Lock Assembly (DLA)

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger (2016)

Funcionamiento

El DLA, conjuntamente con el CPN, proporciona la capacidad de perforar con casing. El DLA, aunque simple en su concepto, sirve para varias funciones usando muchos de sus diferentes componentes.

Conexión Pin

El Bottom Sub tiene la conexión pin, la cual permite al operador acoplar con el BHA.

Componentes de Sello

El componente de sellado del DLA permite que el fluido bombeado a través de la casing sea desviado a través del DLA y al BHA. Estos componentes de sello son: mangs, packers y anillos tipo O. Todos los componentes de sellado se mantienen en su lugar por el cono.

Tamaños del DLA

Los tamaños disponibles de DLA son:

- 13 3/8"
- 10 3/4"
- 9 5/8"
- 7"

Proceso de corrida y ensamblaje con Hydraulic Setting Tool (HST)

El proceso de corrida y ensamblaje consiste, secuencialmente, en:

1. La tubería de perforación junto al Hydraulic Setting Tool (HST) y Drill Lock Assembly (DLA) se baja dentro del casing hasta alcanzar el Casing Profile Nipple (CPN), las ranuras del DLA cuando están dentro del Casing Profile Nipple (CPN) en superficie se observa una caída de peso de 5000 hasta 10000 lbs.
2. En superficie se desconecta la tubería de perforación y se deja caer una bola de acero dentro de la tubería de perforación.
3. Se conecta nuevamente la tubería de perforación.
4. La bola de acero viaja dentro de la tubería de perforación hasta que se asiente en el Hydraulic Setting Tool (HST).
5. A una presión determinada, el tornillo de corte se rompe y tanto el cilindro como el mango de ajuste se mueven hacia abajo, esto acciona el mandril

cónico hacia abajo, ajustando el DLA desde el funcionamiento a la posición de ajuste.

6. El mandril cónico se acciona bajo las cerraduras axiales forzando a acoplarse al CPN.
7. Se aplica presión durante 2 min. aproximadamente, luego se procede a sacar la tubería de perforación para asegurar que el DLA se acopló al CPN.
8. Una vez que se confirma que la presión interna de la tubería se procede a incrementar la presión hasta una presión de liberación predeterminada.
9. El tornillo se corta y baja un tapón, al mismo instante los bloqueos se mueven para la liberación del HST del DLA.
10. El grapple se libera del DLA y se procede a sacar el HST a superficie.

b) Casing Profile Nipple (CPN)

El Casing Profile Nipple (CPN) es una herramienta que se coloca en la parte interior casing, proporciona la interfaz de bloqueo entre el DLA y el BHA. Las ranuras axiales, los bloqueos de torsión y bloqueos de ajuste del DLA se alinean con las ranuras del CPN y se bloquean en su posición. El Casing Profile Nipple (CPN) se fabrica con el mismo peso/grado de casing con el cual se va a proceder a perforar; ver figura 14.

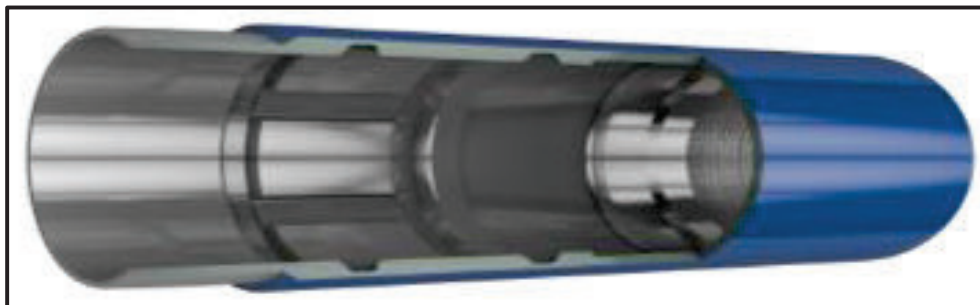


Figura 14. Casing Profile Nipple (CPN)

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger (2016)

c) Directional Guide Shoe (DGS)

El Zapato Guía Direccional (DGS) de la figura 15 es una herramienta que se emplea para perforaciones de pozos direccionales; tiene un fondo plano y perfiles de pastillas cónicas dobles para proporcionar resistencia al desgaste. El ID está biselado para facilitar el paso de la herramienta y este perfil es muy adecuado para "deslizamiento" cuando se utiliza con herramientas de perforación direccional.

Los zapatos guía de BDT se aplican a las juntas del zapato utilizadas en las operaciones de Casing while Drilling. Los zapatos guía de BDT cumplen con las funciones de:

- Guía al casing dentro del hoyo.
- Identifica de forma temprana las condiciones del agujero, mostrando si se encuentra debajo de calibre, lo que aumentará el torque detectado en superficie debido al desgaste de la herramienta de corte.
- Reforzar el extremo de la casing y facilitar el lavado sobre el BHA cuando sea necesario.

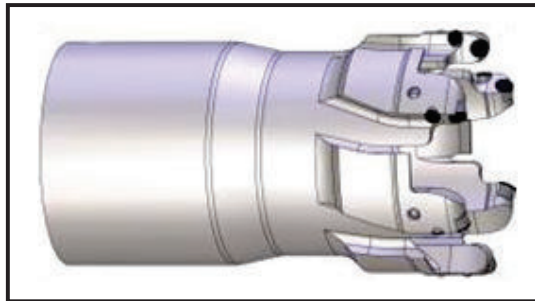


Figura 15. Directional Guide Shoe

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger (2016)

El cuerpo principal del DGS se conecta a presión o pre-roscado con una conexión de 9 5/8" (9 5/8" box connection). Grandes canales de flujos entre las cuchillas permiten maximizar el área de limpieza de recortes, minimizando la posibilidad de vibración y daños.

El cuerpo del DGS tiene un diámetro de desviación mayor que el siguiente tamaño de broca para asegurar que no se necesita perforar ningún material duro. El borde delantero del rimador tiene un chaflán para asegurar que todas las herramientas se pueden ejecutar y recuperar sin colgar.

d) Underreamer (UR)

El underreamer dispone de patines de aletas expansibles y retráctiles que amplían el diámetro en un 50% mayor que el diámetro de la broca para permitir que el casing pase. El Underreamer (UR) se une a un drill collar o motor entre el zapato del casing y la broca. El underreamer (UR) perfora mientras permite que:

- a) Fluya suficiente fluido a través de la herramienta para operar las herramientas direccionales.
- b) El paso de un buen flujo hacia la broca.

Se utiliza para ampliar el diámetro del hoyo mientras se perfora con casing. Cuando se completa la perforación, el UR, como parte del BHA recuperable, es recuperado a través del interior de la casing; ver figura 16.

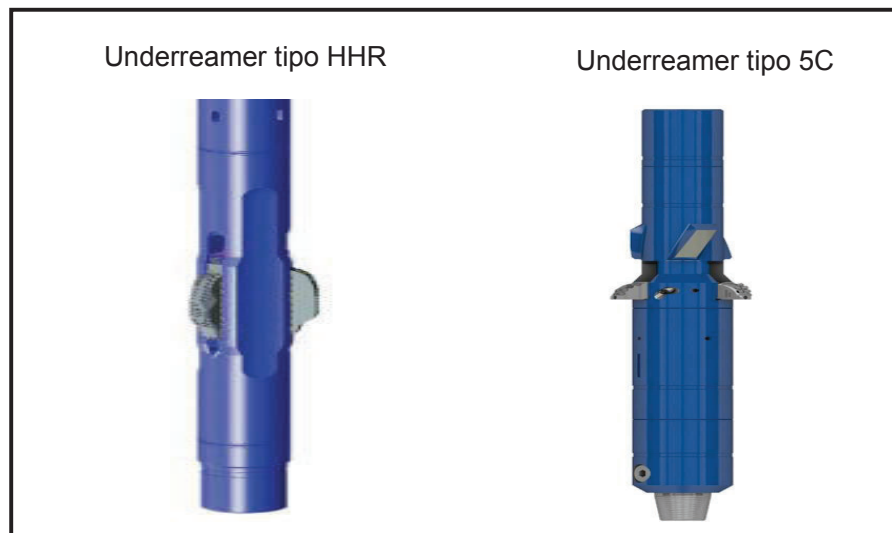


Figura 16. Underreamer High Ratio Rhino Reamer (HHR) y 5C

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger (2016)

Funcionamiento

El fluido de perforación (lodo) se bombea a través del orificio de la herramienta. La fuerza de activación se crea por la presión diferencial entre el BHA y el anular del pozo, actuando en las dos áreas de sellado. Con un caudal específico, la presión diferencial alcanza la magnitud requerida para comprimir el resorte, el pistón del actuador se mueve hacia abajo de la herramienta, lo que hace que los brazos del cortador se extiendan, y la herramienta está ahora lista para perforar. Una vez que se ha finalizado la perforación, el flujo del lodo a través de la herramienta se detiene completamente (o se reduce a muy bajas velocidades de flujo para propósitos de circulación), la presión diferencial anular se disipa y hace que la fuerza de resorte empuje el pistón, se repliegan los brazos cortadores, y la herramienta está lista para el viaje a superficie.

El underreamer tipo 5C y High Ratio Rhino Reamer (HHR) requiere de las siguientes presiones para que se activen los brazos ampliadores:

- 7" = 195 psi.
- 7 5/8" = 175 psi.
- 9 5/8" = 120 psi.
- 10 3/4" = 130 psi.
- 13 3/8" = 130 psi.

La principal diferencia que tienen estos 2 tipos de underreamer son los números de cortadores con los que cuentan; ver tabla 8.

Tabla 8. Número de cortadores del Underreamer tipo 5C y HHR

Underreamer	Número de Cortadores primarios	Total de cortadores
5C	12	18
High Ratio Rhino Reamer (HHR)	27	54

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

Tamaños del Underreamer UR

Los tamaños disponibles del Underreamer UR son:

- 16" -17" -17 ½"
- 12 ¼" - 12 ¾" – 14"
- 12 ¼"
- 9 ½" – 9 7/8"
- 8 ½" – 8 ¾" – 8 7/8"

2.3.7.3 Herramientas de corrida

a) Hydraulic Setting Tool (HST)

El Hydraulic Setting Tool (HST) se utiliza para desplegar y luego fijar el DLA (Drill Lock Assembly) dentro del CPN (Casing Profile Nipple); ver figura 17.



Figura 17. Hydraulic Setting Tool (HST)

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger (2016)

Funcionamiento

El procedimiento de ajuste del HST se controla mediante la presión aplicada desde la bomba de lodo. Una vez que el DLA ha aterrizado dentro del CPN y el operador ha confirmado la profundidad correcta, se hace circular una bola por el tubo de perforación y aterriza dentro del HST.

Un aumento en la presión genera suficiente fuerza para activar el mecanismo de ajuste del HST. Esta fuerza se transfiere al mango de ajuste en el HST, la que es utilizada para ajustar el DLA en el CPN.

Una vez que se ha ajustado el DLA, el pistón dentro del HST continúa accionándose hasta que se abre el bypass interno permitiendo que la presión aplicada salga en la zona anular entre el diámetro interior (ID) del casing y la tubería de perforación. El par de torsión de la mano derecha se utiliza para desconectar el HST del DLA, momento en el cual el operador puede sacar la tubería de perforación y HST fuera del hoyo. Como la herramienta funciona con la presión aplicada desde la bomba de lodo, puede utilizarse a cualquier profundidad y en cualquier ángulo de desviación.

b) Mechanical Release Pulling Tool (MRPT)

Herramienta empleada para liberar y recuperar el BHA (Bottom Hole Assembly) de manera mecánica del Casing Profile Nipple (CPN). La herramienta sólo se puede utilizar con la tubería de perforación para poder ejercer pesos y liberar mecánicamente el DLA del CPN; ver figura 18.



Figura 18. *Mechanical Release Pulling Tool (MRPT)*

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger (2016)

Funcionamiento

La tapa de agarre del Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) se desliza sobre los hilos de agarre de la manga del DLA y lo empuja hacia abajo en la manga de bloqueo del DLA. El peso de la sarta previo al enclavamiento del DLA es notorio. El indicador de peso caerá apenas el MRPT se posicione sobre el DLA.

Una vez que el MRPT haya sido asentado, la tubería de perforación es tensada. Cuando es tensionado los bloqueos del DLA se deslizan y el cono/manga es capaz de ascender liberando los bloqueos axiales del DLA del CPN. El ensamblaje MRPT/DLA/BHA es recuperado a superficie.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA CASING WHILE DRILLING EN EL CAMPO AUCA- PROYECTO SHAYA

3.1 Perforación de los pozos de hidrocarburos en el Proyecto Shaya

El objetivo del proyecto Shaya es diseñar un pozo con 4 revestidores que van en función del tamaño del casing (tubería de revestimiento) asentado de mayor a menor diámetro, estas secciones son: Conductora, Superficial, Intermedia y Liner de Producción.

Para realizar una nueva campaña de perforación se programa si el pozo va a ser de producción o de inyección, una vez analizado el fin del pozo a perforar se consideran los eventos que se han presentado en los pozos vecinos en una determinada plataforma dentro del Bloque 61; de igual manera, la información de los pozos vecinos da una pauta para planificar qué tipo de trayectoria sería la más idónea al perforar un nuevo pozo y estimar el tiempo que duraría el perforar.

Uno de los parámetros a considerar en un programa de perforación es saber a qué profundidades son los topes y presiones de cada formación que presenta las distintas plataformas dentro del Bloque 61 para programar la profundidad de asentamiento del casing o tubería de revestimiento y que no presente ningún problema ya sea al cementarlo o al correrlo desde la superficie. Con esta información también se planifica el tipo de lodo a utilizar, su densidad y que propiedades reológicas debe tener el fluido de perforación para tener un correcto desempeño en la perforación y limpiar el hoyo de los recortes generados en la perforación de una manera eficiente.

3.1.1 Esquema Mecánico de la tubería de revestimiento

La figura 19 presenta un esquema mecánico con las principales funciones y profundidades de asentamiento del casing o tubería de revestimiento de cada sección perforada en el proyecto Shaya.

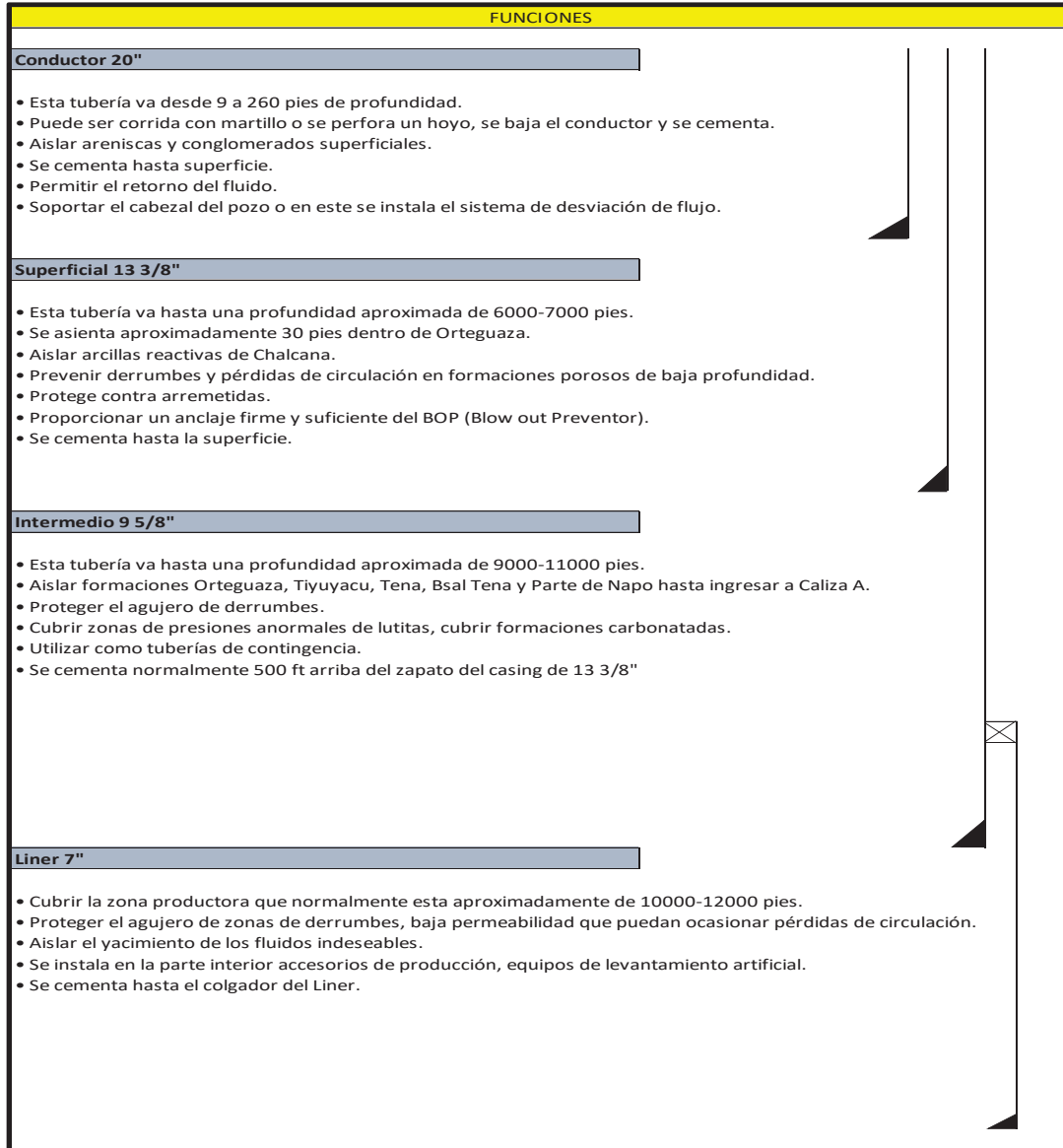


Figura 19. Funciones de la tubería de revestimiento del Proyecto Shaya

Fuente: Integrated Drilling Services (IDS), Schlumberger

Elaborado por: Francisco Salazar

3.1.2 Tiempos de Perforación y Tiempos planos de la sección 12 ¼”

En el proyecto Shaya, la sección que presenta mayor problema al perforar es la sección de 12 ¼” por el tipo de litología que presenta las distintas plataformas dentro del Bloque 61, por el tiempo que se demora en sacar la tubería de perforación o porque ocurre una demora en la corrida del casing de 9 5/8”. Los aspectos citados se muestran de manera general en las figuras 20 y 21.

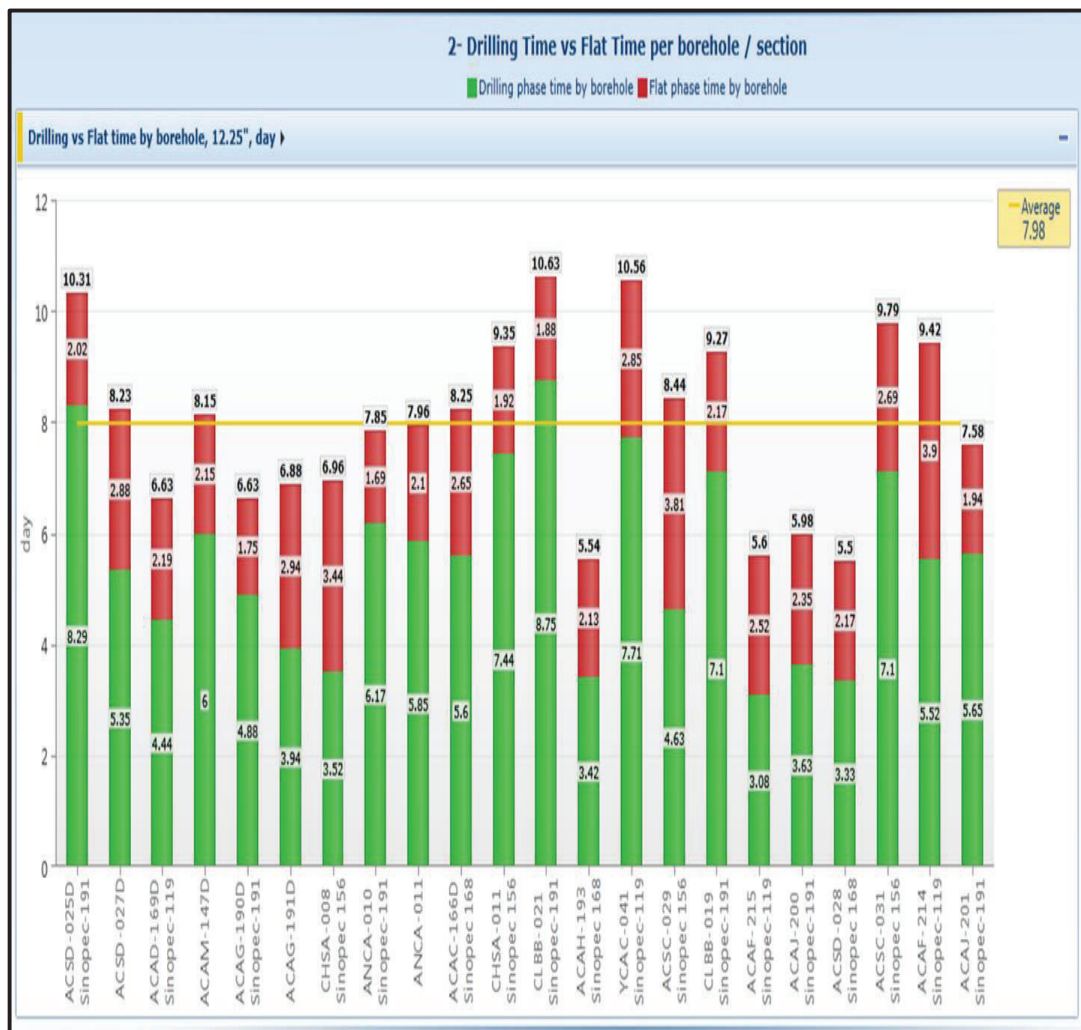


Figura 20. Tiempo de perforación vs tiempos planos de la sección de 12 ¼”

Fuente: Rig Hour, Schlumberger (2017)

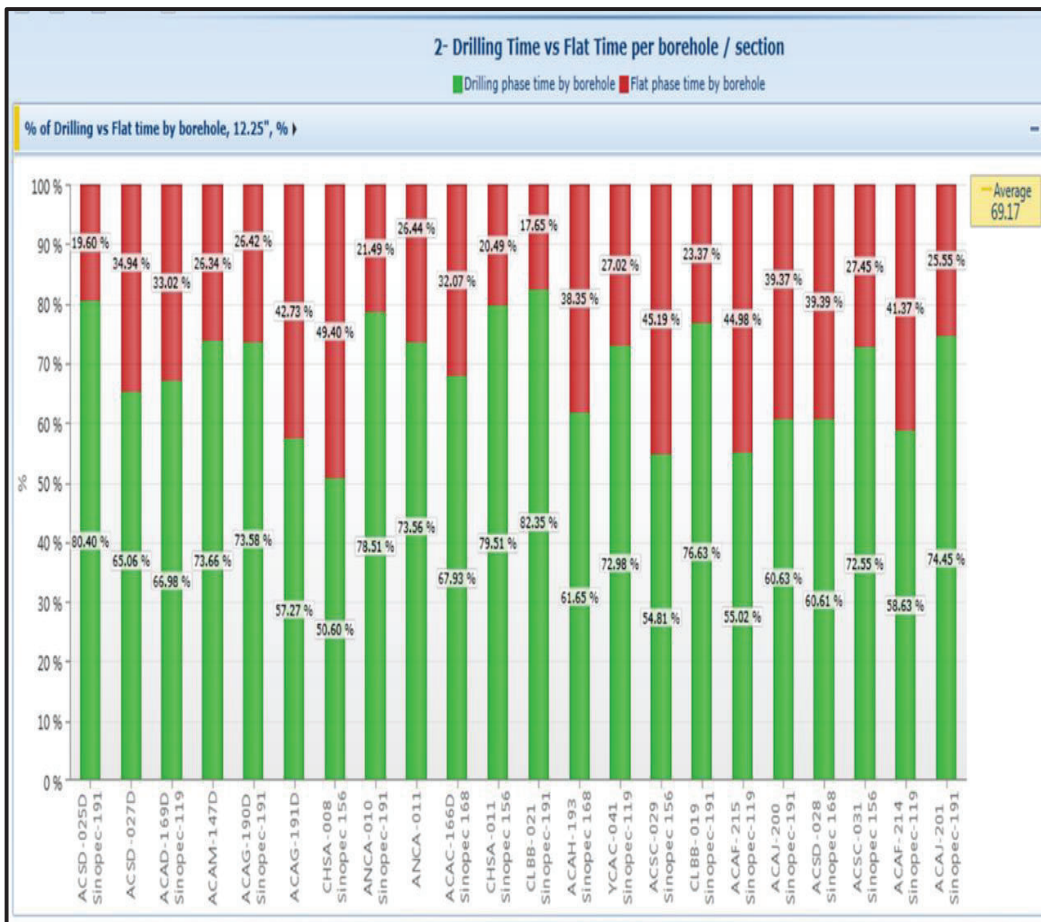


Figura 21. Porcentaje de tiempos de perforación vs tiempos planos de la sección de 12 1/4"

Fuente: Rig Hours, Schlumberger (2017)

En la fase de perforación un factor a considerar es el tiempo plano, entendiéndose por tiempo plano al tiempo en el cual no hay cambio de profundidad en la sección que se está perforando; este tiempo puede verse afectado ya se por el cambio de BHA, cambio de broca, demora en las conexiones de la tubería entre otras. Por lo tanto, el tener un tiempo plano considerable repercute en el aumento del tiempo de perforación de un pozo.

En la figura 20 se presenta los tiempos de operación versus el tiempo plano de todos los pozos perforados del proyecto Shaya, de los cuales los pozos con mayor tiempo plano fueron: Auca sur 27 (ACSD-027) con un tiempo de 2.88 días, Auca G 191 (ACAG-191) con un tiempo de 2.94 días, Chonta Sur

008 (CHSA-008) con un tiempo de 3.44 días, Auca C 166 (ACAC-166) con un tiempo de 2.65 días, Yuca 041 (YCAC-041) con un tiempo de 2.81 días, Auca Sur 029 (ACSC-029) con un tiempo de 3.81 días, Auca Sur 031 (ACSC-031) con un tiempo de 2.69 y el pozo Auca F 214 (ACAF-214) con un tiempo de 3.9 días.

Para los pozos perforados en el proyecto Shaya el tiempo plano promedio fue de 2,46 días, por lo tanto, la diferencia de tiempos planos con respecto a los pozos descritos anteriormente está alrededor de 1,5 días.

Por esta razón se busca ver una solución para poder mitigar estos tiempos planos al igual que los distintos problemas operacionales que se presenta en una perforación; los que fueron descritos con anterioridad.

Una solución para los problemas asociados con la perforación es la técnica del Casing while Drilling, que permite mitigar o reducir los tiempos no productivos (NPT), al igual que permite revestir cada pie perforado. Los parámetros a considerar para implementar esta técnica en el proyecto Shaya se describen a continuación.

3.2 Consideraciones para implementar la técnica Casing while Drilling.

El rendimiento de la sección de 12 ¼” se ve afectado principalmente por la velocidad con la cual se saca la sarta de perforación hacia la superficie, ya sea por la presencia de conglomerado, la heterogeneidad geológica que presenta esta sección y la trayectoria del pozo.

Por tal motivo, para mitigar el problema en la sección de 12 ¼” y mejorar el desarrollo de la perforación de pozos de producción de petróleo en el proyecto Shaya, se utilizará la técnica Casing while Drilling nivel 3; integrado por un BHA recuperable como se muestra en la figura 22. Esta técnica permite optimizar los tiempos planos durante la perforación, mejorar la condición del hoyo y reducir la cantidad de sólidos en superficie.

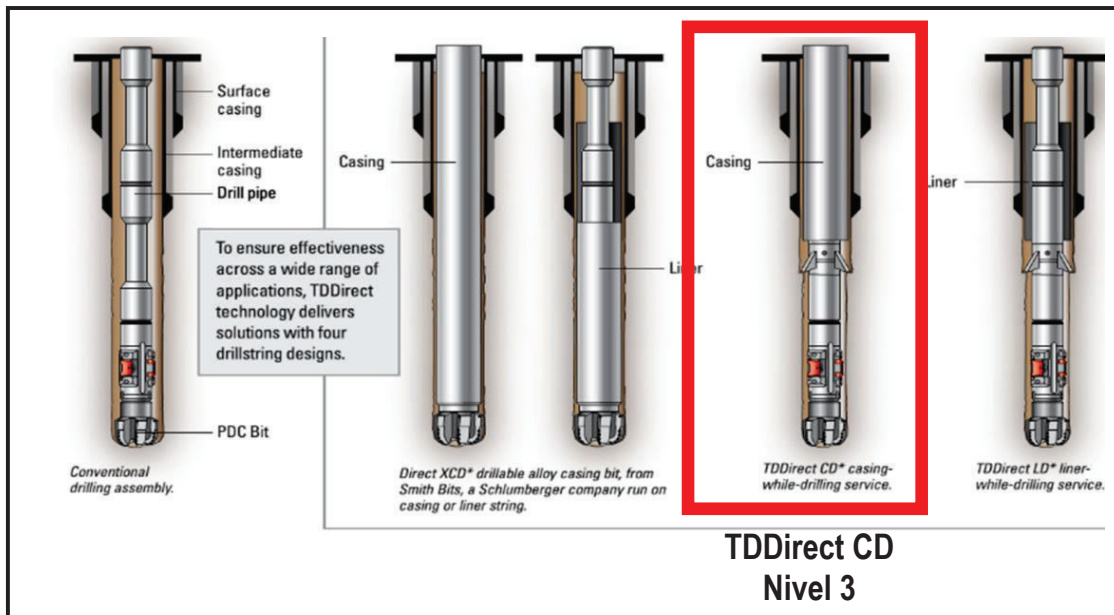


Figura 22. Tipos de Casing Drilling

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger (2016)

Por lo tanto, en este estudio se toma una muestra de 5 pozos para realizar un estudio técnico y seleccionar el pozo idóneo para implementar el Casing while Drilling; ver tabla 9.

Tabla 9. Pozos Candidatos para Casing while Drilling

Pozo	Tipo de Trayectoria	KOP [ft]	Max. Inclinación [Deg]	VS [ft]	TD 9 5/8" [ft]
A	J	3700	18	1771	9915
B	J	4400	15,25	1274	9580
C	J	4400	16,30	1324	9600
D	S	1500	26.30	2311	9850
E	S	1200	27.50	1705	9920

Fuente: Drilling and Measurements (D&M), Schlumberger

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

Las consideraciones para implementar la técnica del Casing while Drilling son:

- Análisis de Torque y Arrastre.
- Fatiga.
- Pandeo.
- Broca y Underreamer.
- Programa Direccional (motor o RSS).
- Hidráulica y Densidad equivalente de circulación (EDC).
- Well Control.
- Diseño del Casing.
- Conexión del Casing.

Las simulaciones desarrolladas en este estudio fueron realizadas con los softwares: Extended Reach Architect (ERA k&m), Integrated Dynamic System Analysis Service (i-DRILL), Casing Driller, Tubular Design and Analysis System (TDAS) de la Cía. Schlumberger.

Por confidencialidad de Schlumberger, no se mostrará a detalle el funcionamiento de su software.

3.2.1 Análisis de torque y arrastre

En el proyecto Shaya se dispone de dos tipos de Top Drive, el primer Top Drive tiene una potencia de 1200 HP y un torque máximo en superficie +/- 51.4 klb-ft, pero se lo limitó a un 75% para no trabajar al límite de este Top Drive, por lo tanto, tendrá un torque máximo de +/- 38.5 klb-ft; el segundo Top Drive tiene una potencia de 800 HP y un torque máximo de +/- 35 klb-ft.

Sobre la base de la información técnica del top drive que se indica en las tablas 10 y 11, y con la simulación a los 5 pozos candidatos, se podrá concluir qué tipo de Top Drive, con su respectivo taladro, será el más idóneo para aplicar la técnica Casing while Drilling; brindando las garantías, tanto en eficiencia como en seguridad, para una campaña de perforación.

Tabla 10. Especificaciones del Top Drive de los taladros SINOPEC 119 Y 156

TOP DRIVE	Especificaciones
Tipo	CANRIG1250AC
Capacidad de carga	1,000,000 lb-f
Rango Continuo de torque	±51400 Ft-Lb @ 120 rpm
Máximo Torque	±95000 Ft-Lb desenrosacar /±74000 Ft-Lb enroscar
Sistema Kelly Cock	Upper Kelly Cock Lower Kelly Cock Operated by Hydraulic Actuator

Fuente: SINOPEC S.A

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

Tabla 11. Especificaciones del Top Drive de los taladros SINOPEC 168 Y 191

TOP DRIVE	Especificaciones
Tipo	VARCO8050AC-712
Capacidad de carga	1,000,000 lb-f
Rango Continuo de Torque	37,500 Ft-Lbs±37.400 ft-lb @ 112 rpm 15.849 ft-lb @ 265 rpm
Máximo Torque	±55.250 ft-lb
Sistema Kelly Cock	Upper Kelly Cock Lower Kelly Cock Operated by Hydraulic Actuator

Fuente: SINOPEC S.A

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

a) Análisis de Torque y Arrastre para el pozo A

La trayectoria del pozo A es de tipo J, ver figura 23, se cargó el survey, ver anexo 1, en el software ERA para conocer que torque genera en superficie, el factor de fricción y analizar si el Top Drive va a soportar esos valores y así poder perforar con esta técnica. El pozo A tiene un desplazamiento horizontal de 1771 ft, el KOP está a 3700 ft, un DLS máximo de 1,40°/100 ft, un ángulo máximo de 18 ° y la profundidad de asentamiento del casing de 9 5/8" a 9915 ft.

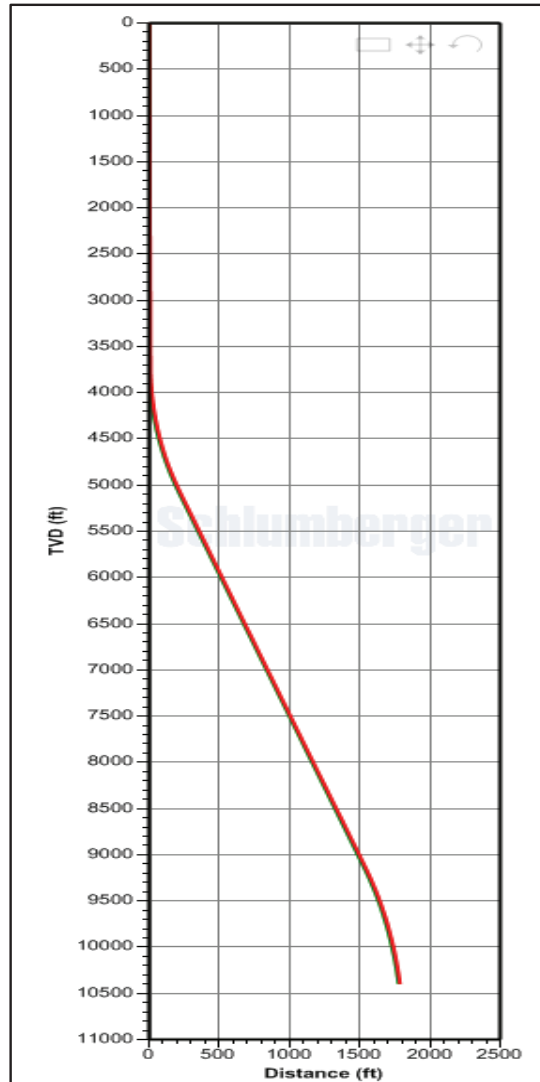


Figura 23. Trayectoria del pozo A

Fuente: Drilling and Measurements (D&M), Schlumberger (2017)

Los resultados al realizar la simulación, ver figura 24, muestran que el factor de fricción es de 0.30 y está sobre el límite del Top Drive; además, los factores de fricción de 0.35 y 0.40 generarían un torque de 39 k ft-lb y 43 k ft-lb, respectivamente. El peso sobre la broca que se consideró para la simulación fue de 25 klbs y un ROP de 100 ft/h.

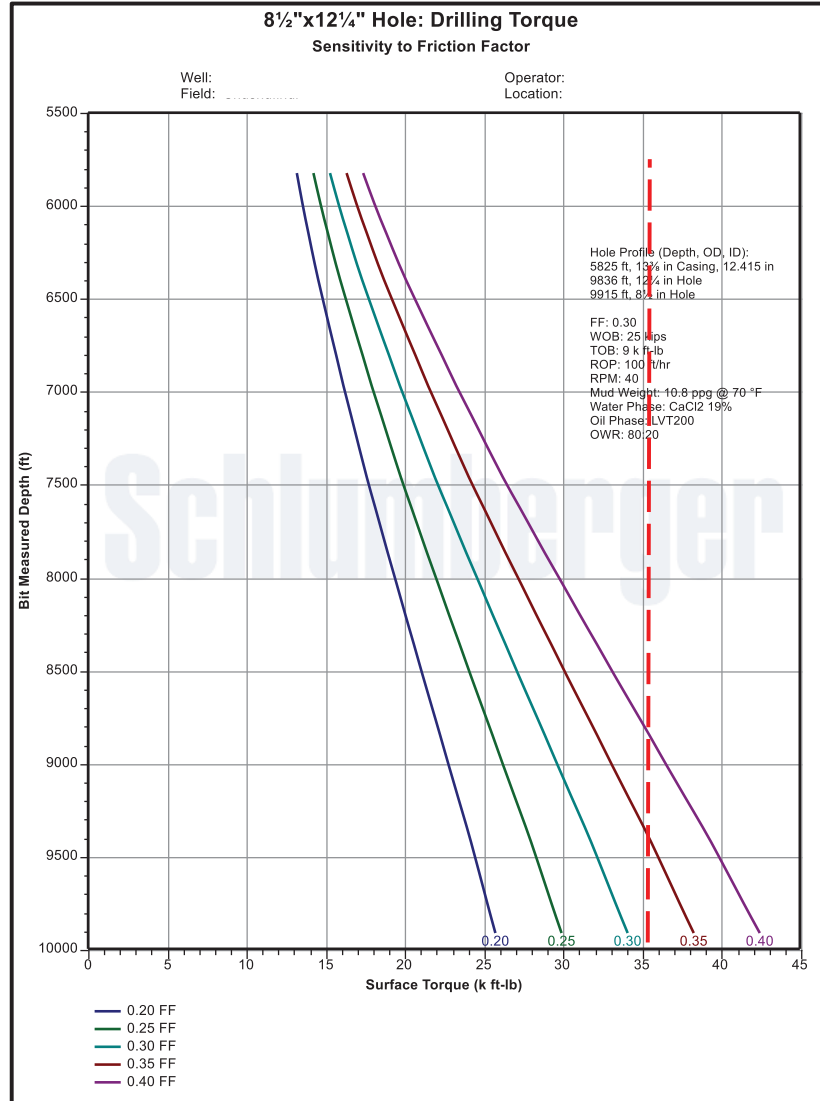


Figura 24. Torque y factor de fricción del pozo A

Fuente: ERA, Schlumberger

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

b) Análisis de Torque y Arrastre para el pozo B

La trayectoria del pozo B es de tipo J, ver figura 25, con un desplazamiento horizontal de 1274 ft, un KOP a 4400 ft, un ángulo máximo de 15,25°, un DLS máximo 1,50 °/100 ft y la profundidad de asentamiento del casing 9 5/8"

es a 9580 ft. Se cargó el survey, ver anexo 2, para realizar la simulación en el software ERA y ver que torque genera en superficie este pozo.

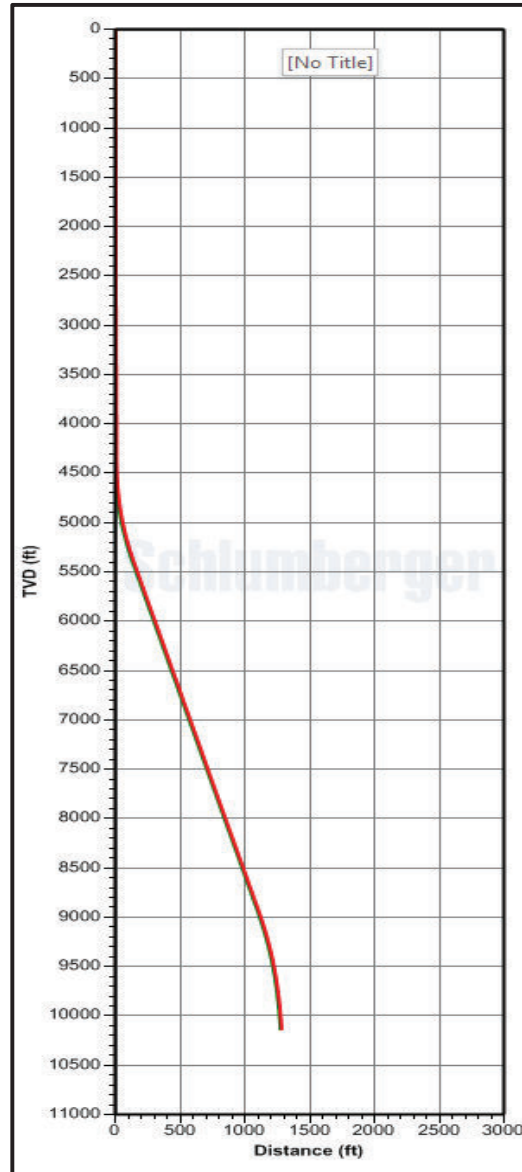


Figura 25. Trayectoria del pozo B

Fuente: Drilling and Measurements (D&M), Schlumberger (2017)

La simulación de la figura 26 mostró que el factor de fricción de 0.30 está por debajo del límite del Top Drive y que todos los demás valores de factor de fricción generarían un torque en superficie menor que el torque máximo del Top Drive, el máximo torque que se tendría en superficie sería de 37 k ft-lb con un factor de fricción 0.40. El peso sobre la broca fue de 25 klbs y una velocidad de perforación de 100 ft/hr.

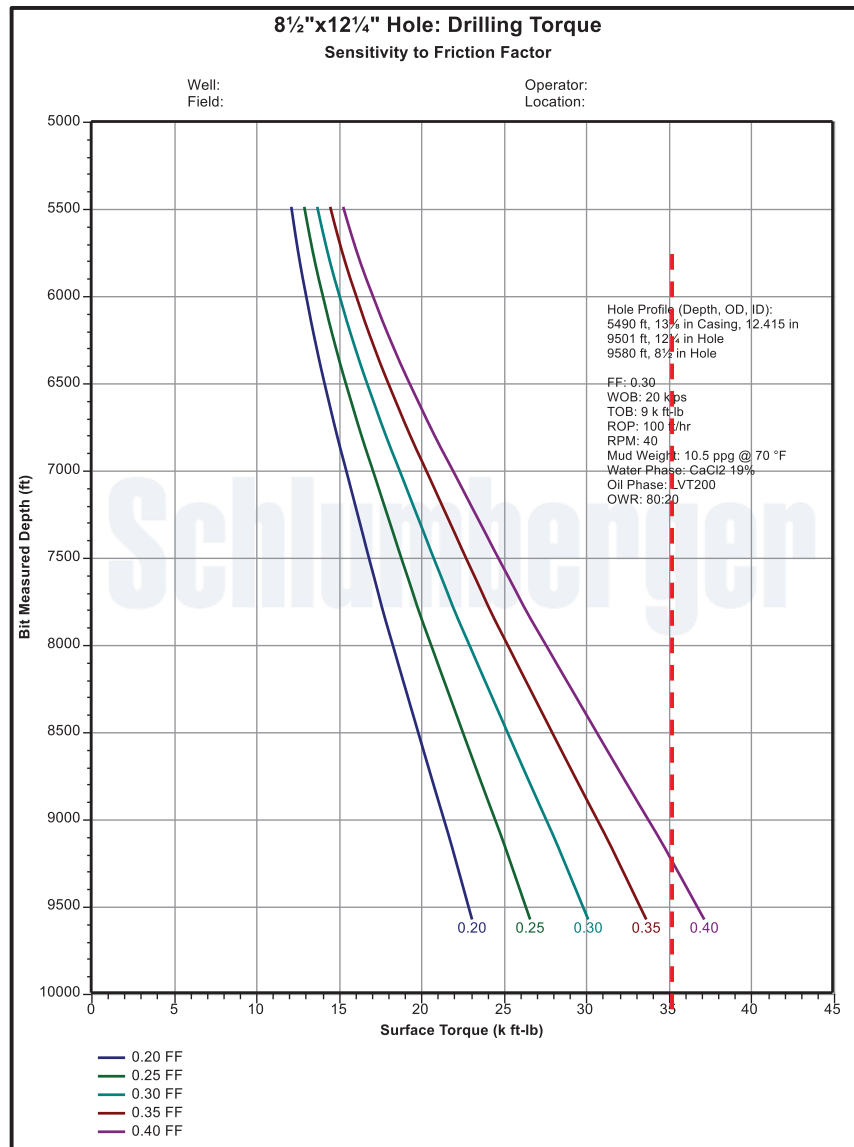


Figura 26. Torque y factor de fricción del pozo B

Fuente: ERA, Schlumberger

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

c) Análisis de Torque y Arrastre para el pozo C

La trayectoria del pozo C es de tipo J, ver la figura 27, con un desplazamiento horizontal de 1324 ft, un KOP a los 4400 ft, un ángulo máximo de $16,30^\circ$, un DLS máximo de $1,50^\circ/100$ ft y la profundidad de asentamiento del casing de $9\ 5/8''$ a 9600 ft. Se cargó el survey, ver anexo 3, de este pozo en el software ERA para ver el torque en superficie que generaría este pozo.

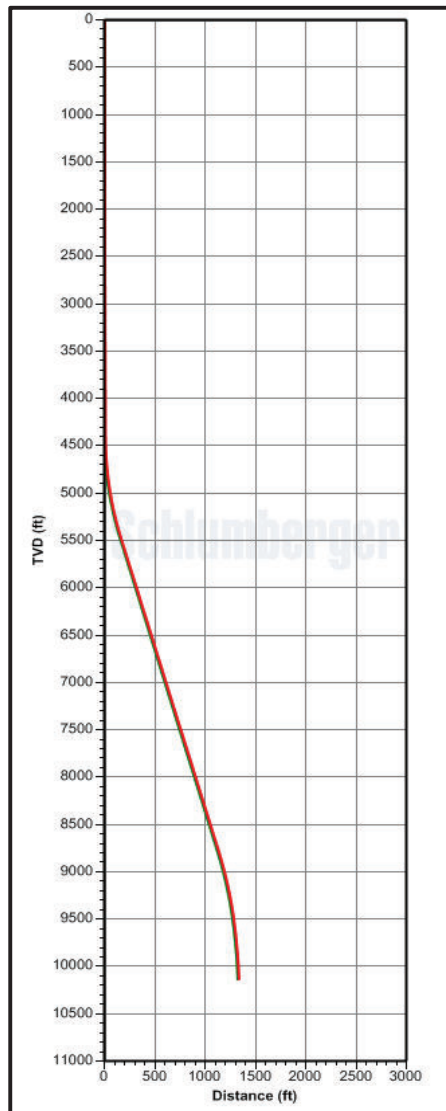


Figura 27. Trayectoria del pozo C

Fuente: Drilling and Measurement (D&M), Schlumberger (2017)

La simulación que se indica en la figura 28 mostró que el factor de fricción de 0.40 generaría un torque máximo de 38 k ft-lb. El peso sobre la broca que se consideró para la simulación fue de 25 klbs y la velocidad de perforación de 100 ft/hrs.

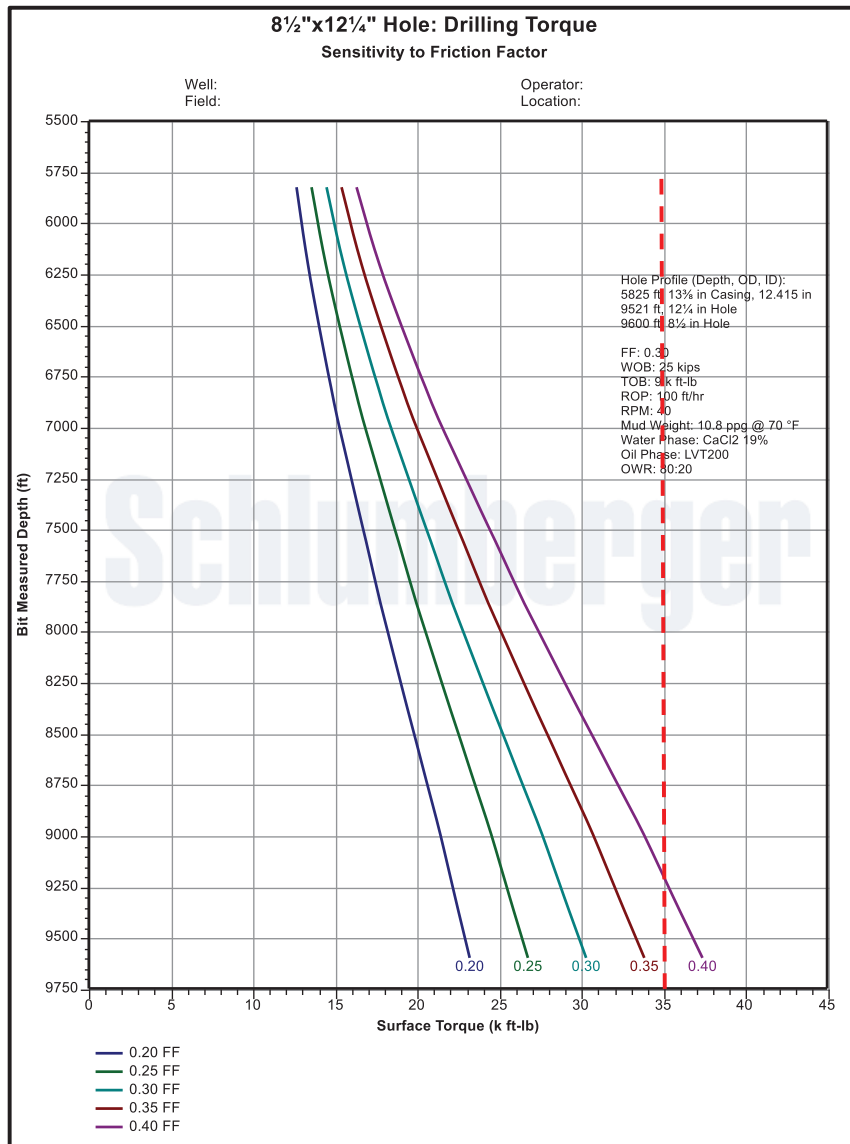


Figura 28. Torque y factor de fricción del pozo C

Fuente: ERA, Schlumberger

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

d) Análisis de Torque y Arrastre para el pozo D

La trayectoria del pozo D, ver la figura 29, con un desplazamiento horizontal de 2311 ft, es un pozo con una trayectoria tipo S, el primer KOP está a 1500 ft, el segundo KOP está a 6641,39 ft, un ángulo máximo de 26,30°, un DLS máximo de 1,40°/100 ft y la profundidad de asentamiento del casing de 9 5/8" está a 9850 ft. Se cargó el survey, ver anexo 4, al software ERA para conocer el valor de torque en superficie que generaría este tipo de trayectoria.

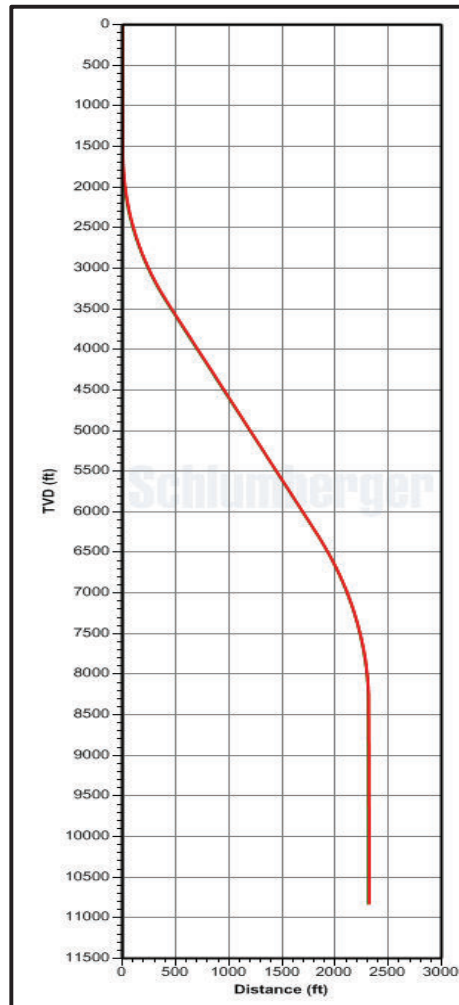


Figura 29. Trayectoria del pozo D

Fuente: Drilling and Measurement (D&M), Schlumberger (2017)

La simulación que se presenta en la figura 30 como resultado altos valores de torque y la mayoría de los factores de fricción están sobre el límite del torque máximo para aplicar la técnica Casing while Drilling. El peso sobre la broca es de 25 klbs y la velocidad de perforación de 100 ft/h.

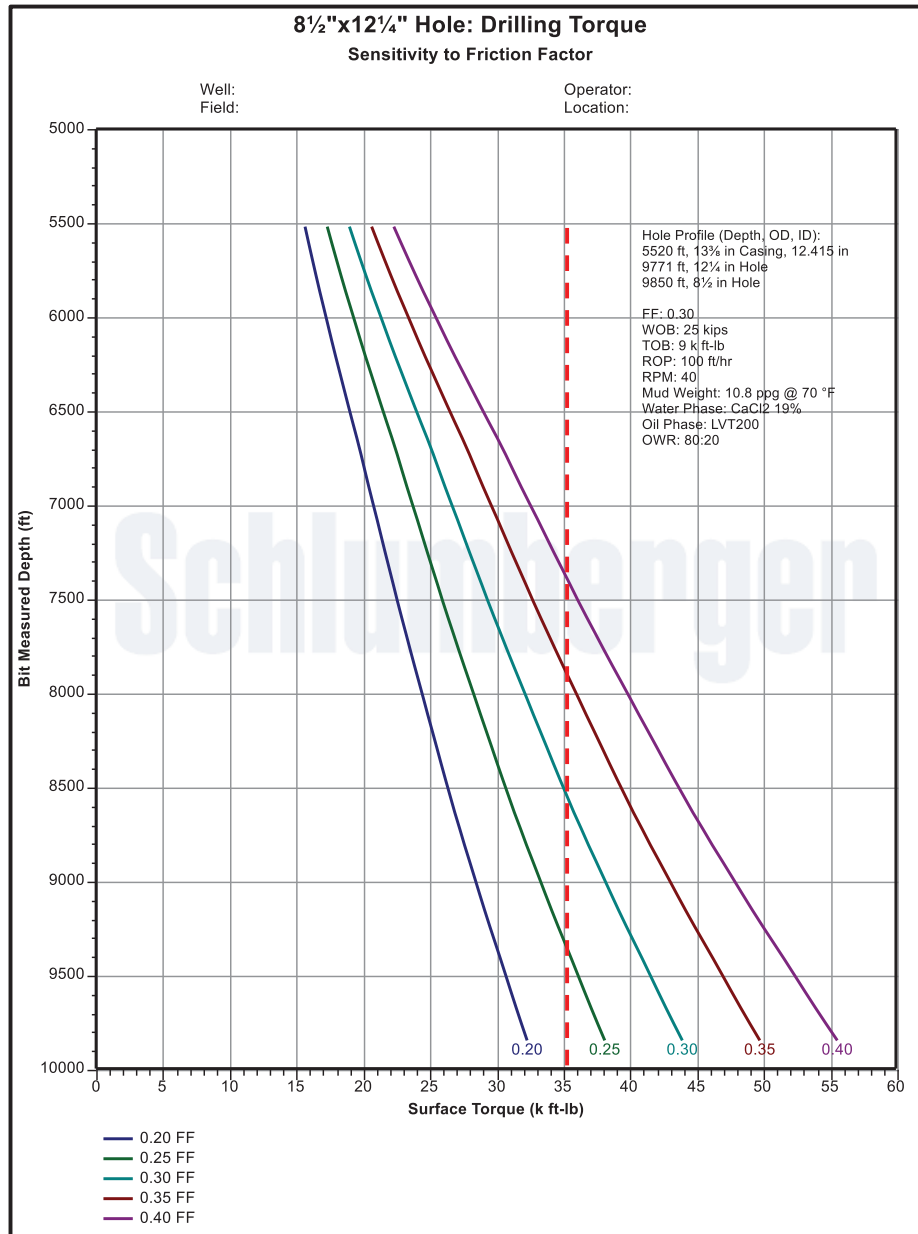


Figura 30. Torque y factor de fricción del pozo D

Fuente: ERA, Schlumberger

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

e) Análisis de Torque y Arrastre para el pozo E

La trayectoria del pozo E, como se indica en la figura 31, presenta un desplazamiento horizontal de 1705 ft, es un pozo con una trayectoria tipo S, el primer KOP está a 1200 ft, el segundo está a 4400 ft, el ángulo máximo es de $27,20^\circ$, con un DLS máximo de $1,80^\circ/100$ ft y la profundidad de asentamiento del casing de $9\ 5/8''$ a 9920 ft. Se cargó el survey, ver anexo 5, al software ERA para ver el valor de torque en superficie que generaría este tipo de trayectoria.

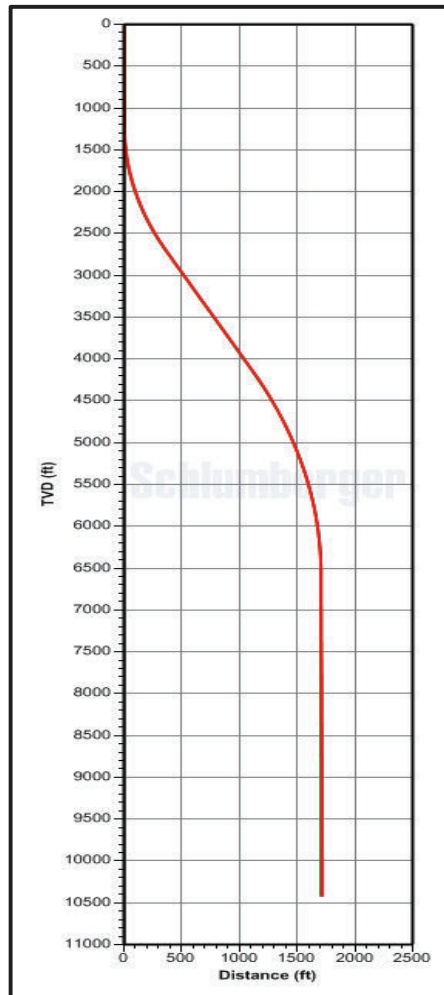


Figura 31. Trayectoria del pozo E

Fuente: Drilling and Measurement (D&M), Schlumberger (2017)

La simulación generada en el software ERA, ver figura 32, indica que todos los valores del factor de fricción sobrepasan el valor máximo de torque que se puede tener en superficie. El peso sobre la broca es de 25 klbs y la velocidad de perforación de 100 ft/h.

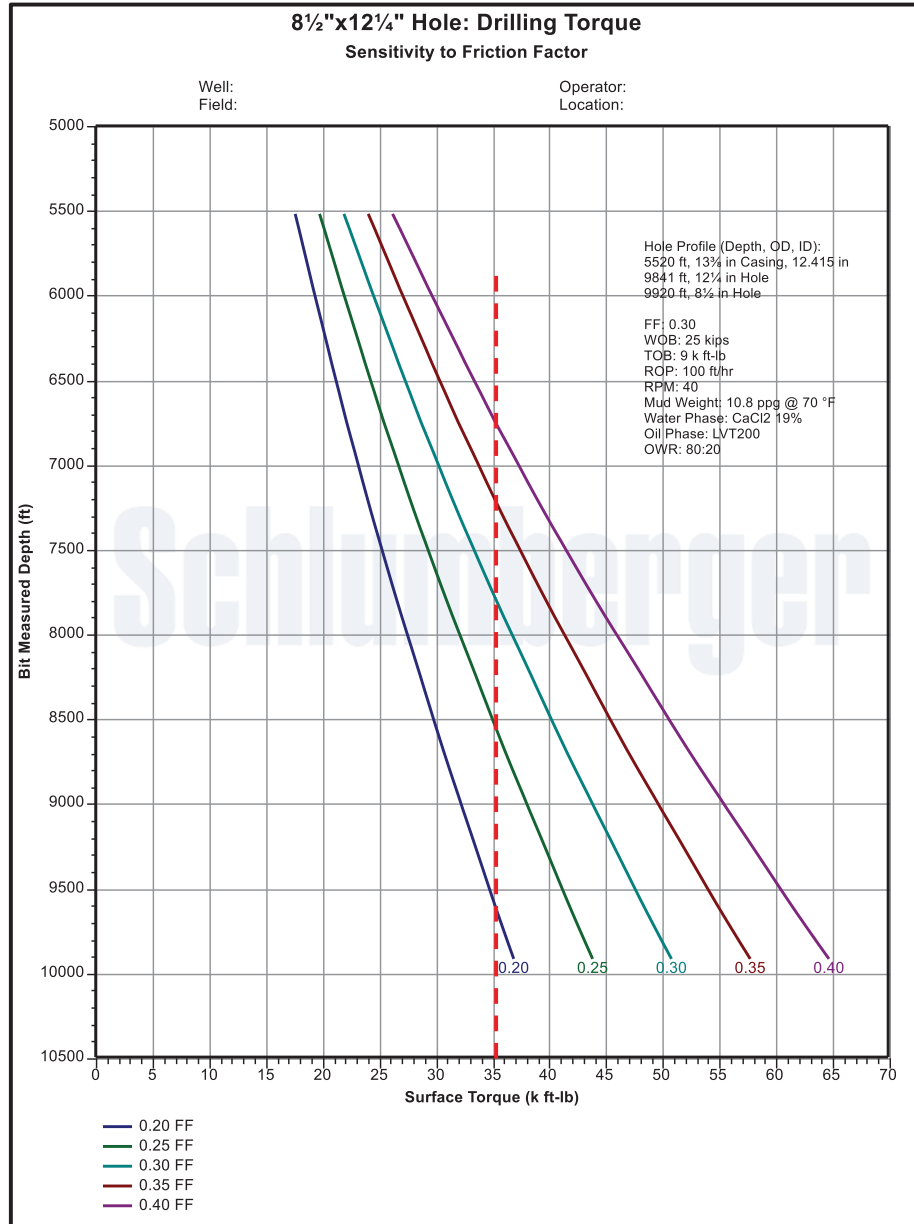


Figura 32. Torque y factor de fricción del pozo E

Fuente: ERA, Schlumberger

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

Se realizó el análisis del torque que se generaría en superficie con 60 y 120 RPM para poder escoger el Top Drive adecuado, y así aplicar la técnica Casing while Drilling; ver figura 33 y 34.

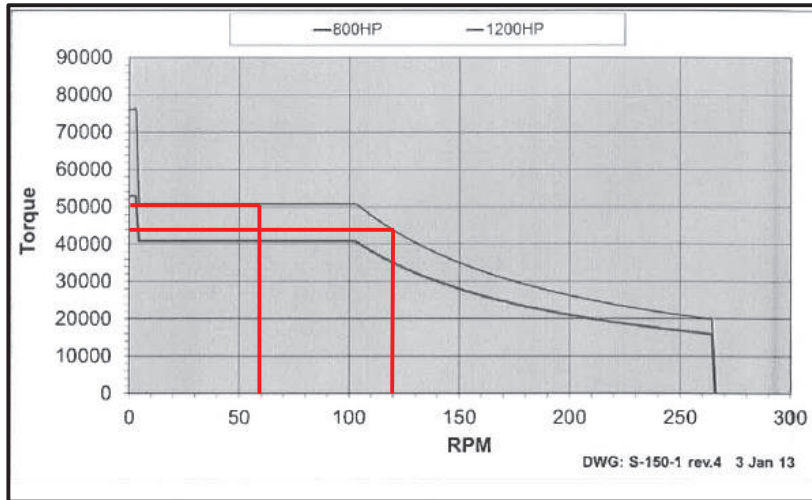


Figura 33. RPM vs Torque del Top Drive del Rig 119 y 156

Fuente: Manual del Rig, Sinopec (2016)

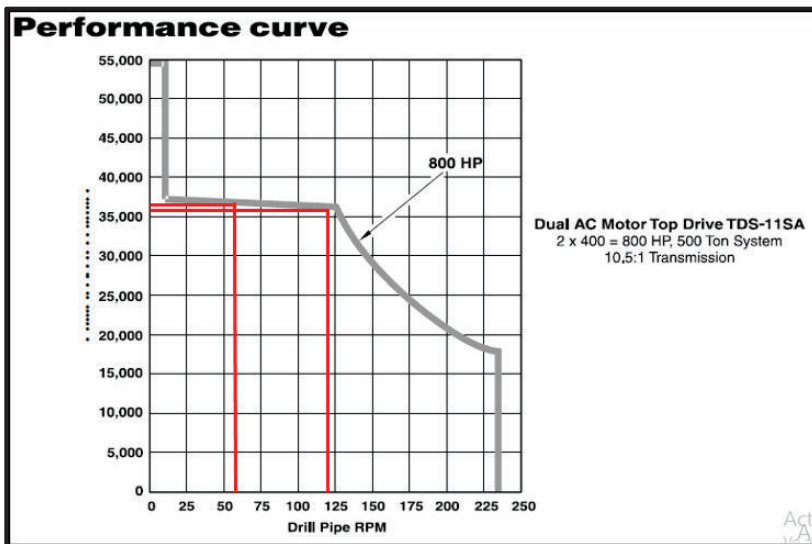


Figura 34. RPM vs Torque del Top Drive del Rig 168 y 191

Fuente: Manual del Rig, Sinopec (2016)

f) Resultados del análisis de torque y arrastre

En la tabla 12 se presenta los resultados de este análisis, así como también el pozo que sería el candidato potencial para aplicar la técnica Casing while Drilling.

Tabla 12. Resultados del Análisis de Torque y Arrastre

Pozo	Tipo de Trayectoria	Max. Inclinación [Deg]	VS [ft]	Máx. Torque generado en sup. [k-ft-lb]			TD 9 5/8" [ft]
				Factor de Fricción			
				0.30	0.35	0.40	
A	J	18	1771	34	38	43	9915
B	J	15,25	1274	31	34	37	9580
C	J	16,30	1324	31	34	38	9600
D	S	26.30	2311	44	51	57	9850
E	S	27.50	1705	56	62	70	9920

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

Para los límites de torque calculados y aplicar la técnica, los pozos B y C serían los más idóneos; pero para el pozo C no sería recomendable aplicar la técnica ya que el torque estaría en sus valores máximos. Por lo tanto, no sería recomendable perforar con los límites de torque en superficie para el pozo C.

El pozo A genera un torque en superficie que estaría sobre sus valores máximos. Por lo tanto, no sería recomendable aplicar la técnica.

Por otro lado, al tener una trayectoria tipo S el torque generado en superficie es muy alto; por esta razón se descarta aplicar la técnica a los pozos D y E.

El Top Drive adecuado para aplicar esta técnica sería el que dispone de una potencia de 1200 hp y que soportaría un torque en superficie de +/- 38 klb-ft.

En conclusión, el pozo que presenta las garantías para aplicar la técnica Casing while Drilling es el pozo B; por lo tanto, las simulaciones y consideraciones se desarrollan para este pozo.

3.2.2 Fatiga

Fatiga significa el fallo de materiales por esfuerzos fluctuantes o repetidos que tienen un valor máximo por debajo de la resistencia a la tracción del material. El proceso de fractura es generalmente progresivo; tiene lugar sobre una serie de ciclos de carga.

Las fallas por fatiga se generan por cargas cíclicas a niveles de tensión por debajo de la resistencia elástica. Bajo cargas repetitivas comienza a generar una pequeña grieta en un punto de alta tensión y se propaga a través del cuerpo de la tubería hasta que el área restante de la sección transversal es insuficiente para soportar la carga estática.

La falla por fatiga en la sarta generalmente resulta de cargas de flexión oscilante en lugar de cargas de torsión. Estas cargas están localizadas en la parte baja de la sarta de perforación.

En muchos casos una grieta por fatiga resultará en una pérdida de fluido antes de la ruptura final de la tubería, en consecuencia, la mayoría de los “wash out” se encuentran en sargas que son causadas por grietas de fatiga.

La vida de fatiga de una parte en particular se cuantifica mediante el empleo de una curva S-N que relaciona el nivel de tensión alterna con el número de ciclos que causan la falla. La figura 35 muestra una curva S-N publicada para la tubería de perforación de grado D y E.

Los datos de fatiga no representan una sola línea, sino más bien una banda de fallas. La prueba de la fatiga a menudo muestra este tipo de dispersión y la curva S-N es a menudo reportada como la media de los datos. La vida de

fatiga varía con muchas pequeñas imperfecciones en el material y el acabado superficial. Los datos mostrados en la figura 35 indica un límite de resistencia (esfuerzo por debajo del cual no se produce un fallo) para la tubería de perforación de aproximadamente 10000 psi.

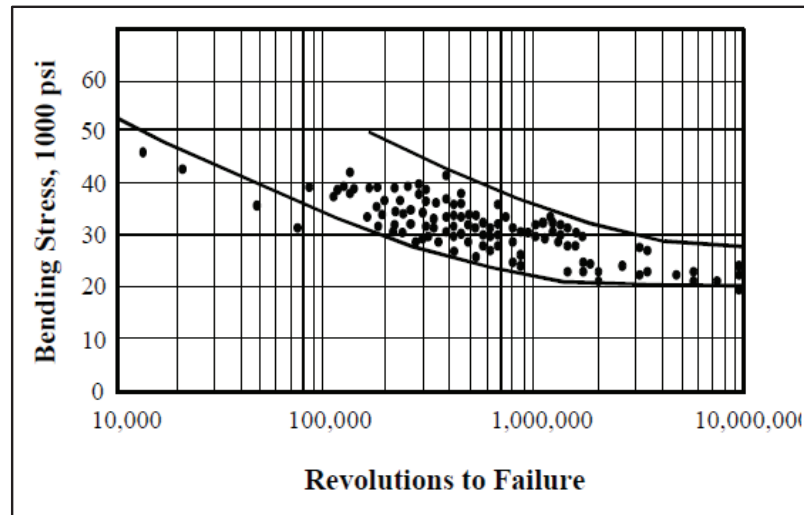


Figura 35. Curva S-N para una tubería de grado D y E

Fuente: Engineering a Casing while Drilling Operation Module 2: Drilling Engineering, Schlumberger (2009)

La Figura 36 muestra una curva S-N para una tubería de grado D, en donde el límite de resistencia para las conexiones de las tuberías K-55 y N-80 es de 10000 psi.

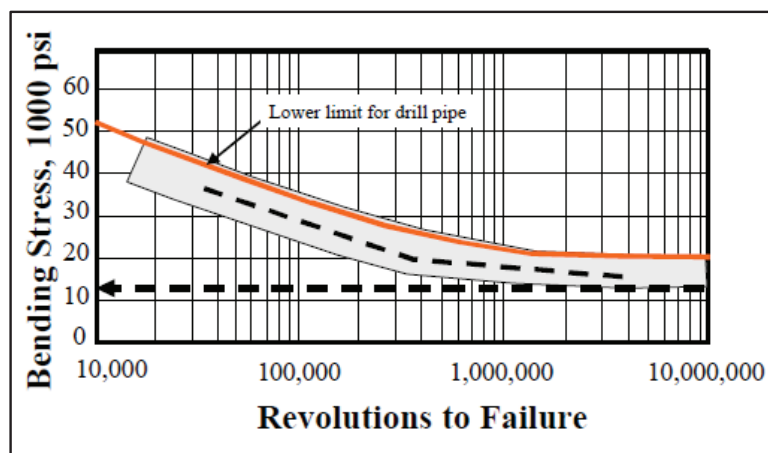


Figura 36. Rango de fatiga para casing K-55 y N-80

Fuente: Engineering a Casing while Drilling Operation Module 2: Drilling Engineering, Schlumberger (2009)

Las causas por las que la tubería sufre fatiga son:

- Flexión o Bending.
- Vibraciones.
- Tipo de conexiones.
- ROP (rata de perforación).
- RPM (revoluciones por minuto).
- Trayectoria del pozo (altos DLS y su ubicación).

En este trabajo se busca trabajar por debajo del límite de resistencia del casing de 9 5/8" que se indica en la figura 36 para que no exista un problema de fatiga durante la perforación del pozo.

En la simulación realizada al pozo B se buscó establecer la fatiga acumulada en el casing de 9 5/8" al perforar la sección de 12 1/4", la cual evidencia que la fatiga acumulada llegó a un valor aproximado de 0,055% en la junta 99. Esta fatiga acumulada sería el máximo valor que sufriría la tubería al aplicar la técnica Casing while Drilling, esto significa que cuando la tubería está rotando, para que exista fatiga en la tubería debería pasar el límite de resistencia que para la tubería N-80 es de 10000 psi; este límite de resistencia a la fatiga varía de acuerdo al grado de la tubería que se utiliza, (ver figura 37).

Por lo tanto, al perforar con una tubería N-80 no se presentarán problema con fatiga, ya que el tiempo de vida útil máxima recomendada para Casing while Drilling es de 20 %; ver tabla 13.

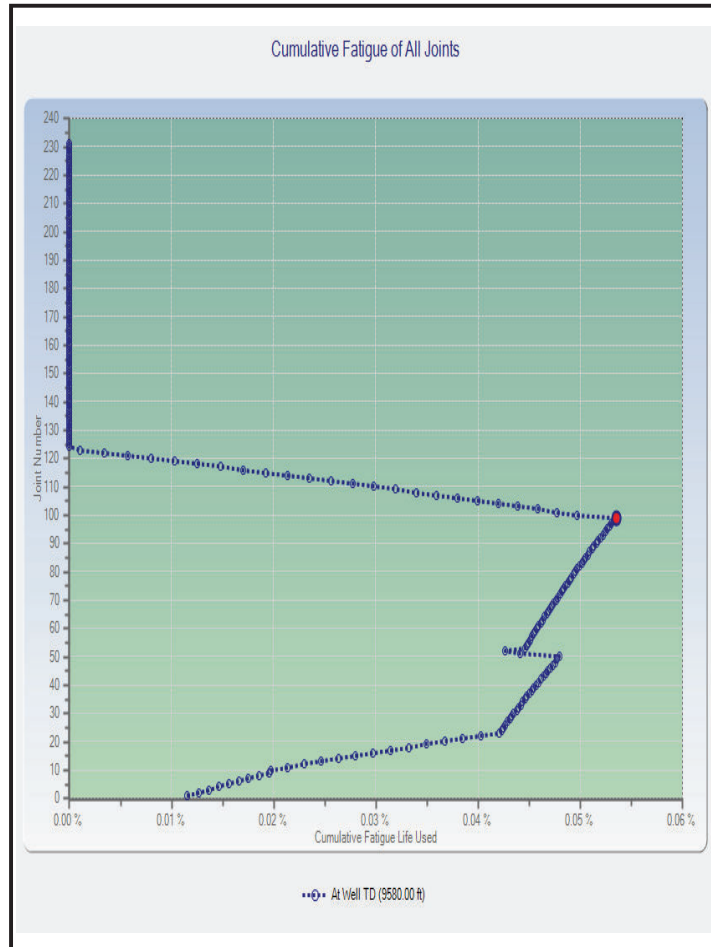


Figura 37. Fatiga Acumulada vs Número de junta

Fuente: Casing Driller, Schlumberger (2017)

Tabla 13. Cálculos de la vida de la fatiga

Cálculos de la vida de la fatiga						
Longitud del Casing#2	Longitud del Casing#1	Longitud del BHA	Número de la junta	Profundidad de la junta	Revoluciones totales	Vida Acumulada de la fatiga
7390 ft	2080 ft	110 ft	99	8125	494700	0.1%

Fuente: Casing Driller, Schlumberger

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

3.2.3 Pandeo o Buckling

El pandeo se manifiesta cuando la carga de compresión y la geometría del hoyo genera un momento de flexión lo suficiente para que el casing se deforme o esté inestable y no sea capaz de soportar estas cargas sin un soporte lateral.

El pandeo puede generar dos efectos que podrían ser perjudiciales mas no destructivos para el casing o tubería de revestimiento, estos son:

- Contacto entre las fuerzas laterales entre el casing y las paredes del hoyo causa un desgaste en el casing y aumenta el torque que se requiere para rotar el casing.
- El pandeo causa que el casing asuma una curva en la geometría del casing dentro del pozo el cual aumenta la tensión de la tubería y aumentar la tendencia a vibraciones laterales.

En pozos verticales la carga de compresión que genera el pandeo es determinado por la rigidez de la tubería, la fuerza de la gravedad (peso de la tubería e inclinación) y la distancia con la pared del hoyo. En cambio, en un pozo direccional la tubería es más estable cuando la inclinación está aumentando, pero puede ser menos estable cuando la inclinación va disminuyendo (generalmente menos de 1°/100ft). Esto es debido a las compresiones axiales⁷.

a) Predicción del Pandeo: Fuerza Efectiva

Los dos factores que provocan el pandeo son las fuerzas axiales y la presión. Lubinsky⁸ describe una fuerza ficticia que relaciona la presión con el pandeo:

⁷ Warren, T. Angman, P. Houtchens, B. (2000). Casing Drilling Application Design Considerations. IADC/SPE 59179.

⁸Lubinski. Arthur, W.S. Althouse, and J.L Logan: "Helical Buckling of Tubing Sealed in Packers ". J. Pet. Tech. (June 1962) 665-70, Trans. AIME 225.

$$F_{fict} = A_o P_o - A_i P_i \quad (3.1)$$

Ecuación 1. Fuerza Efectiva de Pandeo (F_{eff})

Esta fuerza ficticia es combinada con la fuerza axial y se forma la fuerza efectiva, que se define como:

$$F_{eff} = F_a + A_o P_o + A_i P_i \quad (3.2)$$

Ecuación 2. Fuerza efectiva de Pandeo en función de la P_{int} y P_{ext} .

Donde:

F_a : Fuerza axial de tensión en el punto de interés.

A_o : Área correspondiente al diámetro externo del tubo (pulg).

$$A_o = 0,7854 D^2$$

P_o : Presión externa (psi).

A_i : Área correspondiente al diámetro interno del tubo (pulg).

$$A_i = 0,7854 d^2$$

P_i : Presión interna (psi).

D : Diámetro externo (pulg).

d : Diámetro interno (pulg).

Los valores de F_{eff} para determinar si existe el pandeo son:

- $F_{eff} < 0 \rightarrow$ Existe Pandeo si se supera la magnitud de la fuerza crítica requerida para iniciar el pandeo.
- $F_{eff} = 0 \rightarrow$ Punto Neutro.
- $F_{eff} > 0 \rightarrow$ Estable.

La fuerza crítica requerida para indicar el pandeo para extremos libres y fijos está dada por las ecuaciones 3.3a y 3.3b.

$$F_{crit} = -1,94(EI W_{eff}^2)^{\frac{1}{3}} \quad (3.3a)$$

$$F_{crit} = -3.5(EIw_{eff}^2)^{\frac{1}{3}} \quad (3.3b)$$

Ecuación 3. Fuerza crítica de pandeo

Para pozos verticales la fuerza crítica requerida para indicar el pandeo se expresa por la ecuación 3.4.

$$F_{crit} = -5.55(EIw_{eff}^2)^{\frac{1}{3}} \quad (3.4)$$

Ecuación 4. Fuerza crítica de pandeo para pozos verticales

La fuerza crítica requerida para indicar el pandeo en un pozo inclinado o direccional⁹ está dada por la ecuación 3.5.

$$F_{crit} = -\sqrt{\frac{4EIw_{eff} \sin \phi}{r_c}} \quad (3.5)$$

Ecuación 5. Fuerza crítica de pandeo para pozos inclinados o direccionales

El peso efectivo está expresado por la ecuación 3.6.

$$w_{eff} = \rho_{st}A_p + \rho_iA_i - \rho_oA_o \quad (3.6)$$

Ecuación 6. Peso efectivo

Donde:

E : Módulo de Elasticidad (psi).

$$E = 30 \times 10^6$$

I : Momento de inercia ($pulg^4$).

$$I = \frac{\pi}{64}(D^4 - d^4)$$

⁹Dawson, R. and Paslay, P.R: "Drillpipe Buckling in Inclined Holes", Journal of Petroleum Technology (October 1984), 1734-38.

w_{eff} : Peso efectivo del tubo, (lb/in).

r_c : Radio del espacio anular (pulg).

ρ_o : Densidad del fluido fuera de la tubería (lb/in^3)

ρ_i : Densidad del fluido dentro de la tubería (lb/in^3)

ρ_{st} : Densidad de la tubería (lb/in^3) = 0,282 (lb/in^3) para el acero

ρ_{st} : el coeficiente de Poisson = $\nu = 0,3$ para el acero.

Al comparar la F_{eff} con F_{crit} se tiene:

- $F_{eff} > F_{crit}$ en toda la sección sin cemento \rightarrow No hay Pandeo.
- $F_{eff} > F_{crit}$ (superficie) y $F_{eff} < F_{crit}$ (fondo) \rightarrow Pandeo Parcial.
- $F_{eff} < F_{crit}$ en toda la sección sin cemento \rightarrow Pandeo Total.
- $F_{eff} = 0$ Punto neutro para Pandeo.

b) Principales fuerzas que actúan en el pandeo

En la figura 38 se muestra las fuerzas que están presentes en una sarta de perforación cuando está bajo el efecto de pandeo.

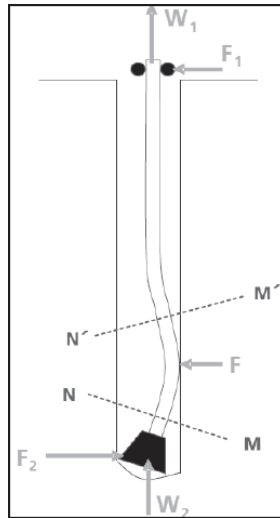


Figura 38. Diagrama de fuerzas de una sarta de revestidor con pandeo

Fuente: Seminario de diseño de pozos (2015)

Donde:

W_1 : Fuerza de reacción en el elevador.

W_2 : Componente vertical de la reacción en el fondo del pozo.

F_1 : Fuerza horizontal, reacción del bushing sobre la columna.

F_2 : Componente horizontal, reacción del fondo del pozo sobre la columna o la broca.

F: Reacción de la pared sobre la columna.

Existen 2 fuerzas que no se incluyeron en la figura y son: peso de la columna y la flotación.

La simulación que dio como resultado que no existiría un pandeo al aplicar la técnica Casing while Drilling, en las gráficas de la figura 39, se indica el torque y tensión que se generaría al momento de comenzar a perforar la sección de 12 1/4" y, por lo tanto, no habría problema para aplicar esta técnica en el pozo B.

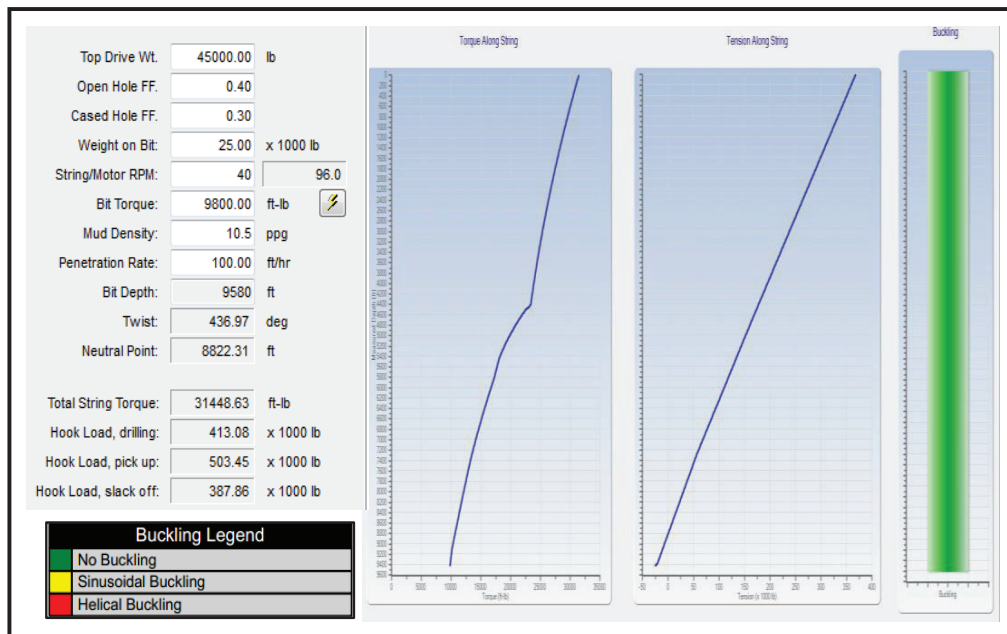


Figura 39. Prueba de Pandeo para Casing while Drilling

Fuente: Casing Driller, Schlumberger

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

El pandeo no es una preocupación para casing mayores a 7", ver figura 40, ya que los pesos que se aplicaría a la broca estaría entre 25/30 klbs, por tal razón la tubería no sufriría pandeo, ya que para que sufra pandeo se debería aplicar un peso mucho mayor. Por lo tanto, es viable aplicar esta técnica de perforación con una tubería de 9 5/8" N-80.

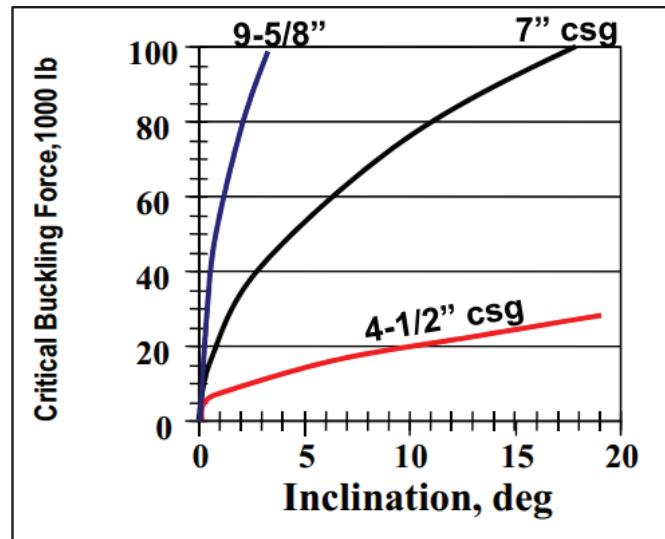


Figura 40. Inclinación vs Fuerza crítica de pandeo

Fuente: Engineering a Casing while Drilling Operation Module 2: Drilling Engineering, Schlumberger (2009)

3.2.4 Broca, Underreamer/ BHA

- **Broca**

Para la simulación en i-DRILL se consideró una broca PDC de 8 ½", con 5 aletas, 5 boquillas, cortadores de 16 mm, 19 stingers de respaldo y un total de 34 cortadores. Esta selección se basó en el tipo de formación y litología que se perforaría con esta broca, es por esta razón que se busca una broca con diseño agresivo para aplicaciones arcillosas y con la durabilidad necesaria para atravesar intercalaciones. El intervalo que perforaría esta broca sería de 5500' hasta 9580', en donde el objetivo es mantener inclinación de 15.25° hasta 9100' y luego hacer caída de ángulo hasta 9.25°

a una razón de 1.12°/100 ft hasta llegar al punto del casing a 9580 ft; ver figura 41.

Las formaciones y litología a perforar son:

Formaciones

- Orteguaza.
- Tiyuyacu.
- Tena.
- Napo.

Litología

- Lutita.
- Conglomerado.
- Arcillolita.
- Arenisca.



Figura 41. Broca de 8 1/2" para Casing while Drilling

Fuente: i-drill, Schlumberger (2017)

- **Underreamer / BHA**

Para realizar la simulación en i-DRILL se consideró 4 BHA. De estos, 3 disponen de motor, pero se diferenciaban entre ellos por la distancia para la ubicación del underreamer (UR) y porque en un BHA se consideró un reamer, ver figura 42; el BHA restante tiene un power drive y el underreamer se ubicó a una distancia diferente a comparación de los 3 BHA que utilizarían motor.

Se consideraron 2 tipos de underreamer: el High Ratio Rhino Reamer (HRR) y el underreamer tipo 5C, ver figura 43.

En el BHA #1 se consideró poner un reamer y un underreamer teniendo una distancia desde la broca hasta el underreamer de 17 ft.

En el BHA #2 se consideró solo utilizar el underreamer a una distancia de 9.74 ft desde la broca.

En el BHA #3 se consideró en colocar un estabilizador entre el underreamer y la broca, la distancia entre la broca y el underreamer fue de 15.29 ft.

Las especificaciones del underreamer se muestran en la figura 43.

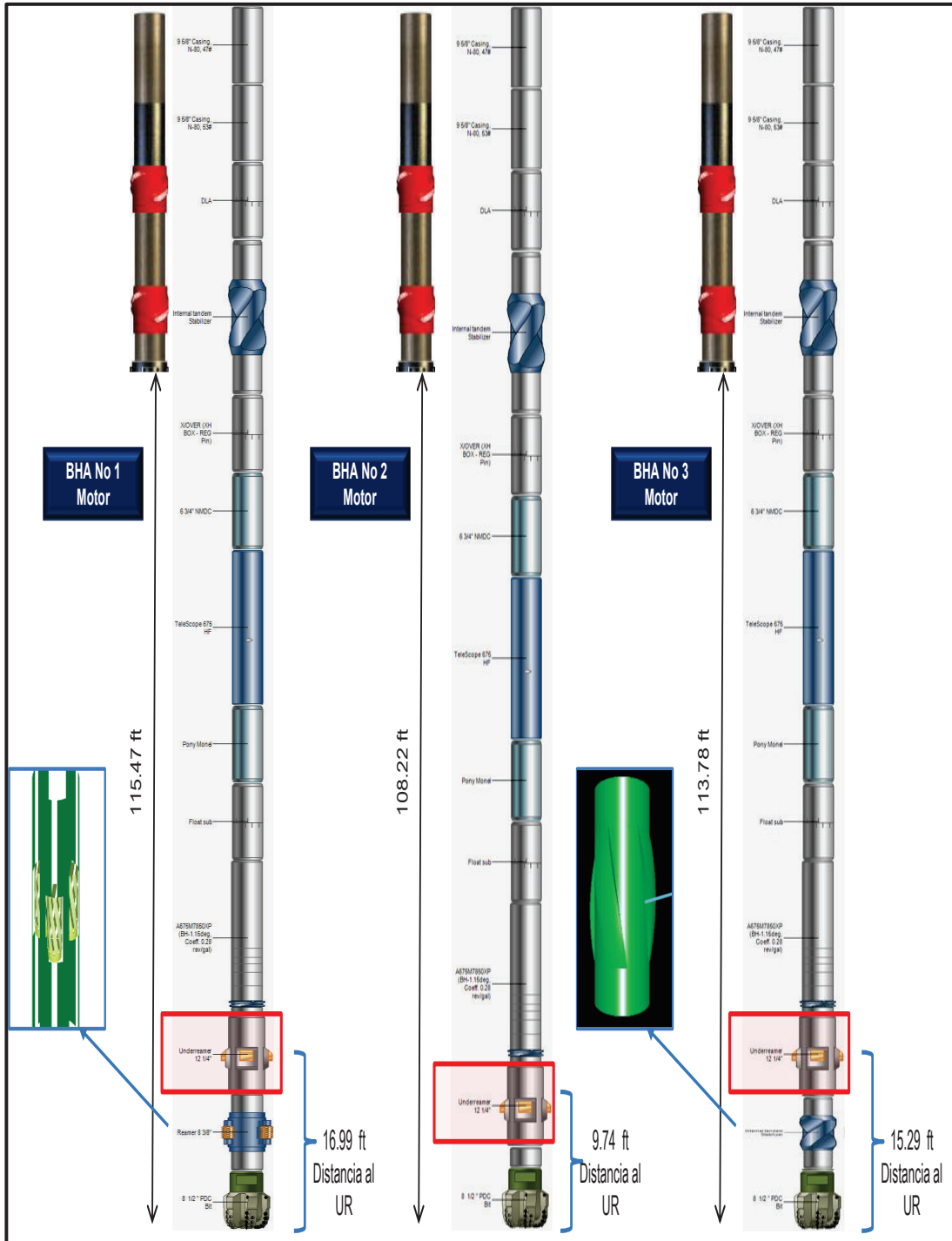


Figura 42. BHA con el Underreamer en diferentes distancias

Fuente: Drilling and Measurements (D&M), Schlumberger (2017)

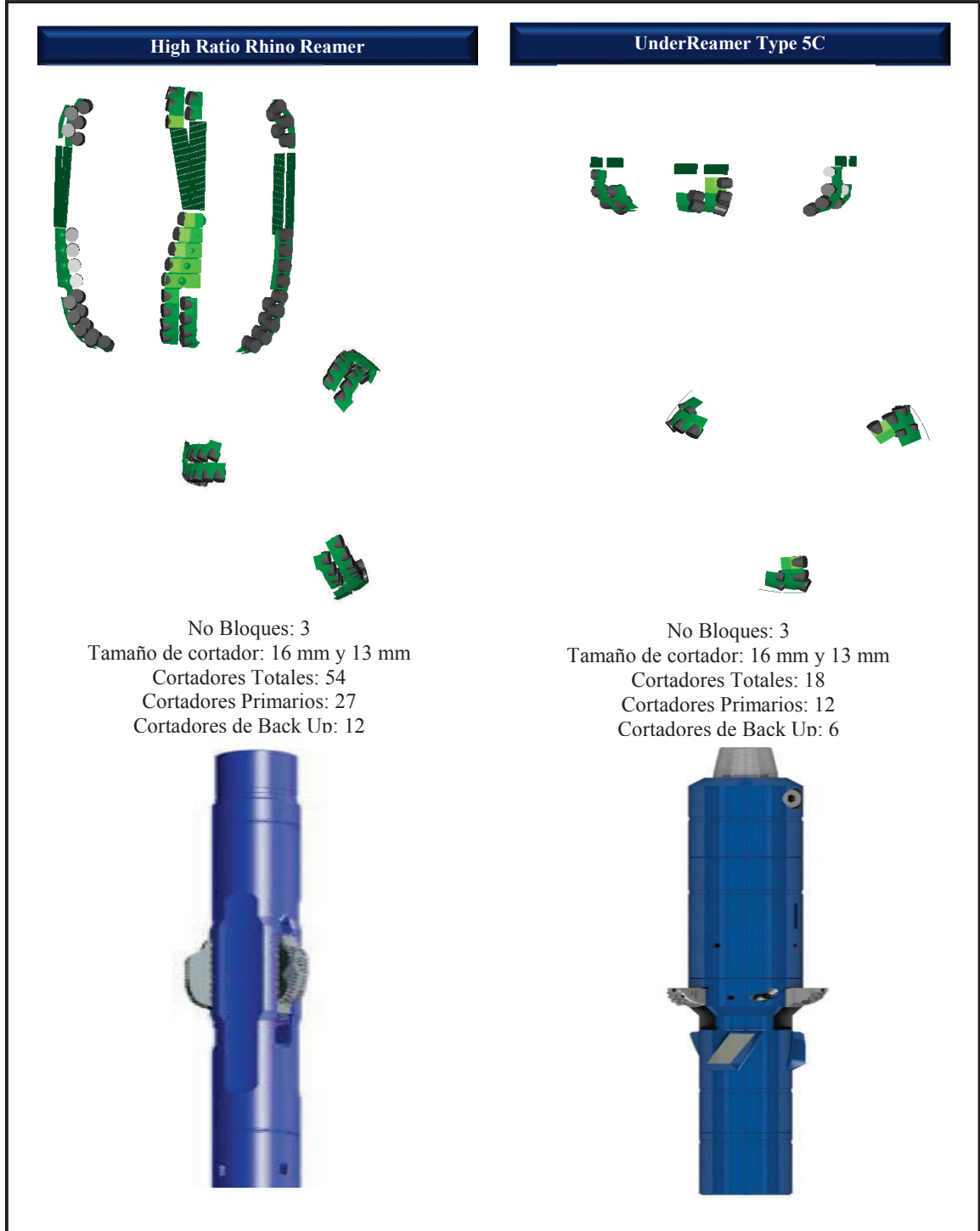


Figura 43. Tipos de Underreamer para Casing while Drilling

Fuente: i-DRILL, Schlumberger (2017)

Los cuadros comparativos con los dos tipos de underreamer, el High Ratio Rhino Reamer (HHR) y el tipo 5C, en la cual indica las vibraciones que daría en los 3 tipos de BHA, se indican en la figura 44. Las RPM consideradas fueron de 40, 50 y 60. El análisis también se realiza a un diferente peso de la broca de 30, 20 y 10 klbs. El galonaje que se consideró para esta simulación fue de 600 gpm.

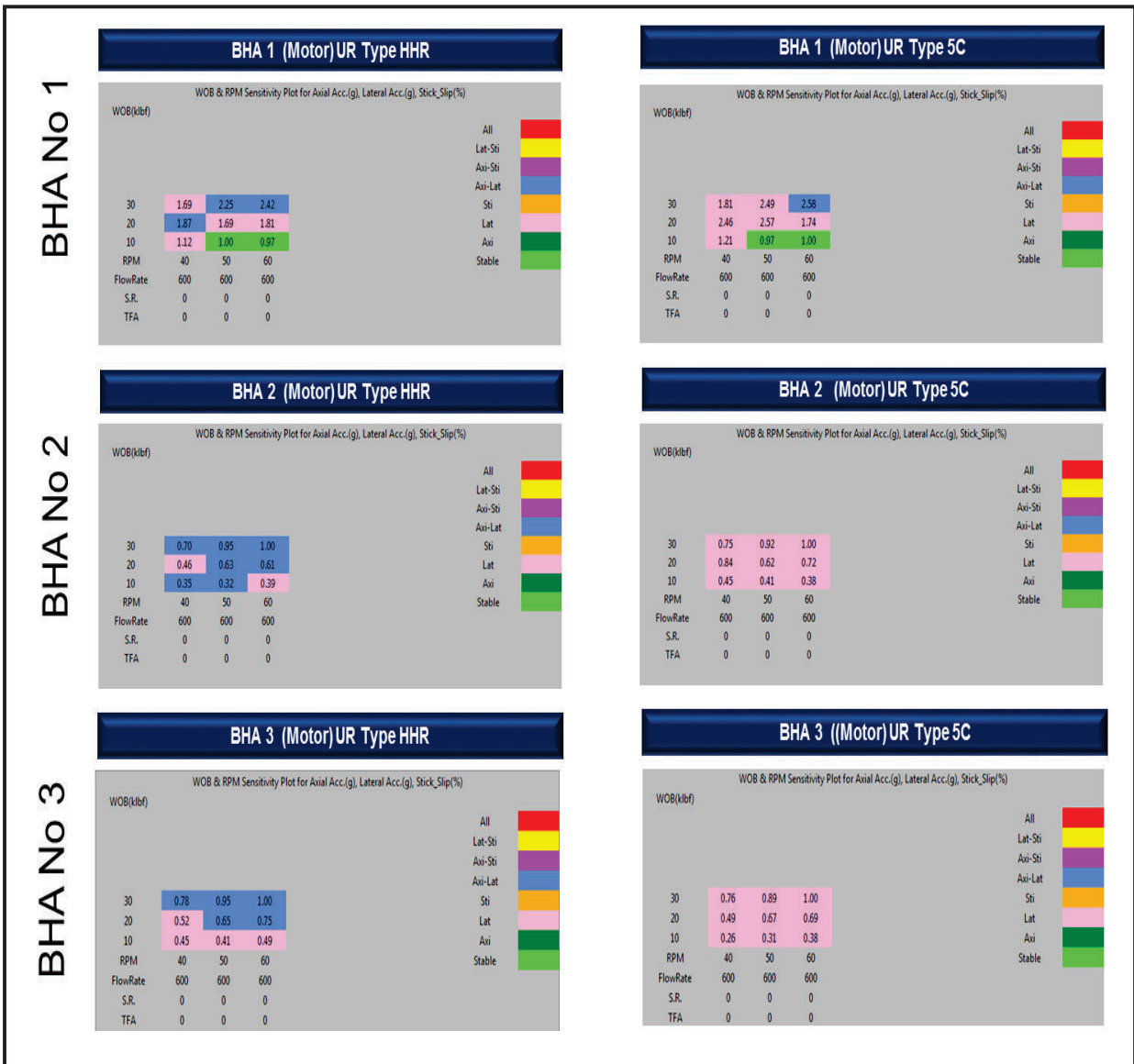


Figura 44. Cuadros Comparativos con los Underreamer

Fuente: i-Drill, Schlumberger (2017)

Por último, en el BHA #4 que tiene un power drive se realizó la simulación considerando los dos mismos tipos de underreamer empleados para un BHA con motor.

Las consideraciones que se tuvo para esta simulación fue tener una RPM de 80, 100, 120 y 140; el peso de la broca fue de 35, 30, 25, 20, 15 y 10 klbs. Los resultados indican que en cuanto a vibraciones al utilizar el power drive no existirían muchas a comparación de utilizar un BHA con motor, ver la figura 45. La distancia entre el underreamer y la broca fue de 94.23 ft.

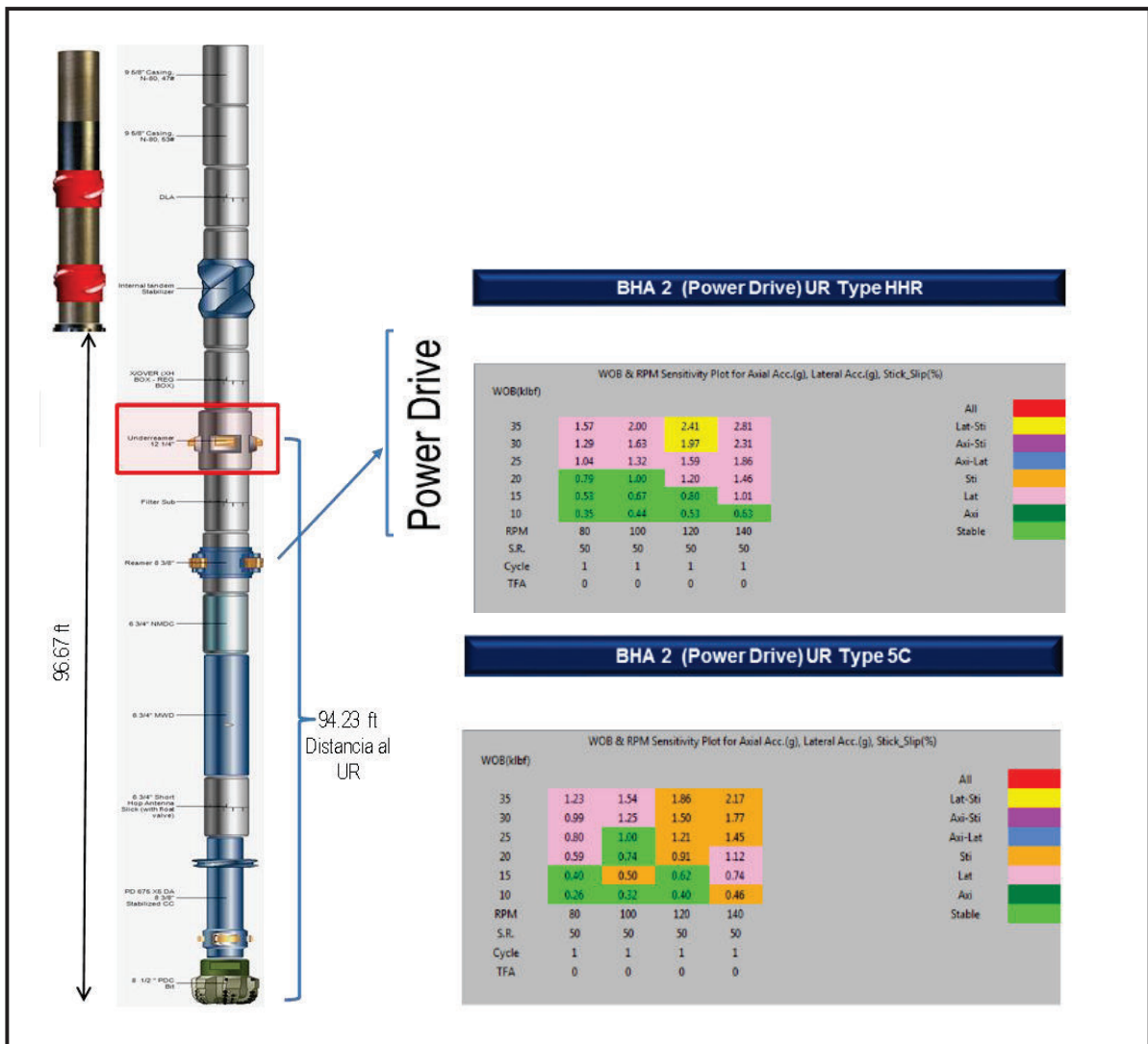


Figura 45. BHA con Power Drive y cuadro comparativo de los underreamer

Fuente: i-Drill, Schlumberger (2017)

Una de las zonas más críticas que se perfora en la sección de 12 ¼ es el intervalo de conglomerado en donde se controlan los parámetros de perforación para que no exista un desgaste prematuro de las herramientas direccionales o un desgaste en la broca, lo que podría ocasionar un aumento en el tiempo de perforación, es decir, tener tiempo plano o generar un problema operacional y tener un NPT. Para ello se realizó la simulación en este intervalo para establecer cómo se comportarían las herramientas, tanto perforar con motor o con power drive y con los dos tipos de underreamer, ver figura 46, y concluir que tipo de ensamblaje sería el más idóneo para perforar esta sección.

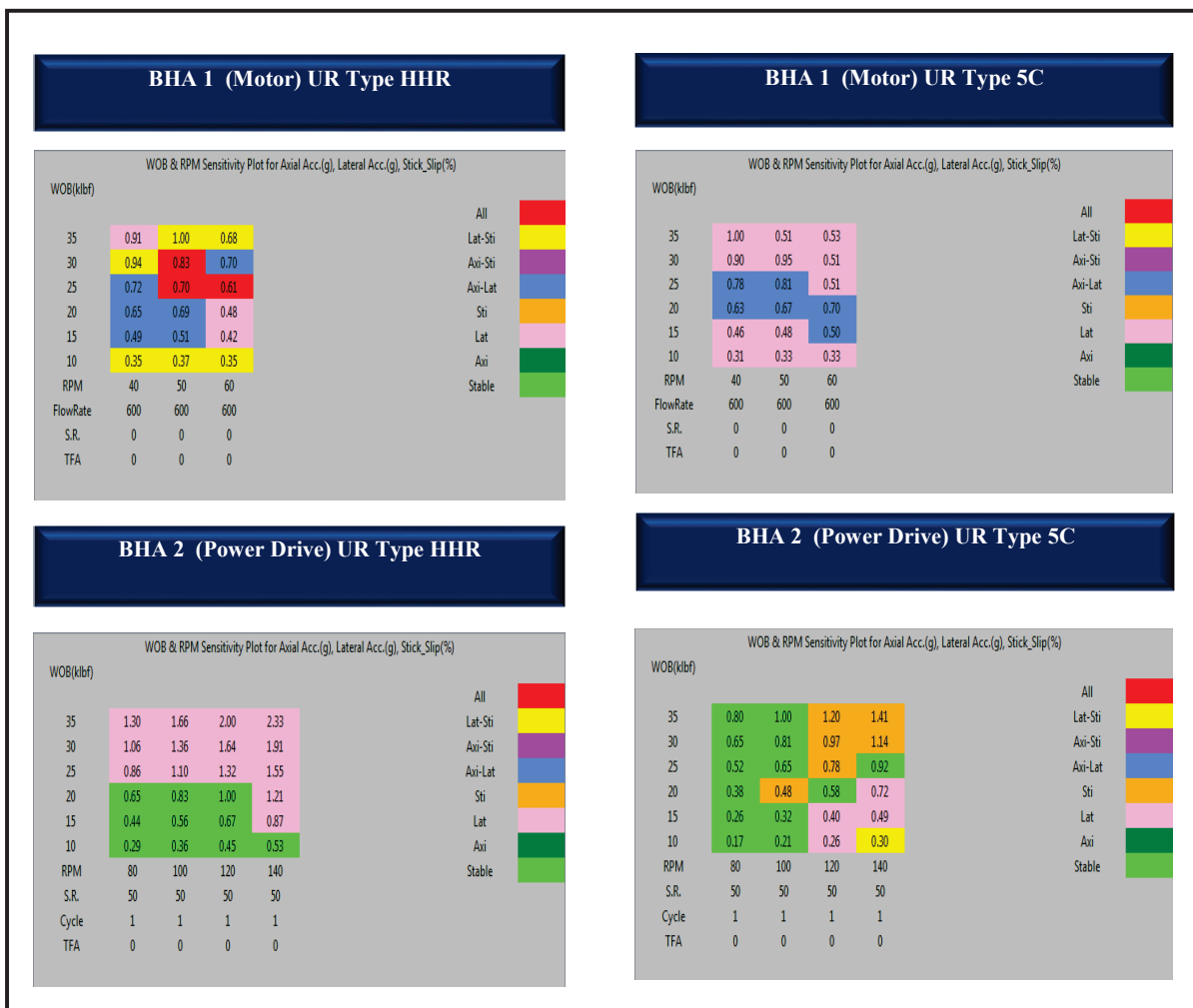


Figura 46. Cuadros Comparativos con los Underreamer, Power Drive y Motor en Conglomerado

Fuente: i-Drill, Schlumberger (2017)

Los parámetros que se utilizaron en la simulación fueron:

- RPM de 40, 50, 60 para motor y 80, 100, 120, 140 para Power Drive.
- Pesos de la broca WOB de 10, 15, 20, 25, 30, 35.
- Galonaje de 600 GPM.

Los resultados de la figura 46 se concluye que la herramienta que desempeñaría un adecuado trabajo es el Power Drive junto con el underreamer High Ratio Rhino Reamer (HHR) ya que al emplear un motor en el ensamblaje de fondo (BHA) se tendría vibraciones laterales, axiales y se tendría un porcentaje considerable de Stick and Slip al aplicar 20 klbf sobre la broca; pero con el Power Drive en todas las RPM que se simuló y en underreamer HHR se mantiene estable al aplicar un peso sobre la broca de 20 klbf y no habría problema en cuanto a vibraciones axiales, laterales y porcentaje de Stick and Slip.

3.2.5 Programa Direccional (Motor o RSS)

El pozo B fue diseñado con el fin de encontrar el mejor escenario operativo desde el punto de vista de perforación direccional, cumpliendo con los objetivos dentro de la zona productora, con una profundidad final de 10301,07 en MD y 10144,66 en TVD.

Este plan inicia el trabajo direccional a una profundidad de 4500 ft en la sección de 16" donde se construirá de forma paulatina empezando con un DLS 1,5°/100 ft los primeros mil pies, con un azimut de 306,52° y hasta alcanzar una inclinación de 15,25°, se mantendría al tangente hasta 5490 ft, punto del casgin de 13 3/8", luego de haber perforado Chalcana e ingresar a Orteguaza.

Se continúa perforando tangencialmente en 12 ¼", pasando las formaciones de Tiyuyacu, Tena, Basal Tena, Napo, desde aquí se empezaría a tumbar a relación de 1.12°/100ft hasta llegar a la Caliza A y quedar +/- 50ft MD antes

de la arena U Superior, dónde se asentará el casing de 9 5/8", a los 95080 ft en MD.

El BHA#1 con motor A675M7850XP, reamer de 8 3/8", underreamer de 12 1/4", pony monel, TeleScope y estabilizador interno que se acoplaría con el DLA, ver figura 47, siendo una configuración semifulcro, que ayudará a mantener la tangente en las formaciones de Orteguzaza, Tiyuyacu, Tena y Basal Tena, de acuerdo al análisis del comportamiento de los pozos offset en el campo Auca.

Se espera perforar con este BHA también la formación Napo, donde de acuerdo al plan direccional se requiere perder inclinación con un DLS de 1.20 grad/100ft.

El BHA#2 con Power Drive, camisa estabilizada, MWD de 6 3/4", reamer de 8 3/8", underreamer de 12 1/4" y estabilizador interno que se acoplaría con el DLA, ver figura 47. Se perforará hasta estar dentro de la Caliza A, donde se asentará el casing de 9 5/8".

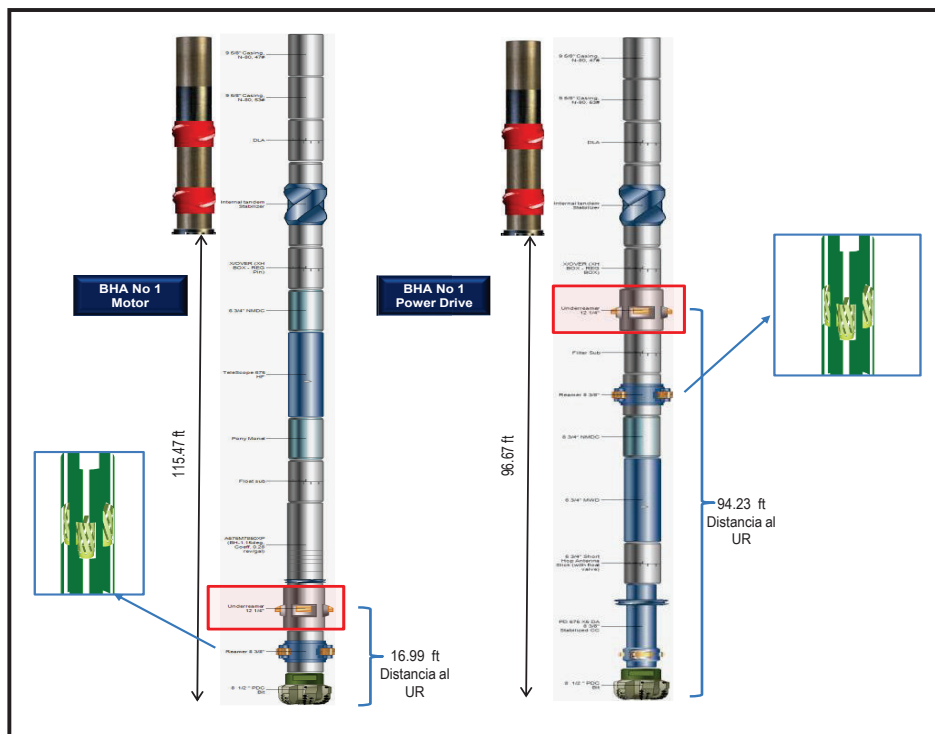


Figura 47. BHA con motor y Power Drive para Casing while Drilling

Fuente: Drilling & Measurements (D&M), Schlumberger (2017)

El mejor drive que se utilizaría para esta técnica es el Power Drive ya que manejaría niveles bajos de fatiga al igual que tendría menor bending moment al perforar. El desgaste en las estructuras de corte al utilizar un BHA con power drive serían menores.

Al utilizar un BHA con motor y tener el underreamer muy cerca al motor generaría niveles altos de vibraciones laterales, que conllevarían a tener mayores fuerzas de contacto y se reflejaría con un alto bending momento.

3.2.6 Hidráulica, ECD's (Densidad Equivalente de Circulación)

El fluido de perforación en la sección de 12 ¼" tiene como objetivo aislar las formaciones Orteguzza, Tiyuyacu, Tena, y parte de Napo dando integridad y soporte para continuar con el siguiente intervalo. Se considera perforar secciones principalmente compuestas de arcillas hidratables y sensitivas con el tiempo (compuesta principalmente de Illitas y Esmécticas).

Las consideraciones son:

- Una reología no muy alta, lo suficiente para garantizar suspensión y arrastre de cortes.
- No bombear píldoras de limpieza, en cambio se recomienda establecer puntos de circulación según estrategia de limpieza.
- Bombear material de sello para evitar inestabilidad del hoyo por caída de lutitas.
- Evitar embotamiento del BHA y en el caso que se tenga sospecha de embotamiento se bombeará una píldora dispersa, con material abrasivo.

Para el intervalo entre 5490 - 9580 ft se realizaron dos simulaciones: una con BHA incluido motor y otra con BHA incluido power drive.

La simulación que se realizó con power drive y un fluido de perforación base agua con densidad de 10.5 LPG mostró que existiría una buena limpieza del hoyo mientras se vaya perforando, esta limpieza disminuiría un poco al tener

mayores ángulos en el hoyo. El ECD tendría un valor alto a comparación de una perforación convencional, ya que se tendría un espacio anular más pequeño a comparación de una perforación convencional, el valor de ECD que se manejaría para este caso sería de 11.52 LPG. La densidad con la cual se protegería el zapato sería con una FIT de 12.5 LPG; ver figura 48.

Los parámetros de perforación que se consideró para esta simulación fueron: un ROP de 100 ft/h, un GPM de 600, una RPM de 100 y un peso de la broca de 20 klbs.

Para la simulación que se realizó con motor en el BHA se consideró un fluido de perforación base agua con una densidad de 10.5 LPG, mostrando de igual forma una limpieza correcta del hoyo mientras se perfora la sección de 12 ¼". El ECD a considerar para este caso sería de 11.5 LPG; ver figura 49.

Los parámetros de perforación que se consideró fueron: un ROP de 100 ft/h, un GPM de 600, una RPM de 100, una presión en el motor de 250 psi y un peso en la broca de 20 klbs.

Se realizó una simulación de la sensibilidad de ROP en donde se analizó la ventana óptima para la limpieza del hoyo a diferentes ROP y un intervalo de galonaje, dando como conclusión que al tener un mayor galonaje se tendrá una mayor limpieza; además, si se tiene un mayor caudal existiría también una buena limpieza, pero no sería recomendable ya que al tener un mayor caudal se ejercería una mayor presión en el hoyo y no sería recomendable perforar. Por el intervalo que se encuentra óptimo para utilizar en la técnica Casing while lo tanto, Drilling sería un galonaje de 550 a 600 GPM y un ROP de 50 a 100 ft/h; con estas consideraciones, se tendría una buena limpieza del hoyo y una velocidad aceptable de perforación. Si se considera un ROP mayor a los 100 ft/hr se debería trabajar con un mayor galonaje, pero esto no sería viable por el reducido tamaño anular y por las presiones que se producirían en el hoyo, en cuanto a la limpieza sería no adecuada y con

riesgo que si no se la monitorea de una manera continua pueda generar bastantes recortes en el espacio anular, ver figura 50.

Una consideración adecuada es la velocidad anular con la que se trabajaría al aplicar la técnica de Casing while Drilling. En una perforación convencional se maneja una velocidad de 245.58 ft/min, pero al aplicar la técnica de Casing while Drilling se manejaría una velocidad mayor de 250 ft/min. Por esta razón, para la perforación de un pozo con esta técnica se manejaría una velocidad no mayor de 250 ft/min buscando evitar erosionar las lutitas que se encuentran en las formaciones Napo y Orteguzaza.

La curva de densidad del fluido de perforación para el pozo B se indica en el anexo 6.

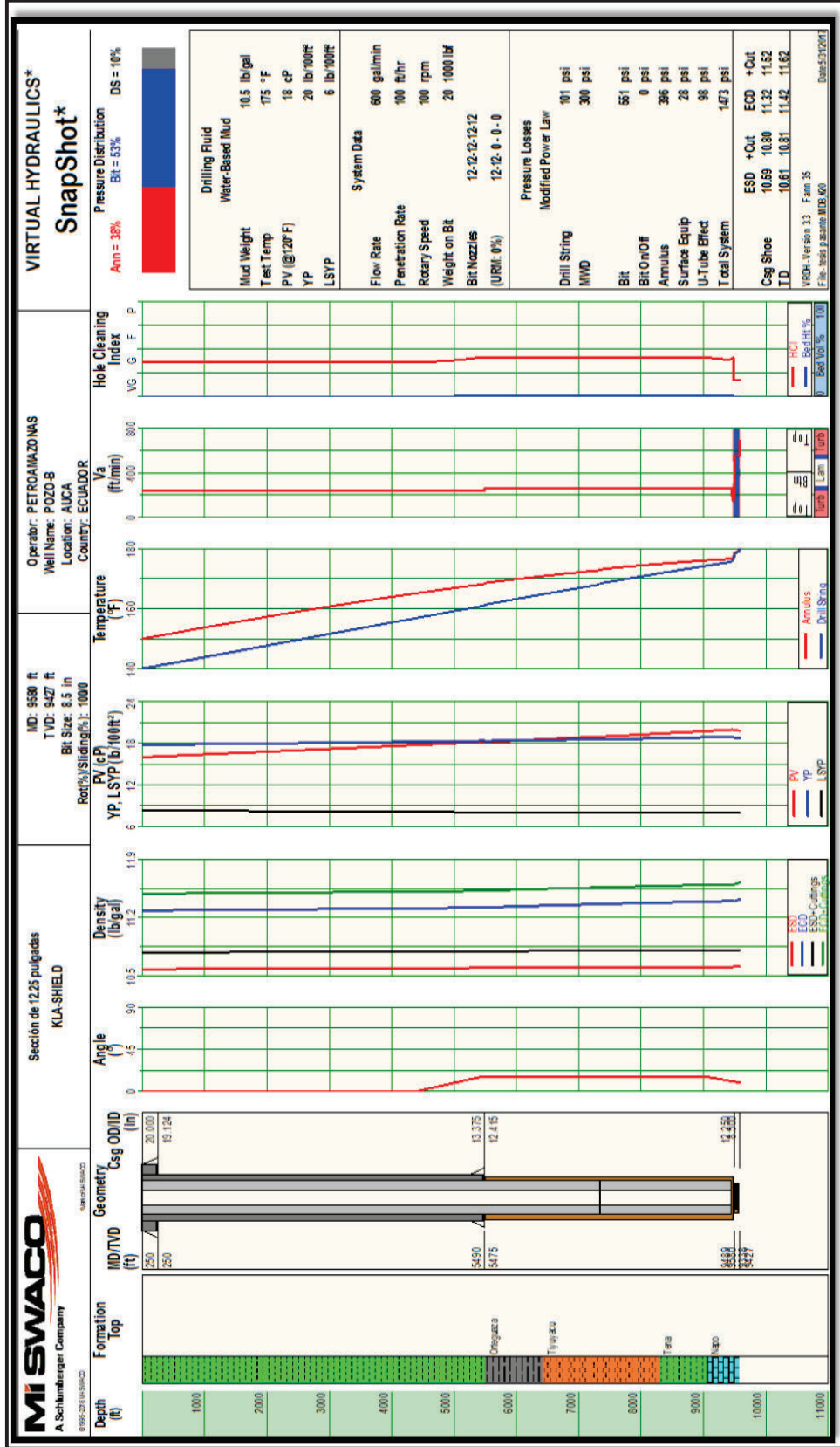


Figura 48. Simulación de la Hidráulica con Power Drive

Fuente: Virtual Hydraulic, MI Swaco (2017)

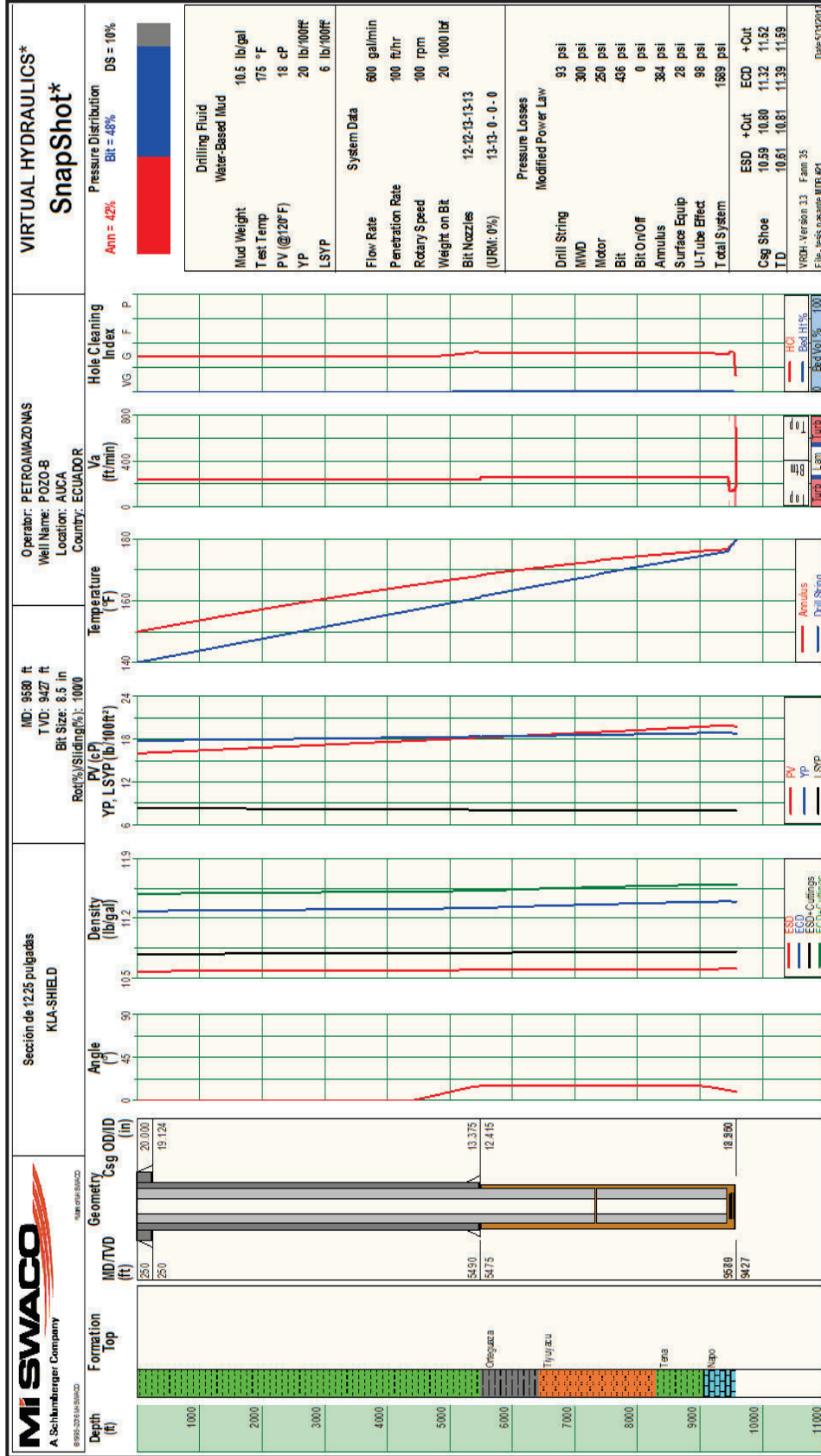


Figura 49. Simulación de la Hidráulica con Motor

Fuente: Virtual Hydraulic, MI Swaco (2017)

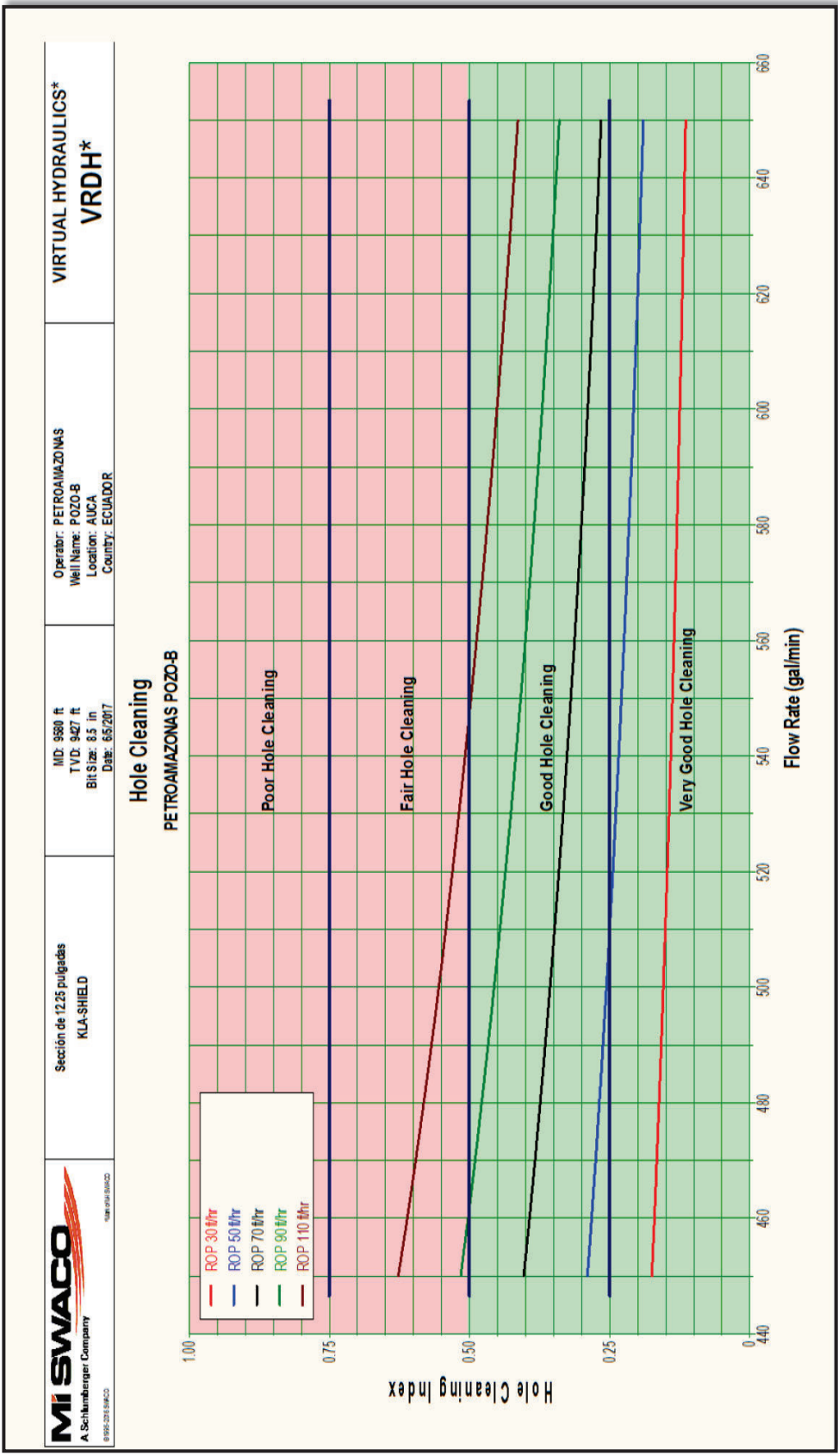


Figura 50. Sensibilidad de ROP

Fuente: Virtual Hydraulic, MI Swaco (2017)

Para corroborar los resultados que se tuvo en la simulación de MI Swaco, se realizó la simulación en ERA obteniendo un valor de densidad estática de 10.5 LPG y una densidad equivalente de circulación (ECD) de 11.5. En la figura 51 se presenta la presión del poro, el riesgo al colapso y el esfuerzo mínimo de la formación.

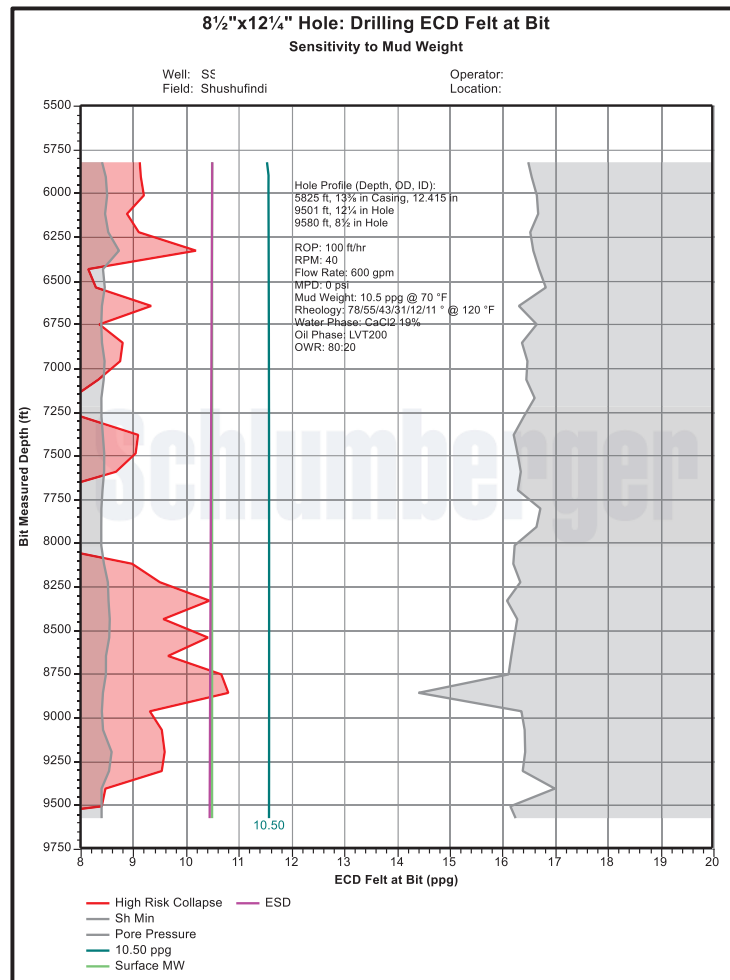


Figura 51. Densidad Equivalente de Circulación (ECD)

Fuente: ERA, Schlumberger (2017)

3.2.7 Well Control

El control de pozos es una técnica empleada en operaciones de petróleo y gas como perforación, recuperación de pozos y completación de pozos para mantener la presión hidrostática y la presión de formación de la columna de

fluido para evitar la entrada de fluidos de formación en el pozo. Esta técnica implica la estimación de las presiones de los fluidos de la formación, la resistencia de las formaciones subterráneas y el uso de la cubierta y la densidad del lodo para compensar esas presiones de una manera predecible.

Los equipos que ayudan a realizar el control de pozos, ver figura 52, de manera exitosa en la técnica Casing while Drilling son:

- BOP.
- Casing Running Tool (CRT).
- Drill Lock Assembly (DLA) + Casing Profile Nipple (CPN).
- Casing Circulating Tool (CCT).

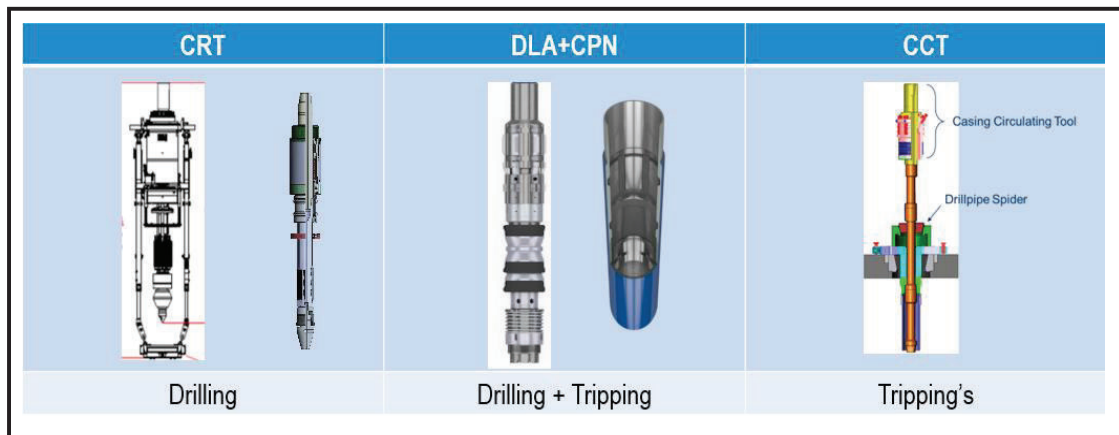


Figura 52. Herramientas para control de pozos con la técnica Casing while Drilling

Fuente: Bits and Drilling Tools (BDT), Schlumberger (2017)

3.2.8 Diseño del Casing (Tensión y Estallido)

Las consideraciones para el diseño de casing son: tensión, compresión, colapso y estallido. El casing o tubería de revestimiento seleccionada y que no sufrirían daño por las fuerzas principales que se tiene mientras se perfora, serían:

- Casing 9 5/8” 47 lb/ft, N-80, BTC hasta 7800 ft
- Casing 9 5/8” 53.5 lb/ft, N-80, BTC se bajaría de 7800 – 9580 ft.

Los factores mínimos de diseño de colapso, estallido, tensión y compresión se indican en la tabla 14.

Tabla 14. Factores mínimos de Diseño de casing vs TD

Tipo de Casing 9 5/8”	MD (ft)	TVD (ft)	Estallido	Colapso	Tensión	Compresión	VME
47 lb/ft, N-80, BTC	0.00	0.00	1.72		1.83		1.50
47 lb/ft, N-80, BTC	1800.00	1800.00	1.64	4.41	2.12		1.57
47 lb/ft, N-80, BTC	4000.00	4000.00	1.56	2.06	2.39		1.58
47 lb/ft, N-80, BTC	5490.00	5475.46	1.51	1.57	2.60	19.17	1.57
53.5 lb/ft, N-80, BTC	7800.00	7704.12	1.62	1.11	3.14	3.97	1.70
53.5 lb/ft, N-80, BTC	9579.00	9426.44	1.64	1.25	3.70	2.63	1.60
53.5 lb/ft, N-80, BTC	9580.00	9427.43					

Fuente: TDAS, Schlumberger (2017)

El diagrama mecánico final del pozo B se muestra en la figura 53, con las fuerzas combinadas que soportaría el casing de 9 5/8”, indicando que no se generaría problema alguno al implementar la técnica de Casing while Drilling.

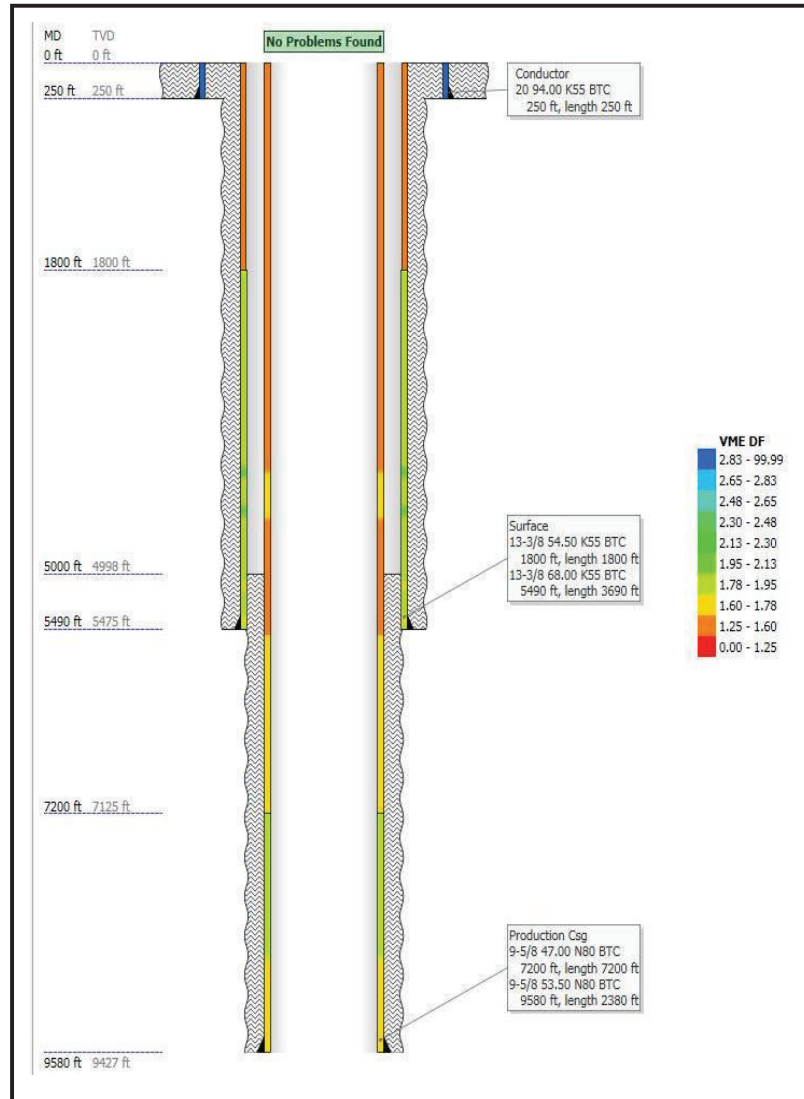


Figura 53. Diseño del Casing

Fuente: TDAS, Schlumber (2017)

Otras consideraciones para el diseño del casing se presentan en los anexos 7, 8 y 9.

3.2.9 Conexiones del Casing

Para las conexiones del casing o tubería de revestimiento se utilizarían anillos de torque MLT, que proporcionan un hombro de torque en la rosca, para incrementar la capacidad de torque al ser instalados en las conexiones

estándar con roscas API BTC; estos anillos también se los podría utilizar para la técnica Liner Drilling.

El incremento de la capacidad de torque impide la sobrecarga de las roscas y coples utilizados en las conexiones de las tuberías de revestimiento y de producción API en aplicaciones de perforación y reparación de pozos, lo que reduce los costos de mantenimiento y reposición de las conexiones de los tubulares.

En la figura 54 se muestra el aumento de la capacidad de torque con un peso determinado de casing.

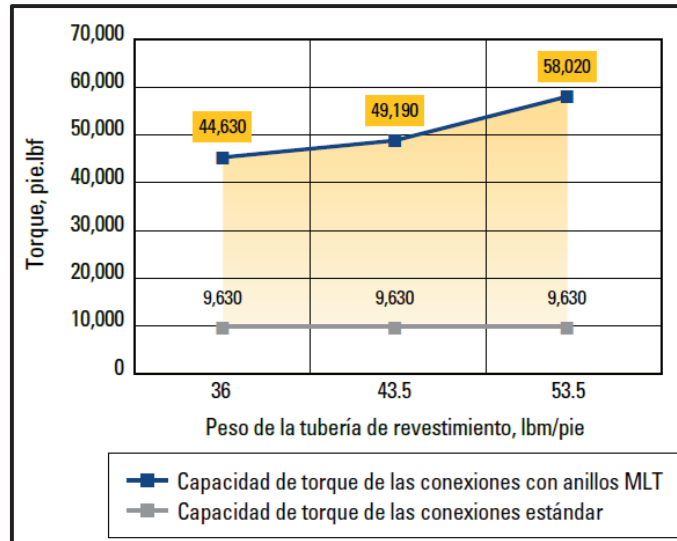


Figura 54. Capacidad de torque con anillas

Fuente: TDDirect, Schlumberger (2013)

En las tablas 15 y 16 se presentan los tamaños de los anillos de torque, coloración, diámetro externo, ancho y las especificaciones de la tubería de revestimiento como grado, peso y torque máximo estimado.

Tabla 15. Especificaciones del anillo de torque para la tubería de 9 5/8"

Anillo	Rango de Libraje (lbs/ft)	OD (pulg)	Ancho (pulg)	Color de Identificación
9 5/8"	32,30-75,60	9,292	0,66	VERDE
		9,292	0,83	ROJO
		9,292	0,99	AZÚL
		9,292	1,15	AMARILLO

Fuente: Frank's International (2016)

Tabla 16. Especificaciones de la Tubería de 7" y 9 5/8"

Tamaño del Casing	Peso (lbf/ft)	Grado	Torque Máximo Estimado
7	26	N80	16.107
	29	N80	18.963
9 5/8"	47	N80	48.751
	53,5	N80	57.784

Fuente: Frank's International (2016)

Una vez indicado los anillos de torque MLT de la cía. Schlumberger y los anillos de torque de la cía. Frank's International, el anillo que se utilizaría para implementar la técnica Casing while Drilling sería cualquiera de los dos tipos ya que la capacidad de torque que generan estos anillos no representa una diferencia considerable. En el anexo 10 se presenta de manera gráfica los anillos de torque.

3.3 Análisis de costos de la perforación convencional con la perforación con la técnica Casing while Drilling

Para el análisis se considera el escenario de perforar la sección de 12 ¼" en una sola corrida, por lo que los costos estarán relacionados a los tiempos de las actividades a realizarse en una operación con perforación convencional versus la perforación con Casing while Drilling.

En las tablas 17 y 18 se presenta la secuencia operacional de la perforación en ambos escenarios y el tiempo asociado a los mismos. Sobre esta base se realiza el balance económico.

Tabla 17. Secuencia Operacional con Casing while Drilling

12 1/4" Casing Drilling Level 3 - TDDirect SLB	Tiempo Estimado [Hrs]	Profundidad	Vel (ft/Hr)
REUNION DE SEGURIDAD PARA ARMAR BHA#3	0,50	5520	
ARMA BHA 12 1/4 CON BROCA PDC	1,50	5520	
BAJA BROCA HASTA TOC	3,94	5520	1400
CIRCULAR	1,00	5520	
REBAJAR CEMENTO Y ACCESORIOS, PROBAR CASING	1,50	5520	
PERFORAR 15 ft DE NUEVA FORMACION, CIRCULAR FONDO LIMPIO	1,50	5535	
CIRCULA Y CAMBIA LODO NATIVO DE PERFORACION POR KLASHIELD	2,00	5535	
LEVANTAR TUBERIA Y REALIZAR FIT	0,50	5535	
SACA BHA A SUPERFICIE	3,95	5535	1400
REUNIÓN DE SEGURIDAD Y PREOPERACIONAL	0,50	5535,00	
ARMA CASING CIRCULATING TOOL (CCT)	0,50	5535,00	
ARMA BHA #3 - PRUEBA DIRECCIONAL + PRUEBA DE UR	3,00	5535,00	
ARMA CASING RUNNIG TOOL	1,50	5535,00	
BAJA BHA #3 + CASING RUNNING TOOL AL FONDO DEL POZO	7,00	5535,00	
SE PERFORA CON CASING WHILE DRILLING DE ACUERDO A LA ROP DESEADA HASTA EL TD	74,72	9570,00	
CIRCULA FONDO ARRIBA EN TD	2,00	9570,00	
SACA 3 JUNTAS DE CASING PARA SACAR BHA DEL HUECO ABIERTO	0,50	9570,00	
CIRCULA FONDO ARRIBA	1,00	9570,00	
BAJA CRT- PARCIALMENTE (CRT PARA EL VIAJE DEL DP)	0,50	9570,00	
CONEXIÓN Y PREPARACIÓN DEL CCT + CIRCULA + CHEQUEO DE PESO	0,50	9570,00	
SUBE A LA MESA Y SE ENSAMBLA EL MRPT (HERRAMIENTA PARA RECUPERAR EL BHA)	0,50	9570,00	
SE BAJA EL DRILL PIPE + MRPT PARA RECUPERAR EL BHA	6,84	9570,00	1400
CCT CONEXIÓN + CIRCULACIÓN + CHEQUEO DE PESO	0,25	9570,00	
CONECTA EL MRPT Y SE RECUPERA EL BHA	0,50	9570,00	
CCT CONEXIONES + CIRCULACIÓN + CHEQUEO DE PESO	0,25	9570,00	
SACA DP + MRPT + ENSAMBLAJE DEL BHA	6,84	9570,00	1400
CCT CONEXIONES + CIRCULACIÓN + CHEQUEO DE PESO	0,25	9570,00	
QUIEBRA BHA EN SUPERFICIE (HERRAMIENTA SOLTADORA)	1,50	9570,00	
CCT CONEXIONES + CIRCULACIÓN + CHEQUEO DE PESO	0,25	9570	
BAJA 3 JUNTAS RIMANDO (REAM DOWN)	4	9570	
INSTALAR CASING HANGER Y BAJAR Y CUELGA CSG	1,00	9570	
CIRCULA A RETORNOS LIMPIOS	2,00	9570	
DESVIESTE EQUIPO PARA CORRER TR 9 5/8	1,50	9570	
TOTAL DE HORAS	133,79		

Fuente: Integrated Drilling Services (IDS), Schlumberger (2016)

Tabla 18. Secuencia Operacional en una perforación convencional

BHA CONVENCIONAL UNA CORRIDA	Tiempo Estimado [Hrs]	Profundidad	Vel (ft/Hr)
REUNION DE SEGURIDAD ARMAR BHA#3	0,50	5520	
ARMA BHA 12 1/4 CON BROCA PDC	3,50	5520	
BAJA BROCA HASTA TOC	3,94	5520	1400
CIRCULAR	1,00	5520	
REBAJAR CEMENTO Y ACCESORIOS, PROBAR CASING	1,50	5520	
PERFORAR 15 ft DE NUEVA FORMACION, CIRCULAR FONDO LIMPIO	1,50	5535	
CIRCULA Y CAMBIA LODO NATIVO DE PERFORACION POR KLASHIELD	2,00	5535	
LEVANTAR TUBERIA Y REALIZAR FIT	0,50	5535	
PERFORAR 12 1/4" A TD	74,72	9570	
CIRCULACION	3,00	9570	
VIAJE DE CALIBRACION	29,00	9570	
CIRCULA	2,00	9570	
SACA BHA A ZAPATA	20,25	9570	200
SACA BHA A SUPERFICIE	3,94	9570	1400
QUEBRAR BHA DE 12 1/4"	3,00	9570	
RECUPERAR BUJE DE DESGASTE (INCLUYE ORDEN Y LIMPIEZA)	1,00	9570	
INSTALAR EQUIPO PARA CORRER TR 9 5/8	2,00	9570	
CORRER TR 9 5/8	19,14	9570	500
INSTALAR CASING HANGER Y BAJAR Y CUELGA CSG	1,00	9570	
CIRCULA A RETORNOS LIMPIOS	2,00	9570	
DESVISTE EQUIPO PARA CORRER TR 9 5/8	0,50	9570	
TOTAL DE HORAS	176,00		

Fuente: Integrated Drilling Services (IDS), Schulmberger (2016)

El tiempo de ahorro aplicando la técnica casing while drilling sería de aproximadamente 42,21 horas, al aplicar un fluido de perforación base agua con una densidad de 10.5 LPG, un ECD de 11.5 LPG, un galonaje de 600 GPM; además de aplicar la misma ROP con respecto a la perforación convencional. Se han presentado casos en donde la ROP ha sido un 10% mayor y en otros la ROP ha sido un 10% menor con respecto a la perforación convencional; en la tabla 19 se indica el tiempo que se ahorraría al tener esta sensibilidad de ROP.

Tabla 19. Comparación de tiempos entre una perforación convencional y Casing while Drilling a diferente ROP

Opciones	# Corridas BHA	Tiempo con Perforación Conv. [h]	ROP= 58 ft/h						
			ROP Cwd -10%		ROP Cwd (=)		ROP Cwd +10%		
			Time [h]	Diff [h]	Time [h]	Diff [h]	Time [h]	Diff [h]	
12 1/4" Conventional	1	170							
12 1/4" CwD	1		136	34	128	42	122	48	

Fuente: Integrated Drilling Services (IDS), Schlumberger

Elaborado por: Francisco Salazar, 2017

Los costos que representaría emplear la técnica Casing while Drilling versus la perforación convencional se presenta en: la figura 55 con una diferencia de 34 horas, representando un ahorro de 150 mil dólares; con una diferencia de 42 horas en la figura 56, representando un ahorro de 170 mil dólares; y, con una diferencia de 48 horas en la figura 57, representando un ahorro de 198 mil dólares aproximadamente. Estos costos tienen un ligero porcentaje de alteración debido a la confidencialidad de la cía. Schlumberger.

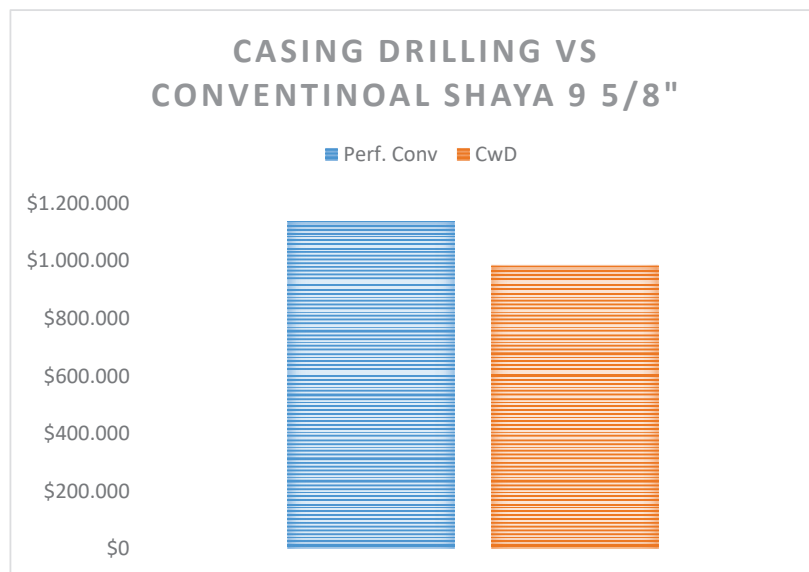


Figura 55. Costos de Casing Drilling vs Perforación convencional (34 hrs)

Fuente: Finanzas, Shaya S.A. (2017)

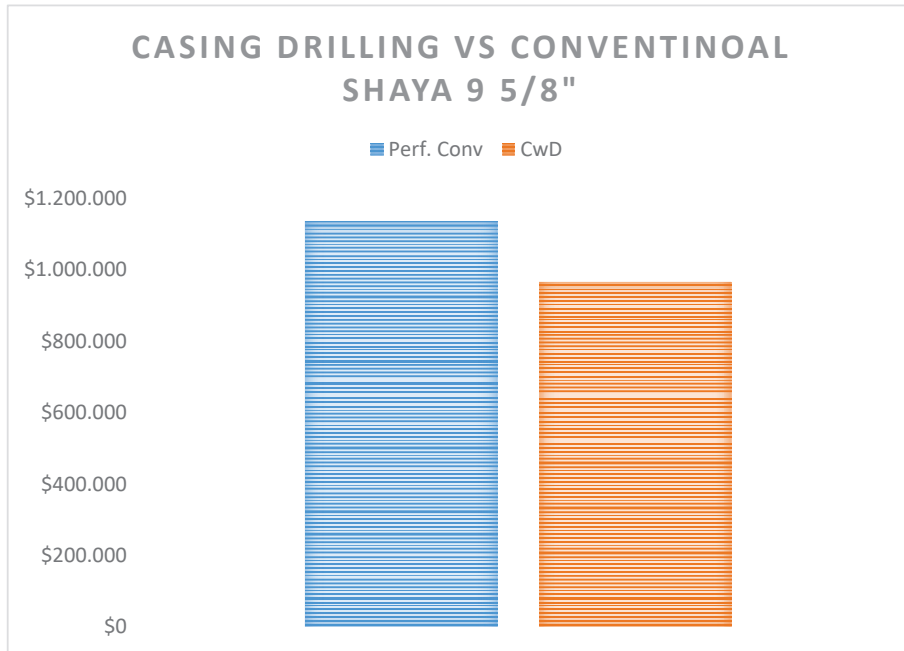


Figura 56. Costos de Casing Drilling vs Perforación convencional (42 hrs)

Fuente: Finanzas, Shaya S.A. (2017)

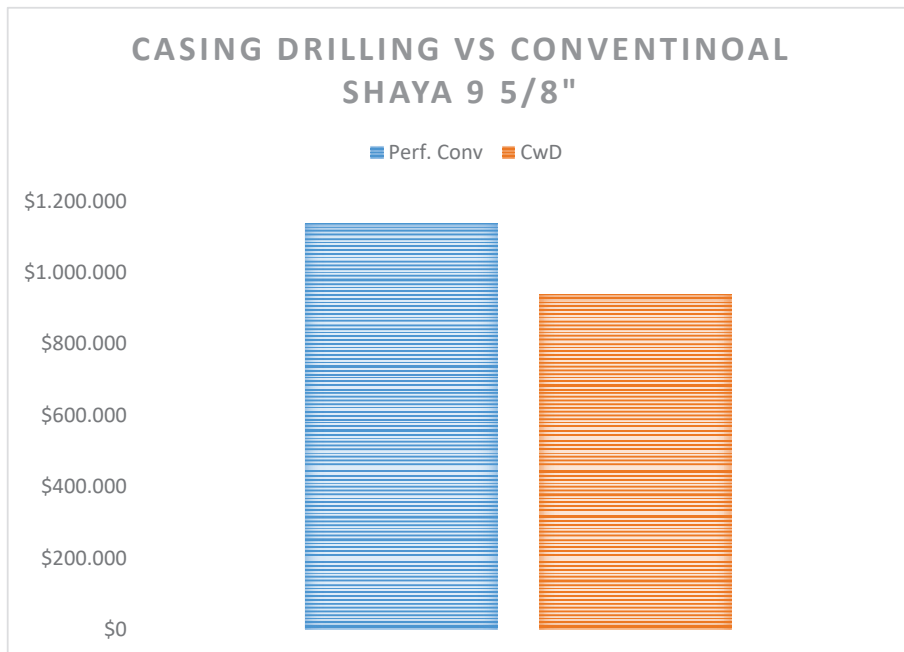


Figura 57. Costos de Casing Drilling vs Perforación convencional (48 hrs)

Fuente: Finanzas, Shaya S.A. (2017)

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

- La simulación realizada en Casing Driller para los pozos A, B, C, D y E del campo Auca- Proyecto Shaya dio como resultado que el pozo B es el candidato más factible para aplicar la técnica Casing while Drilling, ya que el pozo B generaría menor torque en superficie, ver tabla 20, en comparación con los otros pozos simulados, teniendo un máximo torque en superficie de 37 k ft-lb. Ver tabla 20.

Tabla 20. Resumen de pozos tipo J

Rig	Pozo	Tipo de Trayectoria	Max. Inclinación [Deg]	VS [ft]	Máx. Torque generado en sup. [k-ft-lb]			TD 9 5/8" [ft]	ROP [ft/h]	WOB [klbs]	MW [pg]
					Factor de Fricción						
					0.30	0.35	0.40				
Sinopec 168	A	J	18	1771	34	38	43	9915	100	25	10.5
Sinopec 168	B	J	15.25	1274	31	34	37	9580			
Sinopec 168	C	J	16.3	1324	31	34	38	9600			

Elaborado por: Francisco Salazar

- Las trayectorias direccionales tipo S generarían un torque en superficie muy alto, ver tabla 21, por tal razón no sería factible aplicar la técnica Casing while Drilling para estas trayectorias. Por lo tanto, la trayectoria tipo para aplicar esta técnica sería el perfil tipo J.

Tabla 21. Resumen de pozos tipo S

Rig	Pozo	Tipo de Trayectoria	Max. Inclinación [Deg]	VS [ft]	Máx. Torque generado en sup. [k-ft-lb]			TD 9 5/8" [ft]	ROP [ft/h]	WOB [klbs]	MW [pg]
					Factor de Fricción						
					0.30	0.35	0.40				
Sinopec 168	D	S	26.30	2311	44	51	57	9850	100	25	10.5
Sinopec 168	E	S	27.50	1705	56	62	70	9920			

Elaborado por: Francisco Salazar

- En el programa direccional el drive que brindaría la mayor seguridad y garantía sería el Power Drive, ya que maneja niveles bajos de fatiga y por lo tanto menor bending moment. Adicionalmente, el BHA con power drive tendría menor desgaste en las estructuras de corte. Este BHA generaría menores vibraciones tanto al pasar conglomerado como las otras formaciones como se indicó en la simulación i- DRILL.
- El torque más estable se presentó con el Underreamer High Ratio Rhino (HHR) dando valores más bajos a comparación del Underreamer tipo 5C; por lo tanto, sería factible perforar con este tipo de Underreamer (UR) y un BHA con Power Drive.
- Se tiene un ahorro aproximado de 1,75 días al aplicar la técnica Casing while Drilling a una ROP de 58 ft/h comparándola con la perforación convencional; resultando favorable aplicar esta técnica para el campo Auca-Proyecto Shaya.
- La técnica permite tener una alta resistencia impermeable consiguiendo que las paredes del pozo sean más resistentes a la invasión de fluidos, esto se logra porque se reviste cada pie perforado. De igual manera permite reducir la pérdida de circulación gracias al plastering effect (efecto de empaste) que se logra al aplastar los recortes, reduciendo de igual manera el manejo de cortes en superficie.
- La ECD va a ser alta cuando se aplica la técnica Casing while Drilling a comparación de la perforación convencional; además, el fluido de perforación debe tener las propiedades reológicas no muy altas. Es decir, que sean lo suficientes para suspender los cortes y limpiar el espacio anular.

4.2 Recomendaciones

- Evitar tener acumulación de recortes en el espacio anular, por tal razón se recomienda tener un monitoreo continuo de la limpieza del hoyo mientras se está perforando la sección de 12 ¼”.

- Tener a disposición un Top Drive certificado que cuente con una capacidad mayor de torque para poder aumentar el número de pozos candidatos para aplicar la técnica Casing while Drilling.
- Utilizar anillos de torque para no aumentar el torque en superficie y permita rotar y perforar con casing de 9 5/8”.
- Se recomienda realizar un análisis en los demás campos que pertenecen al bloque 61 y ver si es factible aplicar la técnica Casing while Drilling.
- En el caso que se utilice un BHA con motor y underreamer (UR), estos se deben colocar a una distancia determinada, ya que si se los coloca juntos generarían mayores fuerzas de contacto aumentando las vibraciones.
- Alinear de manera correcta la boca del pozo con la mesa del taladro para no tener problemas en el enrosque y desenrosque del casing conllevando a un aumento de tiempos operacionales.
- Se recomienda tener una debida planificación para tener todas las herramientas que utiliza la técnica Casing while Drilling y no tener contratiempo alguno.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **Aleksandro, K. Kiselev, E. Ovchinnikov, S. Tan, M. Gelfgat, M. Kulikov, S. Shilkin, P. Prymachenko, D. Fedoseev, D. Gnibidin, V.** (2015). Drilling with Casing Technology Pilot Testing Results. *SPE-176506-MS*.
- **Aules, E.** (2013). Estudio de la factibilidad del cambio de conexión BTC por TSH-ER en tubería de revestimiento de 20" y 13 3/8" para pozos a perforar en el CSSF (Tesis de pregrado). Escuela Politécnica Nacional.
- **Baby, P. Rivadeneira, M. Barragán, R.** 2014. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.
- **Bjorneli, H.** (2009). Casing while Drilling Module 1: Introduction. [Diapositivas de Power Point]. Schlumberger.
- **Fontenot, K. Lesso, B. Strickler, R. Warren, T.** (2005). Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. *SPE/IADC 79914*, 2-8.
- **Karimi, M. et al.** (2011). Formation Damage and Fluid Loss Reduction due to Plastering Effect of Casing Drilling. June, 2011.
- **Moreno, G. Ballesteros, J.** (2011). Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional casing drilling (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Colombia.
- **Negocios.** (2015, diciembre 15). La petrolera estatal firmó un convenio por USD 4 900 millones de Schlumberger. EL COMERCIO. Recuperado de <http://www.ElComercio.com>.
- **Ortiz, A.** (2016). *Casing Drilling Soluciones Alternativas de Perforación*. [Diapositivas de Power Point]. Schlumberger.

- **Salehi, S. Karimi, M. Shahri, M.P. Aladsani, A. Ezeakacha, C.** (2013). All in One for Casing while Drilling Technology: Numerical, Analytical, and Experimental Results and Field Observations. *Spe* 166112.
- **Shen, H. Aadnoy, B.** (2008). Feasibility Study of Combining Drilling with Casing and Expandable Casing. *SPE* 116838.
- **Ushiña, A. (2010).** Introducción a la Perforación y Completación Inicial. [Diapositivas de Power Point].
- **Van, A.** (2010). Casing while Drilling (CwD). [Diapositivas de Power Point]. Tesco.
- **Velmurugan, N. Babu, V. Deendayal, P.** (2014). Experimental Study of Plastering Effect during Casing While Drilling. *SPE-171997-MS*.
- **Warren, T. Angman, P. Houtchens, B.** (2000). Casing Drilling Application Design Considerations. *IADC/SPE* 59179.
- **Yamaguchi, S. Imai, R.** (2013). Successful Casing Drilling Experience with Premium Connection for Production Casing Application on a Subsea Well. *SPE* 165786.

ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute.

HSE: Healthy Safety Environmental.

KOP: Kick of Point.

EOC: End of Construction

BHA: Bottom Hole Assembly.

LWD: Logging while Drilling.

TR: Tubería de Revestimiento.

MWD: Measurement while Drilling.

RSS: Rotary Steerable System.

NPT: No Production Time.

ECD: Equivalent Circulation Density.

DLS: Dog Leg Severity- grados / 100 ft.

PDC: Polycrystalline Diamond Compact.

TVD: True Vertical Depth.

MD: Measure Depth.

FIT: Formation Integrity Test.

ANEXOS

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Trayectoria Direccional del pozo A	99
Anexo 2. Trayectoria Direccional del pozo B	101
Anexo 3. Trayectoria Direccional del pozo C	103
Anexo 4. Trayectoria Direccional del pozo D	105
Anexo 5. Trayectoria Direccional del pozo E	106
Anexo 6. Curva de Densidad del Fluido de Perforación para el pozo B	107
Anexo 7. Elipse de Von Mises de la tubería 47 lb/ft, N-80	108
Anexo 8. Elipse de Von Mises de la tubería 53.5 lb/ft, N-80	109
Anexo 9. Mínimos factores de diseño de la sarta de perforación	110
Anexo 10. Anillos de Torque	111

Anexo 1. Trayectoria Direccional del pozo A

Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	VSEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (*100ft)
Tie-In	0,00	0,00	0,00	0,00	-988,39	0,00	0,00	0,00	N/A
Marker MudLine	37,50	0,00	200,00	37,50	-950,89	0,00	0,00	0,00	0,00
	100,00	0,00	200,00	100,00	-888,39	0,00	0,00	0,00	0,00
	200,00	0,00	200,00	200,00	-788,39	0,00	0,00	0,00	0,00
	300,00	0,00	200,00	300,00	-688,39	0,00	0,00	0,00	0,00
	400,00	0,00	200,00	400,00	-588,39	0,00	0,00	0,00	0,00
	500,00	0,00	200,00	500,00	-488,39	0,00	0,00	0,00	0,00
	600,00	0,00	200,00	600,00	-388,39	0,00	0,00	0,00	0,00
	700,00	0,00	200,00	700,00	-288,39	0,00	0,00	0,00	0,00
	800,00	0,00	200,00	800,00	-188,39	0,00	0,00	0,00	0,00
	900,00	0,00	200,00	900,00	-88,39	0,00	0,00	0,00	0,00
	1000,00	0,00	200,00	1000,00	11,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	1100,00	0,00	200,00	1100,00	111,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	1200,00	0,00	200,00	1200,00	211,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	1300,00	0,00	200,00	1300,00	311,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	1400,00	0,00	200,00	1400,00	411,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	1500,00	0,00	200,00	1500,00	511,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	1600,00	0,00	200,00	1600,00	611,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	1700,00	0,00	200,00	1700,00	711,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	1800,00	0,00	200,00	1800,00	811,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	1900,00	0,00	200,00	1900,00	911,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	2000,00	0,00	200,00	2000,00	1011,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	2100,00	0,00	200,00	2100,00	1111,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	2200,00	0,00	200,00	2200,00	1211,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	2300,00	0,00	200,00	2300,00	1311,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	2400,00	0,00	200,00	2400,00	1411,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	2500,00	0,00	200,00	2500,00	1511,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	2600,00	0,00	200,00	2600,00	1611,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	2700,00	0,00	200,00	2700,00	1711,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	2800,00	0,00	200,00	2800,00	1811,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	2900,00	0,00	200,00	2900,00	1911,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	3000,00	0,00	200,00	3000,00	2011,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	3100,00	0,00	200,00	3100,00	2111,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	3200,00	0,00	200,00	3200,00	2211,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	3300,00	0,00	200,00	3300,00	2311,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	3400,00	0,00	200,00	3400,00	2411,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	3500,00	0,00	200,00	3500,00	2511,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	3600,00	0,00	200,00	3600,00	2611,61	0,00	0,00	0,00	0,00
KOP	3700,00	0,00	200,00	3700,00	2711,61	0,00	0,00	0,00	0,00
	3800,00	1,20	200,00	3799,99	2811,61	0,93	-0,98	-0,36	1,20
	3900,00	2,40	200,00	3899,94	2911,56	3,70	-3,94	-1,43	1,20
	4000,00	3,60	200,00	3999,80	3011,42	8,32	-8,85	-3,22	1,20
	4100,00	4,80	200,00	4099,53	3111,15	14,79	-15,74	-5,73	1,20
EOC	4116,67	5,00	200,00	4116,14	3127,75	16,05	-17,07	-6,21	1,20
	4200,00	5,95	207,05	4199,09	3210,70	23,30	-24,34	-9,42	1,40
	4300,00	7,18	212,95	4298,43	3310,05	34,19	-34,20	-15,18	1,40
	4400,00	8,47	217,10	4397,50	3409,12	47,46	-45,32	-23,02	1,40
	4500,00	9,78	220,15	4496,23	3507,85	63,10	-57,68	-32,94	1,40
	4600,00	11,11	222,48	4594,58	3606,19	81,11	-71,28	-44,93	1,40
	4700,00	12,46	224,32	4692,46	3704,08	101,48	-86,11	-58,97	1,40
	4800,00	13,82	225,80	4789,84	3801,46	124,18	-102,16	-75,08	1,40
	4900,00	15,19	227,02	4886,65	3898,27	149,22	-119,42	-93,23	1,40
	5000,00	16,56	228,04	4982,84	3994,45	176,57	-137,89	-113,41	1,40
	5100,00	17,94	228,91	5078,34	4089,95	206,22	-157,54	-135,61	1,40
EOC #1 (3D-S)	5104,69	18,00	228,95	5082,80	4094,42	207,67	-158,49	-136,70	1,40
	5200,00	18,00	228,95	5173,44	4185,06	237,12	-177,83	-158,91	0,00
	5300,00	18,00	228,95	5268,55	4280,16	268,02	-198,13	-182,22	0,00
	5400,00	18,00	228,95	5363,65	4375,27	298,92	-218,42	-205,52	0,00
	5500,00	18,00	228,95	5458,76	4470,37	329,82	-238,72	-228,83	0,00
	5600,00	18,00	228,95	5553,86	4565,48	360,71	-259,02	-252,13	0,00
	5700,00	18,00	228,95	5648,97	4660,58	391,61	-279,31	-275,44	0,00
Tope Ortegua	5794,02	18,00	228,95	5738,39	4750,00	420,67	-298,40	-297,35	0,00
	5800,00	18,00	228,95	5744,07	4755,69	422,51	-299,61	-298,74	0,00
13 3/8" Casing Point	5825,00	18,00	228,95	5767,85	4779,46	430,24	-304,68	-304,57	0,00

	5900,00	18,00	228,95	5839,18	4850,79	453,41	-319,91	-322,05	0,00
	6000,00	18,00	228,95	5934,28	4945,90	484,31	-340,20	-345,35	0,00
	6100,00	18,00	228,95	6029,39	5041,00	515,21	-360,50	-368,66	0,00
	6200,00	18,00	228,95	6124,49	5136,11	546,11	-380,80	-391,96	0,00
	6300,00	18,00	228,95	6219,60	5231,21	577,01	-401,09	-415,27	0,00
	6400,00	18,00	228,95	6314,70	5326,32	607,91	-421,39	-438,57	0,00
	6500,00	18,00	228,95	6409,81	5421,42	638,81	-441,69	-461,88	0,00
	6600,00	18,00	228,95	6504,91	5516,53	669,71	-461,98	-485,18	0,00
	6700,00	18,00	228,95	6600,02	5611,63	700,61	-482,28	-508,49	0,00
	6800,00	18,00	228,95	6695,12	5706,73	731,51	-502,58	-531,79	0,00
	6900,00	18,00	228,95	6790,23	5801,84	762,41	-522,87	-555,10	0,00
	7000,00	18,00	228,95	6885,33	5896,94	793,31	-543,17	-578,40	0,00
	7100,00	18,00	228,95	6980,44	5992,05	824,20	-563,47	-601,71	0,00
	7200,00	18,00	228,95	7075,54	6087,15	855,10	-583,76	-625,01	0,00
	7300,00	18,00	228,95	7170,65	6182,26	886,00	-604,06	-648,32	0,00
	7400,00	18,00	228,95	7265,75	6277,36	916,90	-624,35	-671,62	0,00
	7500,00	18,00	228,95	7360,86	6372,47	947,80	-644,65	-694,93	0,00
	7600,00	18,00	228,95	7455,96	6467,57	978,70	-664,95	-718,23	0,00
	7700,00	18,00	228,95	7551,06	6562,68	1009,60	-685,24	-741,54	0,00
	7800,00	18,00	228,95	7646,17	6657,78	1040,50	-705,54	-764,84	0,00
	7900,00	18,00	228,95	7741,27	6752,89	1071,40	-725,84	-788,15	0,00
	8000,00	18,00	228,95	7836,38	6847,99	1102,30	-746,13	-811,45	0,00
	8100,00	18,00	228,95	7931,48	6943,10	1133,20	-766,43	-834,76	0,00
	8200,00	18,00	228,95	8026,59	7038,20	1164,10	-786,73	-858,06	0,00
	8300,00	18,00	228,95	8121,69	7133,31	1195,00	-807,02	-881,37	0,00
	8400,00	18,00	228,95	8216,80	7228,41	1225,90	-827,32	-904,67	0,00
	8500,00	18,00	228,95	8311,90	7323,52	1256,79	-847,62	-927,98	0,00
Topo Tena	8533,10	18,00	228,95	8343,39	7355,00	1267,02	-854,33	-935,69	0,00
	8600,00	18,00	228,95	8407,01	7418,62	1287,69	-867,91	-951,28	0,00
	8700,00	18,00	228,95	8502,11	7513,73	1318,59	-888,21	-974,59	0,00
	8800,00	18,00	228,95	8597,22	7608,83	1349,49	-908,51	-997,89	0,00
	8900,00	18,00	228,95	8692,32	7703,94	1380,39	-928,80	-1021,19	0,00
	9000,00	18,00	228,95	8787,43	7799,04	1411,29	-949,10	-1044,50	0,00
	9100,00	18,00	228,95	8882,53	7894,15	1442,19	-969,39	-1067,80	0,00
	9200,00	18,00	228,95	8977,64	7989,25	1473,09	-989,69	-1091,11	0,00
Topo Napo	9273,34	18,00	228,95	9047,39	8059,00	1495,75	-1004,58	-1108,20	0,00
	9300,00	18,00	228,95	9072,74	8084,36	1503,99	-1009,99	-1114,41	0,00
KOP #2	9351,61	18,00	228,95	9121,83	8133,44	1519,94	-1020,46	-1126,44	0,00
	9400,00	17,47	228,95	9167,92	8179,53	1534,67	-1030,14	-1137,56	1,10
	9500,00	16,37	228,95	9263,59	8275,20	1563,77	-1049,26	-1159,50	1,10
	9600,00	15,27	228,96	9359,80	8371,41	1591,03	-1067,16	-1180,06	1,10
	9700,00	14,17	228,96	9456,51	8468,13	1616,43	-1083,84	-1199,23	1,10
	9800,00	13,07	228,96	9553,70	8565,32	1639,97	-1099,30	-1216,99	1,10
Caliza A	9827,38	12,77	228,97	9580,39	8592,00	1646,09	-1103,32	-1221,60	1,10
	9900,00	11,97	228,97	9651,32	8662,94	1661,65	-1113,53	-1233,34	1,10
9 5/8" Casing Point	9915,00	11,80	228,97	9666,00	8677,61	1664,74	-1115,56	-1235,67	1,10
Topo U Superior	9965,40	11,25	228,98	9715,39	8727,00	1674,81	-1122,17	-1243,27	1,10
	10000,00	10,87	228,98	9749,34	8760,95	1681,44	-1126,52	-1248,27	1,10
ACAI-197 HS (OP)	10024,47	10,60	228,98	9773,39	8785,00	1686,00	-1129,52	-1251,71	1,10
	10100,00	9,92	228,98	9847,70	8859,32	1699,45	-1138,35	-1261,86	0,90
	10200,00	9,02	228,98	9946,34	8957,95	1715,90	-1149,14	-1274,28	0,90
	10300,00	8,12	228,98	10045,22	9056,84	1730,80	-1158,93	-1285,52	0,90
	10400,00	7,22	228,98	10144,33	9155,94	1744,15	-1167,68	-1295,59	0,90
	10500,00	6,32	228,98	10243,63	9255,24	1755,93	-1175,42	-1304,49	0,90
	10600,00	5,42	228,98	10343,10	9354,72	1766,16	-1182,13	-1312,20	0,90
7" Liner Point	10655,51	4,92	228,98	10398,39	9410,00	1771,16	-1185,42	-1315,98	0,90
TD									

Anexo 2. Trayectoria Direccional del pozo B

Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	VSEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (°/100ft)
Tie-In	0,00	0,00	0,00	0,00	-854,66	0,00	0,00	0,00	N/A
Marker MudLine	37,50	0,00	306,52	37,50	-817,16	0,00	0,00	0,00	0,00
	100,00	0,00	306,52	100,00	-754,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	200,00	0,00	306,52	200,00	-654,66	0,00	0,00	0,00	0,00
20" Conductor	250,00	0,00	306,52	250,00	-604,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	300,00	0,00	306,52	300,00	-554,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	400,00	0,00	306,52	400,00	-454,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	500,00	0,00	306,52	500,00	-354,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	600,00	0,00	306,52	600,00	-254,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	700,00	0,00	306,52	700,00	-154,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	800,00	0,00	306,52	800,00	-54,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	900,00	0,00	306,52	900,00	45,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1000,00	0,00	306,52	1000,00	145,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1100,00	0,00	306,52	1100,00	245,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1200,00	0,00	306,52	1200,00	345,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1300,00	0,00	306,52	1300,00	445,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1400,00	0,00	306,52	1400,00	545,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1500,00	0,00	306,52	1500,00	645,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1600,00	0,00	306,52	1600,00	745,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1700,00	0,00	306,52	1700,00	845,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1800,00	0,00	306,52	1800,00	945,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1900,00	0,00	306,52	1900,00	1045,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2000,00	0,00	306,52	2000,00	1145,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2100,00	0,00	306,52	2100,00	1245,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2200,00	0,00	306,52	2200,00	1345,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2300,00	0,00	306,52	2300,00	1445,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2400,00	0,00	306,52	2400,00	1545,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2500,00	0,00	306,52	2500,00	1645,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2600,00	0,00	306,52	2600,00	1745,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2700,00	0,00	306,52	2700,00	1845,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2800,00	0,00	306,52	2800,00	1945,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2900,00	0,00	306,52	2900,00	2045,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3000,00	0,00	306,52	3000,00	2145,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3100,00	0,00	306,52	3100,00	2245,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3200,00	0,00	306,52	3200,00	2345,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3300,00	0,00	306,52	3300,00	2445,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3400,00	0,00	306,52	3400,00	2545,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3500,00	0,00	306,52	3500,00	2645,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3600,00	0,00	306,52	3600,00	2745,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3700,00	0,00	306,52	3700,00	2845,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3800,00	0,00	306,52	3800,00	2945,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3900,00	0,00	306,52	3900,00	3045,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	4000,00	0,00	306,52	4000,00	3145,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	4100,00	0,00	306,52	4100,00	3245,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	4200,00	0,00	306,52	4200,00	3345,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	4300,00	0,00	306,52	4300,00	3445,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	4400,00	0,00	306,52	4400,00	3545,34	0,00	0,00	0,00	0,00
KOP	4500,00	1,50	306,52	4499,99	3645,33	1,31	0,78	-1,05	1,50
	4600,00	3,00	306,52	4599,91	3745,25	5,23	3,12	-4,21	1,50
	4700,00	4,50	306,52	4699,83	3845,17	11,77	7,01	-9,46	1,50
	4800,00	6,00	306,52	4799,75	3944,61	20,82	12,45	-16,82	1,50
	4900,00	7,50	306,52	4898,57	4043,92	32,67	19,45	-26,26	1,50
	5000,00	9,00	306,52	4997,54	4142,88	47,02	27,99	-37,79	1,50
	5100,00	10,50	306,52	5096,09	4241,43	63,95	38,07	-51,40	1,50
	5200,00	12,00	306,52	5194,16	4339,51	83,46	49,68	-67,08	1,50
	5300,00	13,50	306,52	5291,70	4437,04	105,53	62,81	-84,81	1,50
	5400,00	15,00	306,52	5388,62	4533,96	130,14	77,46	-104,60	1,50
EOC #1 (3D-S)	5416,73	15,25	306,52	5404,77	4550,11	134,51	80,06	-108,10	1,50
Ortiguaza (TOR)	5458,08	15,25	306,52	5444,66	4590,00	145,38	86,53	-116,84	0,00
13 3/8" Casing Point	5490,00	15,25	306,52	5475,46	4620,80	153,78	91,53	-123,59	0,00

	5500,00	15,25	306,52	5485,10	4630,45	156,41	93,09	-125,71	0,00
	5600,00	15,25	306,52	5581,58	4726,92	182,71	108,75	-146,85	0,00
	5700,00	15,25	306,52	5678,06	4823,40	209,01	124,40	-167,98	0,00
	5800,00	15,25	306,52	5774,54	4919,88	235,31	140,06	-189,12	0,00
	5900,00	15,25	306,52	5871,02	5016,36	261,61	155,71	-210,26	0,00
	6000,00	15,25	306,52	5967,50	5112,84	287,92	171,37	-231,40	0,00
	6100,00	15,25	306,52	6063,97	5209,32	314,22	187,02	-252,54	0,00
	6200,00	15,25	306,52	6160,45	5305,79	340,52	202,68	-273,68	0,00
	6300,00	15,25	306,52	6256,93	5402,27	366,82	218,33	-294,82	0,00
Tiyuyacu (TTY)	6380,57	15,25	306,52	6334,66	5480,00	388,01	230,94	-311,85	0,00
	6400,00	15,25	306,52	6353,41	5498,75	393,12	233,99	-315,96	0,00
	6500,00	15,25	306,52	6449,89	5595,23	419,43	249,64	-337,10	0,00
Congl. Superior Tiyuy (TUTYC)	6565,06	15,25	306,52	6512,66	5658,00	436,54	259,83	-350,85	0,00
	6600,00	15,25	306,52	6546,36	5691,71	445,73	265,30	-358,24	0,00
Base Congl. Superior Tiyuy (BUTYC)	6650,06	15,25	306,52	6594,66	5740,00	458,89	273,13	-368,82	0,00
	6700,00	15,25	306,52	6642,84	5788,19	472,03	280,95	-379,38	0,00
	6800,00	15,25	306,52	6739,32	5884,66	498,33	296,60	-400,52	0,00
	6900,00	15,25	306,52	6835,80	5981,14	524,63	312,26	-421,66	0,00
	7000,00	15,25	306,52	6932,28	6077,62	550,94	327,91	-442,80	0,00
	7100,00	15,25	306,52	7028,76	6174,10	577,24	343,57	-463,93	0,00
	7200,00	15,25	306,52	7125,23	6270,58	603,54	359,22	-485,07	0,00
	7300,00	15,25	306,52	7221,71	6367,05	629,84	374,88	-506,21	0,00
	7400,00	15,25	306,52	7318,19	6463,53	656,14	390,53	-527,35	0,00
	7500,00	15,25	306,52	7414,67	6560,01	682,45	406,19	-548,49	0,00
	7600,00	15,25	306,52	7511,15	6656,49	708,75	421,84	-569,63	0,00
Congl. Inferior Tiyuy (TLTYC)	7676,19	15,25	306,52	7584,66	6730,00	728,79	433,77	-585,74	0,00
	7700,00	15,25	306,52	7607,63	6752,97	735,05	437,50	-590,77	0,00
	7800,00	15,25	306,52	7704,10	6849,45	761,35	453,15	-611,91	0,00
	7900,00	15,25	306,52	7800,58	6945,92	787,65	468,81	-633,05	0,00
	8000,00	15,25	306,52	7897,06	7042,40	813,96	484,46	-654,19	0,00
	8100,00	15,25	306,52	7993,54	7138,88	840,26	500,12	-675,33	0,00
Base Conglomerado Inferior Tiyuyacu (BLTYC)	8107,38	15,25	306,52	8000,66	7146,00	842,20	501,27	-676,89	0,00
Tena (TTE)	8180,97	15,25	306,52	8071,66	7217,00	861,56	512,79	-692,44	0,00
	8200,00	15,25	306,52	8090,02	7235,36	866,56	515,77	-696,47	0,00
	8300,00	15,25	306,52	8186,50	7331,84	892,86	531,43	-717,61	0,00
	8400,00	15,25	306,52	8282,97	7428,32	919,16	547,08	-738,75	0,00
	8500,00	15,25	306,52	8379,45	7524,79	945,47	562,74	-759,89	0,00
	8600,00	15,25	306,52	8475,93	7621,27	971,77	578,39	-781,02	0,00
	8700,00	15,25	306,52	8572,41	7717,75	998,07	594,05	-802,16	0,00
	8800,00	15,25	306,52	8668,89	7814,23	1024,37	609,70	-823,30	0,00
	8900,00	15,25	306,52	8765,37	7910,71	1050,67	625,36	-844,44	0,00
Basal Tena (TBTE_BT)	8904,45	15,25	306,52	8769,66	7915,00	1051,85	626,05	-845,38	0,00
Napo (TNP)	8912,74	15,25	306,52	8777,66	7923,00	1054,03	627,35	-847,14	0,00
	9000,00	15,25	306,52	8861,84	8007,19	1076,98	641,01	-865,58	0,00
KOP #2	9080,18	15,25	306,52	8939,20	8084,54	1098,07	653,56	-882,53	0,00
	9100,00	15,01	306,52	8958,33	8103,67	1103,24	656,64	-886,69	1,20
Caliza "M-1" (TM1L)	9174,73	14,12	306,52	9030,66	8176,00	1122,03	667,83	-901,79	1,20
	9200,00	13,81	306,52	9055,18	8200,53	1128,13	671,46	-906,69	1,20
Base Caliza "M-1" (BM1L)	9215,93	13,62	306,52	9070,66	8216,00	1131,90	673,70	-909,73	1,20
	9300,00	12,61	306,52	9152,53	8297,88	1150,98	685,06	-925,06	1,20
	9400,00	11,41	306,52	9250,34	8395,68	1171,79	697,44	-941,79	1,20
Caliza "M-2" (TM2L)	9410,52	11,29	306,52	9260,66	8406,00	1173,86	698,68	-943,45	1,20
Base Caliza "M-2" (BM2L)	9464,51	10,64	306,52	9313,66	8459,00	1184,13	704,79	-951,70	1,20
	9500,00	10,21	306,52	9348,56	8493,91	1190,55	708,61	-956,86	1,20
Caliza "A" (TAL)	9532,59	9,82	306,52	9380,66	8526,00	1196,22	711,98	-961,42	1,20
9 5/8" Casing Point	9580,00	9,25	306,52	9427,41	8572,75	1204,07	716,66	-967,73	1,20
	9600,00	9,01	306,52	9447,16	8592,50	1207,25	718,55	-970,28	1,20
Arenisca U Superior (TUUS_US)	9634,91	8,59	306,52	9481,66	8627,00	1212,59	721,73	-974,58	1,20
	9700,00	7,81	306,52	9546,08	8691,42	1221,88	727,25	-982,04	1,20
Arenisca U Inferior (TLUS_UI) (OS)	9718,75	7,59	306,52	9564,66	8710,00	1224,39	728,75	-984,06	1,20
Base Arenisca U Inferior (BLUS)	9756,05	7,14	306,52	9601,66	8747,00	1229,17	731,60	-987,90	1,20
	9800,00	6,61	306,52	9645,29	8790,63	1234,43	734,73	-992,13	1,20
YCAD-045	9809,43	6,50	306,52	9654,66	8800,00	1235,51	735,37	-993,00	1,20
Lower U (LU)	9812,45	6,48	306,52	9657,66	8803,00	1235,85	735,57	-993,27	0,80
Caliza "B" (TBL)	9860,74	6,09	306,52	9705,66	8851,00	1241,13	738,72	-997,52	0,80
Arenisca "T" Superior (TUTS_TS)	9871,80	6,00	306,52	9716,66	8862,00	1242,30	739,41	-998,45	0,80
	9900,00	5,78	306,52	9744,71	8890,05	1245,19	741,13	-1000,78	0,80
Arenisca "T" Inferior (TmTS_TI) (OP)	9983,33	5,11	306,52	9827,66	8973,00	1253,09	745,83	-1007,13	0,80
	10000,00	4,98	306,52	9844,27	8989,61	1254,56	746,70	-1008,31	0,80
Base Areniscar "T" Inferior (BmTS)	10025,48	4,77	306,52	9869,66	9015,00	1256,72	747,99	-1010,05	0,80
Lutita Napo Inferior (TLNPs)	10075,64	4,37	306,52	9919,66	9065,00	1260,72	750,37	-1013,26	0,80
	10100,00	4,18	306,52	9943,95	9089,29	1262,54	751,45	-1014,72	0,80
Caliza "C" (TCL)	10135,80	3,89	306,52	9979,66	9125,00	1265,05	752,95	-1016,74	0,80
Arenisca Hollin Superior (TUHS_HS) (OS)	10145,82	3,81	306,52	9989,66	9135,00	1265,73	753,35	-1017,28	0,80
Arenisca Hollin Inferior (TmHS_HI)	10190,91	3,45	306,52	10034,66	9180,00	1268,58	755,05	-1019,58	0,80
	10200,00	3,38	306,52	10043,73	9189,07	1269,12	755,37	-1020,01	0,80
	10300,00	2,58	306,52	10143,59	9288,93	1274,31	758,46	-1024,18	0,80
7" Liner Point TD	10301,07	2,57	306,52	10144,66	9290,00	1274,36	758,49	-1024,22	0,80

Anexo 3. Trayectoria Direccional del pozo C

Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	VSEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (*/100ft)
Tie-In	0,00	0,00	0,00	0,00	-854,66	0,00	0,00	0,00	N/A
Marker MudLine	37,50	0,00	62,20	37,50	-817,16	0,00	0,00	0,00	0,00
	100,00	0,00	62,20	100,00	-754,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	200,00	0,00	62,20	200,00	-654,66	0,00	0,00	0,00	0,00
20" Conductor	250,00	0,00	62,20	250,00	-604,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	300,00	0,00	62,20	300,00	-554,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	400,00	0,00	62,20	400,00	-454,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	500,00	0,00	62,20	500,00	-354,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	600,00	0,00	62,20	600,00	-254,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	700,00	0,00	62,20	700,00	-154,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	800,00	0,00	62,20	800,00	-54,66	0,00	0,00	0,00	0,00
	900,00	0,00	62,20	900,00	45,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1000,00	0,00	62,20	1000,00	145,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1100,00	0,00	62,20	1100,00	245,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1200,00	0,00	62,20	1200,00	345,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1300,00	0,00	62,20	1300,00	445,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1400,00	0,00	62,20	1400,00	545,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1500,00	0,00	62,20	1500,00	645,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1600,00	0,00	62,20	1600,00	745,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1700,00	0,00	62,20	1700,00	845,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1800,00	0,00	62,20	1800,00	945,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	1900,00	0,00	62,20	1900,00	1045,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2000,00	0,00	62,20	2000,00	1145,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2100,00	0,00	62,20	2100,00	1245,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2200,00	0,00	62,20	2200,00	1345,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2300,00	0,00	62,20	2300,00	1445,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2400,00	0,00	62,20	2400,00	1545,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2500,00	0,00	62,20	2500,00	1645,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2600,00	0,00	62,20	2600,00	1745,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2700,00	0,00	62,20	2700,00	1845,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2800,00	0,00	62,20	2800,00	1945,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	2900,00	0,00	62,20	2900,00	2045,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3000,00	0,00	62,20	3000,00	2145,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3100,00	0,00	62,20	3100,00	2245,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3200,00	0,00	62,20	3200,00	2345,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3300,00	0,00	62,20	3300,00	2445,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3400,00	0,00	62,20	3400,00	2545,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3500,00	0,00	62,20	3500,00	2645,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3600,00	0,00	62,20	3600,00	2745,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3700,00	0,00	62,20	3700,00	2845,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3800,00	0,00	62,20	3800,00	2945,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	3900,00	0,00	62,20	3900,00	3045,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	4000,00	0,00	62,20	4000,00	3145,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	4100,00	0,00	62,20	4100,00	3245,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	4200,00	0,00	62,20	4200,00	3345,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	4300,00	0,00	62,20	4300,00	3445,34	0,00	0,00	0,00	0,00
KOP	4400,00	0,00	62,20	4400,00	3545,34	0,00	0,00	0,00	0,00
	4500,00	1,50	62,20	4499,99	3645,33	1,31	0,61	1,16	1,50
	4600,00	3,00	62,20	4599,91	3745,25	5,23	2,44	4,63	1,50
	4700,00	4,50	62,20	4699,69	3845,03	11,77	5,49	10,42	1,50
	4800,00	6,00	62,20	4799,27	3944,61	20,92	9,76	18,51	1,50
	4900,00	7,50	62,20	4898,57	4043,92	32,68	15,24	28,91	1,50
	5000,00	9,00	62,20	4997,54	4142,88	47,03	21,93	41,60	1,50
	5100,00	10,50	62,20	5096,09	4241,43	63,96	29,83	56,58	1,50
	5200,00	12,00	62,20	5194,16	4339,51	83,47	38,93	73,84	1,50
	5300,00	13,50	62,20	5291,70	4437,04	105,54	49,22	93,36	1,50
	5400,00	15,00	62,20	5388,62	4533,96	130,15	60,70	115,13	1,50
Orteguaza (TOR)	5458,14	15,87	62,20	5444,66	4590,00	145,63	67,91	128,82	1,50
EOC #1 (3D-S)	5486,36	16,30	62,20	5471,77	4617,11	153,45	71,56	135,74	1,50
13 3/8" Casing Point	5490,00	16,30	62,20	5475,27	4620,61	154,47	72,04	136,64	0,00

	5500,00	16,30	62,20	5484,87	4630,21	157,27	73,35	139,12	0,00
	5600,00	16,30	62,20	5580,85	4726,19	185,33	86,43	163,94	0,00
	5700,00	16,30	62,20	5676,83	4822,17	213,39	99,52	188,77	0,00
	5800,00	16,30	62,20	5772,81	4918,16	241,45	112,60	213,59	0,00
	5900,00	16,30	62,20	5868,80	5014,14	269,51	125,69	238,41	0,00
	6000,00	16,30	62,20	5964,78	5110,12	297,57	138,77	263,23	0,00
	6100,00	16,30	62,20	6060,76	5206,10	325,63	151,86	288,05	0,00
	6200,00	16,30	62,20	6156,75	5302,09	353,69	164,94	312,87	0,00
	6300,00	16,30	62,20	6252,73	5398,07	381,74	178,03	337,69	0,00
Tiyuyacu (TTY)	6385,36	16,30	62,20	6334,66	5480,00	405,70	189,20	358,88	0,00
	6400,00	16,30	62,20	6348,71	5494,05	409,80	191,11	362,51	0,00
	6500,00	16,30	62,20	6444,69	5590,04	437,86	204,20	387,33	0,00
Congl. Superior Tiyuy (TUTYC)	6570,81	16,30	62,20	6512,66	5658,00	457,73	213,46	404,91	0,00
	6600,00	16,30	62,20	6540,68	5686,02	465,92	217,28	412,15	0,00
Base Congl. Superior Tiyuy (BUTYC)	6656,24	16,30	62,20	6594,66	5740,00	481,70	224,64	426,11	0,00
	6700,00	16,30	62,20	6636,66	5782,00	493,98	230,37	436,97	0,00
	6800,00	16,30	62,20	6732,64	5877,98	522,04	243,46	461,79	0,00
	6900,00	16,30	62,20	6828,62	5973,97	550,10	256,54	486,62	0,00
	7000,00	16,30	62,20	6924,61	6069,95	578,16	269,63	511,44	0,00
	7100,00	16,30	62,20	7020,59	6165,93	606,22	282,71	536,26	0,00
	7200,00	16,30	62,20	7116,57	6261,92	634,27	295,80	561,08	0,00
	7300,00	16,30	62,20	7212,56	6357,90	662,33	308,88	585,90	0,00
	7400,00	16,30	62,20	7308,54	6453,88	690,39	321,97	610,72	0,00
	7500,00	16,30	62,20	7404,52	6549,86	718,45	335,05	635,54	0,00
	7600,00	16,30	62,20	7500,50	6645,85	746,51	348,14	660,36	0,00
Congl. Inferior Tiyuy (TLTYC)	7687,68	16,30	62,20	7584,66	6730,00	771,11	359,61	682,12	0,00
	7700,00	16,30	62,20	7596,49	6741,83	774,57	361,22	685,18	0,00
	7800,00	16,30	62,20	7692,47	6837,81	802,63	374,31	710,00	0,00
	7900,00	16,30	62,20	7788,45	6933,79	830,69	387,39	734,82	0,00
	8000,00	16,30	62,20	7884,44	7029,78	858,75	400,48	759,64	0,00
	8100,00	16,30	62,20	7980,42	7125,76	886,80	413,57	784,47	0,00
Base Conglomerado Inferior Tiyuyacu (BLTYC)	8121,09	16,30	62,20	8000,66	7146,00	892,72	416,32	789,70	0,00
Tena (TTE)	8195,06	16,30	62,20	8071,66	7217,00	913,48	426,00	808,06	0,00
	8200,00	16,30	62,20	8076,40	7221,74	914,86	426,65	809,29	0,00
	8300,00	16,30	62,20	8172,38	7317,73	942,92	439,74	834,11	0,00
	8400,00	16,30	62,20	8268,37	7413,71	970,98	452,82	858,93	0,00
	8500,00	16,30	62,20	8364,35	7509,69	999,04	465,91	883,75	0,00
	8600,00	16,30	62,20	8460,33	7605,67	1027,10	478,99	908,57	0,00
	8700,00	16,30	62,20	8556,32	7701,66	1055,16	492,08	933,39	0,00
	8800,00	16,30	62,20	8652,30	7797,64	1083,22	505,16	958,21	0,00
	8900,00	16,30	62,20	8748,28	7893,62	1111,28	518,25	983,03	0,00
Basal Tena (TBTE_BT)	8922,27	16,30	62,20	8769,66	7915,00	1117,52	521,16	988,56	0,00
Napo (TNP)	8930,61	16,30	62,20	8777,66	7923,00	1119,86	522,25	990,63	0,00
KOP #2	8933,14	16,30	62,20	8780,09	7925,43	1120,57	522,58	991,26	0,00
	9000,00	15,49	62,25	8844,39	7989,74	1138,88	531,12	1007,46	1,20
	9100,00	14,29	62,34	8941,03	8086,37	1164,59	543,07	1030,21	1,20
Caliza "M-1" (TM1L)	9192,27	13,19	62,43	9030,66	8176,00	1186,50	553,23	1049,63	1,20
	9200,00	13,09	62,44	9038,19	8183,53	1188,26	554,04	1051,19	1,20
Base Caliza "M-1" (BM1L)	9233,31	12,69	62,48	9070,66	8216,00	1195,69	557,48	1057,78	1,20
	9300,00	11,89	62,56	9135,82	8281,16	1209,89	564,03	1070,38	1,20
	9400,00	10,69	62,71	9233,88	8379,22	1229,47	573,03	1087,77	1,20
Caliza "M-2" (TM2L)	9427,24	10,37	62,75	9260,66	8406,00	1234,45	575,31	1092,19	1,20
Base Caliza "M-2" (BM2L)	9481,06	9,72	62,85	9313,66	8459,00	1243,84	579,60	1100,54	1,20
	9500,00	9,49	62,89	9332,33	8477,67	1247,00	581,05	1103,36	1,20
Caliza "A" (TAL)	9548,96	8,91	63,00	9380,66	8526,00	1254,83	584,61	1110,33	1,20
9 5/8" Casing Point	9600,00	8,30	63,13	9431,13	8576,47	1262,46	588,07	1117,13	1,20
Arenisca U Superior (TUUS_US)	9651,03	7,68	63,28	9481,66	8627,00	1269,55	591,26	1123,46	1,20
	9700,00	7,10	63,44	9530,22	8675,57	1275,85	594,09	1129,09	1,20
Arenisca U Inferioi (TLUS_UI) (OS)	9734,69	6,68	63,58	9564,66	8710,00	1280,01	595,94	1132,82	1,20
YCAD-051 "U" Inferior (OP)									
Base Arenisca U Inferior (BLUS)	9771,93	6,38	63,58	9601,66	8747,00	1284,24	597,83	1136,61	0,80
	9800,00	6,16	63,58	9629,56	8774,90	1287,31	599,19	1139,35	0,80
Lower U (LU)	9828,25	5,93	63,58	9657,66	8803,00	1290,28	600,52	1142,02	0,80
Caliza "B" (TBL)	9876,49	5,55	63,58	9705,66	8851,00	1295,10	602,66	1146,34	0,80
Arenisca "T" Superior (TUTS_TS)	9887,54	5,46	63,58	9716,66	8862,00	1296,16	603,13	1147,29	0,80
	9900,00	5,36	63,58	9729,06	8874,40	1297,34	603,66	1148,34	0,80
Arenisca "T" Inferior (TmTS_TI) (OP)	9998,97	4,57	63,58	9827,66	8973,00	1305,89	607,46	1156,00	0,80
	10000,00	4,56	63,58	9828,68	8974,02	1305,98	607,50	1156,08	0,80
Base Areniscar "T" Inferior (BmTS)	10041,10	4,23	63,58	9869,66	9015,00	1309,12	608,90	1158,90	0,80
Lutita Napo Inferior (TLNPs)	10091,22	3,83	63,58	9919,66	9065,00	1312,64	610,47	1162,05	0,80
	10100,00	3,76	63,58	9928,42	9073,76	1313,22	610,73	1162,57	0,80
Caliza "C" (TCL)	10151,34	3,35	63,58	9979,66	9125,00	1316,40	612,14	1165,42	0,80
Arenisca Hollin Superior (TUHS_HS) (OS)	10161,35	3,27	63,58	9989,66	9135,00	1316,98	612,40	1165,94	0,80
	10200,00	2,96	63,58	10028,25	9173,59	1319,08	613,33	1167,82	0,80
Arenisca Hollin Inferior (TmHS_HI)	10206,42	2,91	63,58	10034,66	9180,00	1319,41	613,48	1168,11	0,80
	10300,00	2,16	63,58	10128,15	9273,49	1323,54	615,32	1171,81	0,80
7" Liner Point EOC	10316,52	2,03	63,58	10144,66	9290,00	1324,14	615,59	1172,35	0,80

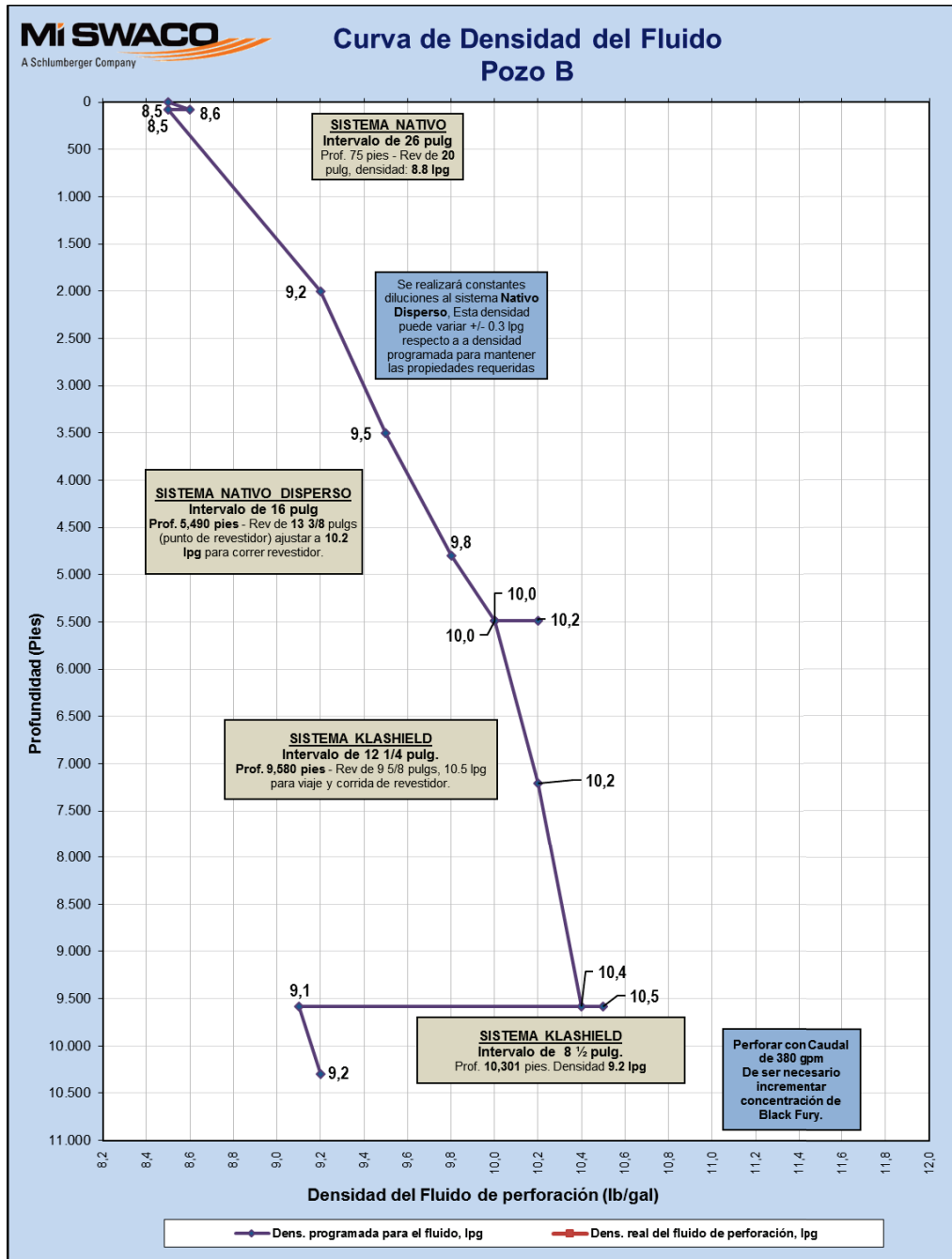
Anexo 4. Trayectoria Direccional del pozo D

Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	VSEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (°/100ft)
Tie-In	0,00	0,00	58,52	0,00	-1058,86	0,00	0,00	0,00	N/A
Marker MudLine	37,50	0,00	58,52	37,50	-1021,36	0,00	0,00	0,00	0,00
20" Conductor	250,00	0,00	58,52	250,00	-808,86	0,00	0,00	0,00	0,00
KOP	1500,00	0,00	58,52	1500,00	441,14	0,00	0,00	0,00	0,00
EOC	1800,00	3,00	58,52	1799,86	741,00	7,85	4,10	6,70	1,00
EOC	2100,00	6,60	58,52	2098,76	1039,90	32,95	17,21	28,10	1,20
-Interferencia Magnetica	2260,00	8,84	58,92	2257,30	1198,44	54,44	28,36	46,47	1,40
EOC #1 (3D-S)	3507,08	26,30	59,72	3441,62	2382,76	429,35	218,58	369,60	1,40
Ortiguaza (TOR)	6582,61	26,30	59,72	6198,86	5140,00	1791,59	905,62	1546,25	0,00
13 3/8" Casing Point	6610,00	26,30	59,72	6223,42	5164,56	1803,73	911,74	1556,73	0,00
KOP #2	6641,39	26,30	59,72	6251,56	5192,70	1817,63	918,75	1568,74	0,00
Tiyuyacu (TTY)	7589,83	14,92	59,72	7137,86	6079,00	2150,81	1086,79	1856,53	1,20
EOC #2	8832,83	0,00	59,72	8366,86	7308,00	2311,66	1167,91	1995,46	1,20
Conglomerado Inferior Tiyuy (TLTYC)	8868,83	0,00	59,72	8402,86	7344,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Tena (TTE)	9229,83	0,00	59,72	8763,86	7705,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Basal Tena (TBTE) (OS)	9882,83	0,00	59,72	9416,86	8358,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Napo (TNP)	9898,83	0,00	59,72	9432,86	8374,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Caliza M-1 (TM1L)	10024,83	0,00	59,72	9558,86	8500,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Base Caliza M-1 (BM1L)	10081,83	0,00	59,72	9615,86	8557,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Caliza M-2 (TM2L)	10239,83	0,00	59,72	9773,86	8715,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Base Caliza M-2 (BM2L)	10302,83	0,00	59,72	9836,86	8778,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Caliza A (TAL)	10350,83	0,00	59,72	9884,86	8826,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
9 5/8" Casing Point	10490,00	0,00	59,72	10024,03	8965,17	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Arenisca U Superior (TUUS)	10539,83	0,00	59,72	10073,86	9015,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Arenisca U Inferior (TLUS) (OS)	10608,83	0,00	59,72	10142,86	9084,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Base Arenisca U Inferior (BLUS)	10635,83	0,00	59,72	10169,86	9111,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Caliza B (TBL)	10754,83	0,00	59,72	10288,86	9230,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Arenisca T Superior (TUTS)	10767,83	0,00	59,72	10301,86	9243,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Arenisca T Principal (TmTS) (OS)	10861,83	0,00	59,72	10395,86	9337,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Base Arenisca T Principal (BmTS)	10916,83	0,00	59,72	10450,86	9392,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Caliza C (TCL)	11043,83	0,00	59,72	10577,86	9519,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Arenisca Hollin Superior (TUHS) CHSA-006 THS (OP)	11054,83	0,00	59,72	10588,86	9530,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
Arenisca Hollin Inferior (TmHS) (OS)	11095,83	0,00	59,72	10629,86	9571,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00
7" Liner Point - TD	11304,83	0,00	59,72	10838,86	9780,00	2311,66	1167,91	1995,46	0,00

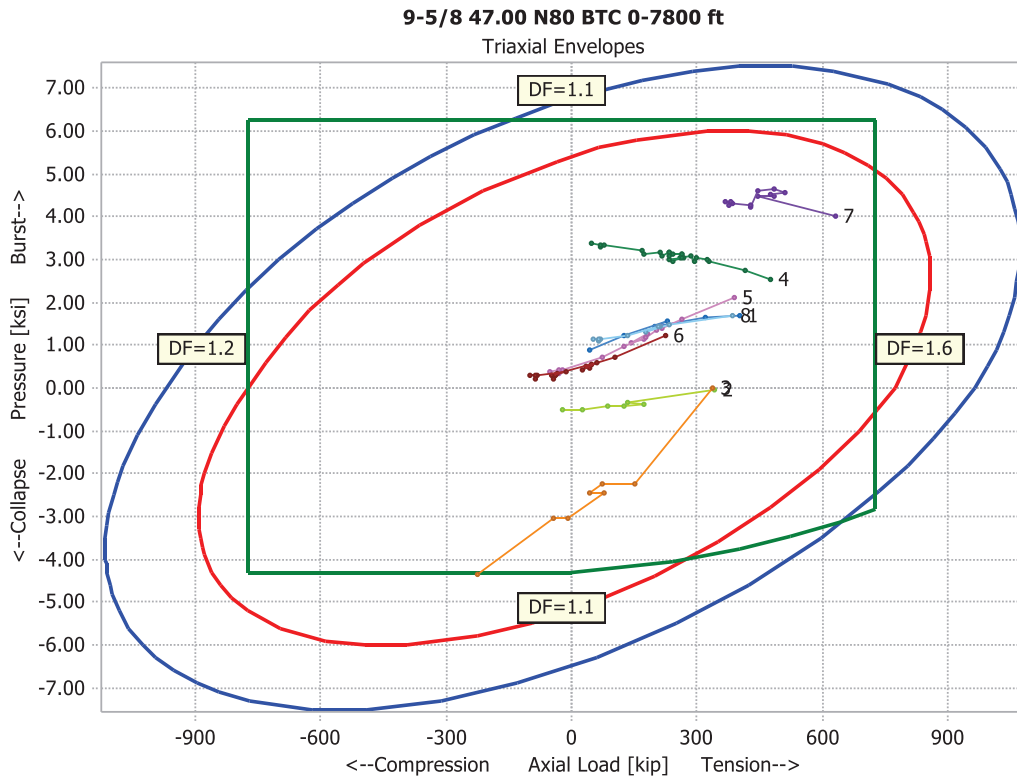
Anexo 5. Trayectoria Direccional del pozo E

Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	VSEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (°/100ft)
Tie-In	0,00	0,00	28,33	0,00	-944,13	0,00	0,00	0,00	N/A
Marker MudLine	37,50	0,00	28,33	37,50	-906,63	0,00	0,00	0,00	0,00
20" Casing Point	250,00	0,00	28,33	250,00	-694,13	0,00	0,00	0,00	0,00
KOP	1200,00	0,00	28,33	1200,00	255,87	0,00	0,00	0,00	0,00
EOC	1500,00	4,80	28,33	1499,65	555,52	12,56	11,05	5,96	1,60
-Int. Magnética	2217,09	17,71	28,33	2201,46	1257,34	152,21	133,98	72,23	1,60
EOC #1 (3D-S)	2761,23	27,50	28,33	2703,19	1759,07	361,11	317,85	171,37	1,80
KOP #2	4398,38	27,50	28,33	4155,34	3211,21	1117,12	983,30	530,16	0,00
Orteguaza (TOR)	6068,58	9,13	28,33	5734,13	4790,00	1639,74	1443,32	778,20	1,10
13 3/8" Casing Point	6100,00	8,78	28,33	5765,17	4821,04	1644,64	1447,63	780,52	1,10
EOC #2	6898,58	0,00	28,33	6560,63	5616,50	1705,74	1501,41	809,51	1,10
Tiyuyacu (TTY)	6966,08	0,00	28,33	6628,13	5684,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Conglomerado Superior Tiyuyacu (TUTYC)	7152,08	0,00	28,33	6814,13	5870,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Base Conglomerado Superior Tiyuyacu (BUTYC)	7234,08	0,00	28,33	6896,13	5952,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Conglomerado Inferior Tiyuyacu (TLTYC)	8327,08	0,00	28,33	7989,13	7045,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Base Conglomerado Inferior Tiyuyacu (BLTYC)	8524,08	0,00	28,33	8186,13	7242,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Tena (TTE)	8683,08	0,00	28,33	8345,13	7401,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Basal Tena (TBTE) (OS)	9324,08	0,00	28,33	8986,13	8042,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Napo (TNP)	9344,08	0,00	28,33	9006,13	8062,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Caliza "M1" (TM1L)	9525,08	0,00	28,33	9187,13	8243,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Base Caliza "M1" (BM1L)	9561,08	0,00	28,33	9223,13	8279,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Caliza "M2" (TM2L)	9724,08	0,00	28,33	9386,13	8442,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Base Caliza "M2" (BM2L)	9771,08	0,00	28,33	9433,13	8489,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Caliza "A" (TAL)	9841,08	0,00	28,33	9503,13	8559,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
9 5/8" Casing Point	9920,00	0,00	28,33	9582,04	8637,92	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Arenisca U Superior (TUUS)	9981,08	0,00	28,33	9643,13	8699,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Arenisca U Inferior (TLUS) (OS)	10038,08	0,00	28,33	9700,13	8756,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Base Arenisca U Inferior (BLUS)	10088,08	0,00	28,33	9750,13	8806,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Caliza "B" (TBL)	10214,08	0,00	28,33	9876,13	8932,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Arenisca T Superior (TUTS)	10225,08	0,00	28,33	9887,13	8943,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Arenisca T Inferior (TmTS) (OS)	10342,08	0,00	28,33	10004,13	9060,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Base Arenisca T Inferior (BmTS)	10372,08	0,00	28,33	10034,13	9090,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Lutita Napo Basal	10404,08	0,00	28,33	10066,13	9122,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Caliza "C" (TCL)	10466,08	0,00	28,33	10128,13	9184,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Arenisca Hollin Superior (TUHS) (OS)	10476,08	0,00	28,33	10138,13	9194,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
Arenisca Hollin Inferior (TmHS) (OP)	10527,08	0,00	28,33	10189,13	9245,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00
7" Liner Point - TD	10762,08	0,00	28,33	10424,13	9480,00	1705,74	1501,41	809,51	0,00

Anexo 6. Curva de Densidad del Fluido de Perforación para el pozo B



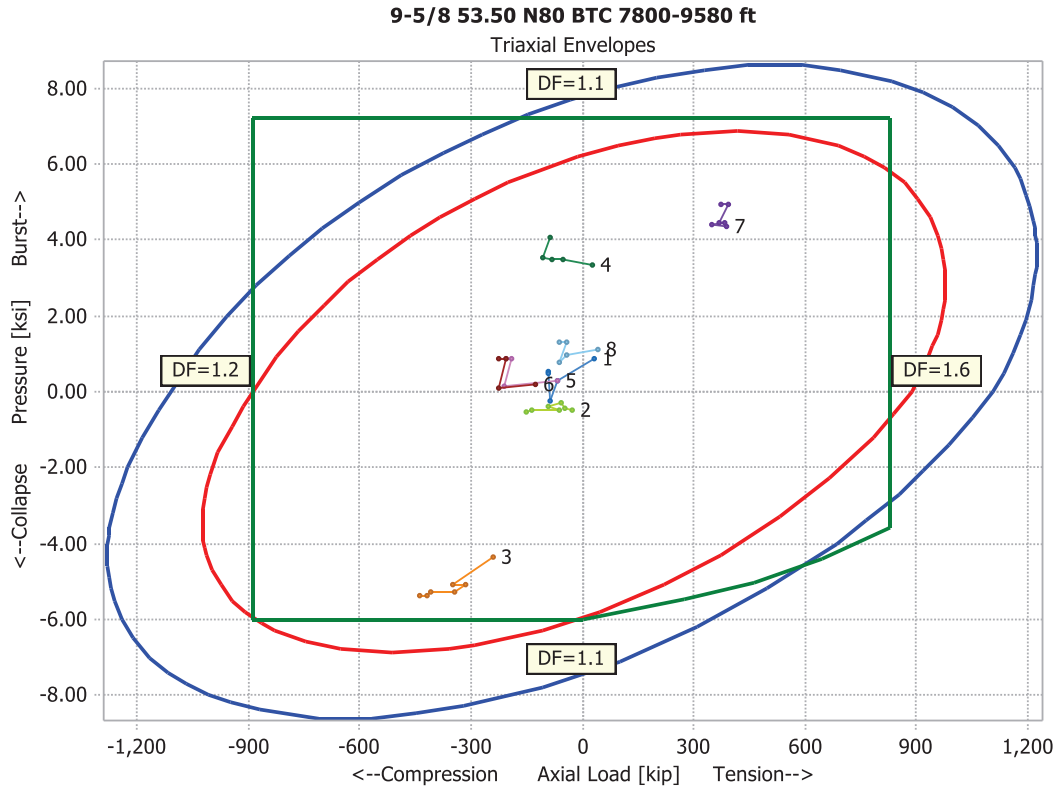
Anexo 7. Elipse de Von Mises de la tubería 47 lb/ft, N-80



Note: Thermal yield derate is used

- | | |
|---------------------------------------|---|
| — VME = 80.00 ksi | — VME DF = 1.25 |
| — API Operating | ● Load 1 - Green Cement Press Test |
| ● Load 2 - As Cemented | ● Load 3 - Full Evacuation - Static |
| ● Load 4 - Pressure Test - 9580 ft | ● Load 5 - Surface Tubing Leak - Static |
| ● Load 6 - Surface Tubing Leak - Hot | ● Load 7 - Tubing Leak - Fracture Treatment |
| ● Load 8 - 50 bbl Gas Kick - 10300 ft | |

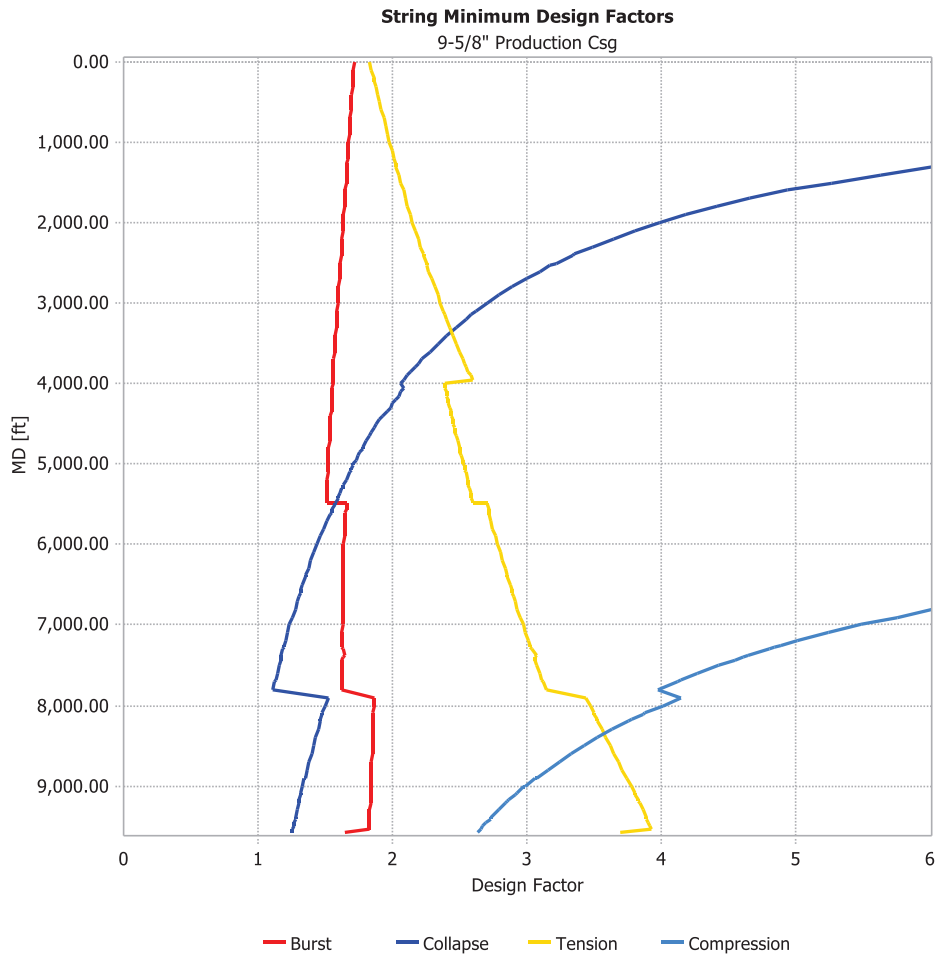
Anexo 8. Elipse de Von Mises de la tubería 53.5 lb/ft, N-80



Note: Thermal yield derate is used

- | | |
|---------------------------------------|---|
| — VME = 80.00 ksi | — VME DF = 1.25 |
| — API Operating | ● Load 1 - Green Cement Press Test |
| ● Load 2 - As Cemented | ● Load 3 - Full Evacuation - Static |
| ● Load 4 - Pressure Test - 9580 ft | ● Load 5 - Surface Tubing Leak - Static |
| ● Load 6 - Surface Tubing Leak - Hot | ● Load 7 - Tubing Leak - Fracture Treatment |
| ● Load 8 - 50 bbl Gas Kick - 10300 ft | |

Anexo 9. Mínimos factores de diseño de la sarta de perforación



MD [ft]	TVD [ft]	Burst	Collapse	Tension	Compression	VME
0.00	0.00	1.72		1.83		1.50
1800.00	1800.00	1.64	4.41	2.12		1.57
4000.00	4000.00	1.56	2.06	2.39		1.58
5490.00	5475.46	1.51	1.57	2.60	19.17	1.57
7800.00	7704.12	1.62	1.11	3.14	3.97	1.70
9579.00	9426.44	1.64	1.25	3.70	2.63	1.60
9580.00	9427.43					

Anexo 10. Anillos de Torque

