

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICO FINANCIERA DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL
CON REVESTIMIENTO EN LA SECCIÓN INTERMEDIA 12 ¼” DE UN POZO EN
EL CAMPO CHICHIMENE.**

**YOE BERNAL LEÓN
DANIEL ALFREDO PERDOMO GALVIS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2016**

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICO FINANCIERA DE LA
IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL
CON REVESTIMIENTO EN LA SECCIÓN INTERMEDIA 12 ¼" DE UN POZO EN
EL CAMPO CHICHIMENE.**

**YOE BERNAL LEÓN
DANIEL ALFREDO PERDOMO GALVIS**

**Proyecto Integral de Grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
MIGUEL ALBERTO BECERRA CABRALES
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2016**

Nota de Aceptación

Ing. Iván Peñaloza Cristancho
Presidente del jurado

Ing. Rafael Siado Guerrero
Jurado 1

Ing. Julio Montenegro Camacho
Jurado 2

Bogotá D.C. Agosto de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las Directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Daniel Perdomo

Este trabajo se lo dedico a mis padres Silvia y Alfredo, y a mi hermana Lina María quienes han sido pilar fundamental en mi formación como persona, brindándome su amor incondicional y apoyo en cada momento de mi vida. Ustedes son lo más importante para mí y doy gracias a Dios por darme la oportunidad de retribuir todo ese esfuerzo y sacrificio que ha traído este largo camino, convirtiéndolo en un motivo de orgullo.

También quiero dedicárselo a mi tía Elsy, quien a pesar de haber partido tan temprano de este mundo, sé que siempre ha estado cuidándome y guiándome desde el lugar en el que se encuentre.

AGRADECIMIENTOS

Ingeniero Miguel Alberto Becerra, Ingeniero de perforación, Ecopetrol S.A, por habernos dado la oportunidad de trabajar en este proyecto bajo su dirección, ofreciéndonos su asesoría y amplio conocimiento.

Ingeniero Yuri Escarraga, Ingeniero especialista en optimización de perforación, Ecopetrol S.A., por brindarnos su orientación, disponibilidad y apoyo para la culminación exitosa de cada una de las etapas involucradas en este proyecto.

Ingeniero German García, Líder de perforación VRO-Chichimene, e **Ingeniera Claudia Miranda**, Ecopetrol S.A, por depositar en nosotros la confianza y el respaldo necesario para la aprobación de este proyecto.

Orientadores Geológico **María Eugenia Chamorro**, financiero **Pedro Pablo Moreno** y técnico **Carlos Arrieta**, por su disposición y valiosos consejos durante cada etapa de este proyecto para su culminación exitosa.

Ecopetrol S.A., por facilitarnos todo el soporte técnico y de información para el desarrollo de este trabajo.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	28
OBJETIVOS	29
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CHICHIMENE	30
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	30
1.2 LOCALIZACIÓN	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	33
1.3.1 Columna Estratigráfica.	33
1.3.2 Estratigrafía.	35
1.3.3 Geología Estructural	38
1.3.4 Geología del Petróleo	39
1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO	41
1.4.1 Método de producción	41
1.4.2 Tiempo de producción	41
1.4.3 Número de pozos	41
1.4.4 Gráfica de producción acumulada	42
2. TECNOLOGÍA DE PERFORACION DIRECCIONAL CON REVESTIMIENTO	44
2.1 ANTECEDENTES DE LA PERFORACIÓN CON REVESTIMIENTO	44
2.2 GENERALIDADES DE LA TECNOLOGÍA CASING WHILE DRILLING	50
2.2.1 Principio de perforación con revestimiento	50
2.2.2 Ventajas y desventajas de la perforación con revestimiento	52
2.2.3 Sistemas de perforación con tubería de revestimiento (Casing while Drilling)	54
2.2.4 Perforación direccional con revestimiento	67
2.3 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS UTILIZADAS PARA LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON REVESTIMIENTO	71
2.3.1 Componentes de un sistema recuperable para la perforación direccional con revestimiento	72
2.3.2 Equipos de superficie	83
2.4 PARÁMETROS OPERACIONALES PARA LA PERFORACIÓN CON REVESTIMIENTO	91
2.4.1 Hidráulica	91
2.4.2 Peso sobre la broca (WOB)	91
2.4.3 Pandeo	91
2.4.4 Torque	92
2.4.5 Arrastre	92

3.	APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON REVESTIMIENTO A LOS PROBLEMAS OPERACIONALES DEL CAMPO CHICHIMENE	93
3.1	PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS CONVENCIONALES EN EL CAMPO CHICHIMENE	93
3.1.1	Pérdidas de circulación	94
3.1.2	Inestabilidad del hueco	96
3.1.3	Ineficiente limpieza del pozo	100
3.1.4	Embolamiento de la broca	101
3.1.5	Pega de la tubería	102
3.2	SOLUCIÓN A LOS PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTADOS EN EL CAMPO CHICHIMENE POR MEDIO DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON REVESTIMIENTO	106
3.2.1	Efecto de empañetamiento	107
3.2.2	Reducción en las corridas de revestimiento	110
3.2.3	Pozo calibrado	110
3.2.4	Mayor eficiencia en la limpieza del pozo	111
3.2.5	Optimización de la hidráulica	112
4.	DISEÑO DE PERFORACIÓN PARA LA SECCIÓN 12 ¼" DEL POZO CH-D1 EMPLEANDO LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON REVESTIMIENTO	113
4.1	CONSIDERACIONES INICIALES PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN 12 ¼" DEL POZO CH-D1	113
4.1.1	Modelo geológico	113
4.1.2	Modelo geomecánico	114
4.2	DISEÑO DEL POZO CH-D1	116
4.2.1	Plan direccional	117
4.2.2	Profundidad de asentamiento del revestimiento	122
4.2.3	Estado mecánico del pozo CH-D1	123
4.2.4	Diseño del revestimiento	125
4.2.5	Broca	133
4.2.6	Ensamblaje de Fondo	138
4.2.7	Fluido de perforación	144
4.2.8	Análisis de torque y arrastre	145
4.2.9	Simulación hidráulica	151
5.	PROCEDIMIENTO PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO CHICHIMENE	157
5.1	PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE SUPERFICIE 17 ½"	157
5.1.1	Consideraciones iniciales sección 17 ½"	157
5.1.2	Secuencia operacional para la perforación de la sección 17 ½"	158
5.2	PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA 12 ¼"	159

5.2.1	Secuencia operacional Drill Out 17 ½"	159
5.2.2	Secuencia operacional para la configuración del ensamblaje de fondo de la sección 12 ¼"	160
5.2.3	Secuencia operacional para la perforación de la sección 12 ¼"	161
5.2.4	Secuencia operacional para la cementación del revestimiento de 9 5/8"	162
5.3	PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE 8 ½"	164
5.3.1	Secuencia Operacional para la perforación de la sección 8 ½"	164
5.3.2	Secuencia Operacional para la corrida del Liner de 7"	165
5.4	RESULTADOS DE LA PERFORACIÓN	167
5.4.1	Resumen operativo Pozo CH-D1	167
5.4.2	Resumen tiempos totales CH-D1	168
5.4.3	Parámetros operacionales durante la perforación de la sección 12¼"	168
6.	COMPARACIÓN DE LOS TIEMPOS DE PERFORACIÓN RESULTANTES DE LA PERFORACIÓN DEL POZO CH-D1 MEDIANTE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON REVESTIMIENTO Y POZOS PERFORADOS CONVENCIONALMENTE	170
6.1	TIEMPOS DE PERFORACIÓN	170
6.1.1	Clasificación de los tiempos de perforación	170
6.2	TIEMPOS DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO CHICHIMENE	172
6.3	ANÁLISIS DE TIEMPOS DE PERFORACIÓN POZOS CH-D1, CH-P1 Y CH-P2	173
6.3.1	Tiempos Pozo CH-D1	173
6.3.2	Tiempos Pozo CH-P1	179
6.3.3	Tiempos Pozo CH-P2	184
6.3.4	Comparación de resultados	190
7.	ANÁLISIS FINANCIERO	198
7.1	ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN	199
7.1.1	Escenario 1 (Método convencional)	200
7.1.2	Escenario 2 (Método Casing Drilling™ Nivel III)	202
7.2	EVALUACIÓN FINANCIERA	206
7.2.1	Flujo de efectivo	207
7.3	CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	209
8.	CONCLUSIONES	210
9.	RECOMENDACIONES	211
	BIBLIOGRAFÍA	212
	ANEXOS	218

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos exploratorios Campo Chichimene (1969 a 1985)	30
Tabla 2. Problemas operacionales Campo Chichimene.	94
Tabla 3. Tope de formaciones por geología plan Pozo CH-D1	114
Tabla 4. Ventana de estabilidad plan Pozo CH-D1	115
Tabla 5. Factores de diseño para revestimiento de 9 5/8"	126
Tabla 6. Evaluación de desgaste de brocas IADC Pozo CH-P1	133
Tabla 7. Tabla general para la evaluación de desgaste de brocas IADC	134
Tabla 8. Especificaciones técnicas broca 8 1/2" PDC	138
Tabla 9. Especificación PowerDrive 675 X6 [®]	140
Tabla 10. Especificaciones TeleScope 675 [®]	142
Tabla 11. Especificaciones Ensanchadores PDC Tipo 5C	143
Tabla 12. Tamaños y pesos disponibles para CPN.	144
Tabla 13. Propiedades del fluido de perforación sección 12 1/4" pozo CH-D1	145
Tabla 14. Datos iniciales de entrada al software WellPlan [™] para el análisis de torque y arrastre	146
Tabla 15. Datos iniciales de entrada al software WellPlan [™] para la simulación hidráulica de la sección intermedia.	152
Tabla 16. Parámetros operacionales lechada de cementación fase intermedia.	163
Tabla 17. Tiempo total de operación pozo CH-D1	168
Tabla 18. Resultados de tiempos totales de perforación y NPT de pozos tipo ubicados en el Campo Chichimene	172
Tabla 19. Tiempos no productivos Pozo CH-D1	178
Tabla 20. Actividades y tiempos empleados en la perforación de la sección 12 1/4" del pozo CH-P1	180
Tabla 21. Tiempos no productivos Pozo CH-P1	184
Tabla 22. Actividades y tiempos empleados en la perforación de la sección 12 1/4" del pozo CH-P2	186
Tabla 23. Tiempos no productivos Pozo CH-P2	190
Tabla 24. Resumen tiempos netos de perforación y corrida del revestimiento	191
Tabla 25. Resumen tiempos planos	193
Tabla 26. Resumen tiempos no productivos	194
Tabla 27. Resumen tiempos totales de operación	196
Tabla 28. Campaña de perforación Campo Chichimene	200
Tabla 29. Costos perforación convencional	201
Tabla 30. Costos totales de perforación método convencional	202
Tabla 31. Costos perforación Casing Drilling [™] Nivel III	203
Tabla 32. Costos totales de perforación método Casing Drilling [™] Nivel III	204
Tabla 33. Costos USD/Hora de perforación Pozos CH-D1, CH-P1 y CH-P2	205
Tabla 34. Comparación de costos asociados a NPT	206

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación del Campo Chichimene	32
Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales.	34
Figura 3. Modelo estructural del Campo Chichimene	39
Figura 4. Lugares en el mundo donde se aplicó previamente la tecnología de perforación direccional con revestimiento.	48
Figura 5. Perforación convencional vs. Perforación con revestimiento.	51
Figura 6. Niveles Casing Drilling™ de Schlumberger	55
Figura 7. Clasificación general de la tecnología Casing Drilling™.	56
Figura 8. Bit Release Tool	57
Figura 9. Funcionamiento básico de una broca perforable	59
Figura 10. Características básicas de una broca perforable	60
Figura 11. Configuración básica ensamblaje de fondo recuperable.	61
Figura 12. Sistema de anclaje ensamblaje de fondo/DLA	62
Figura 13. Diagrama de proceso para el asentamiento y recuperación del ensamblaje de fondo	63
Figura 14. Hydraulic Setting Tool (HST)	64
Figura 15. Hydraulic Safety Release Tool (HSRT)	64
Figura 16. Mechanical Release Pulling Tool (MRPT)	65
Figura 17. Pump Down Release Tool (PDRT)	65
Figura 18. Procedimiento para el asentamiento y recuperación de un ensamblaje de fondo recuperable	66
Figura 19. Geometría de la perforación direccional y puntos de control	70
Figura 20. Esquema típico de un ensamblaje de fondo recuperable utilizado en Casing Drilling™ Nivel III	72
Figura 21. Casing Profile Nipple	73
Figura 22. Configuración general del Drill Lock Assembly	74
Figura 23. Características de los ensanchadores	75
Figura 24. Estabilizadores y centralizadores	76
Figura 25. Zapata guía rimadora	77
Figura 26. Anillos de torque multi-lóbulo	78
Figura 27. Accesorios protectores de desgaste	80
Figura 28. Broca PDC	81
Figura 29. Broca tricónica	82
Figura 30. Power Drive X6	83
Figura 31. Taladro tipo utilizado para aplicar la tecnología Casing Drilling™.	84
Figura 32. Top Drive	86
Figura 33. Casing Drive System	88
Figura 34. Configuración interna y externa del Casing Drive System	90
Figura 35. Tipos de formaciones propensas a presentar pérdidas de circulación.	96

Figura 36. Problemas operacionales ocasionados por inestabilidad química y mecánica de un pozo.	98
Figura 37. Efecto de empaquetamiento sobre un pozo	99
Figura 38. Efecto de embolamiento sobre una broca	102
Figura 39. Efecto de pega diferencial sobre una tubería de perforación convencional.	104
Figura 40. Escenarios en los que se presenta pega mecánica de tuberías.	105
Figura 41. Mecanismos de pega de tubería por geometría del pozo.	106
Figura 42. Efecto de empañetamiento	108
Figura 43. Estabilidad brindada al pozo implementado perforación convencional y perforación con revestimiento.	109
Figura 44. Geometría de un pozo implementando perforación convencional y geometría de un pozo implementando perforación con revestimiento.	111
Figura 45. Espacio anular implementando perforación convencional y espacio anular implementando perforación con revestimiento.	112
Figura 46. Estado mecánico pozo CH-D1	124
Figura 47. Broca Smith Mi 519	137
Figura 48. Ensamblaje de fondo sección intermedia 12 ¼" pozo CH-D1	139
Figura 49. Efecto sobre la tubería de revestimiento por efectos de pandeo sinusoidal y helicoidal.	146
Figura 50. Clasificación de tiempos de perforación	171
Figura 51. Estado mecánico sección 12 ¼" pozos Campo Chichimene	199
Figura 52. Flujo de efectivo escenario 1 – Campaña de perforación convencional	208
Figura 53. Flujo de efectivo escenario 2 – Campaña de perforación Casing Drilling™ Nivel III	209

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Antecedentes aplicación de la tecnología de perforación direccional con revestimiento	49
Cuadro 2. Resumen plan direccional Pozo CH-D1	121
Cuadro 3. Justificación estado mecánico Pozo CH-D1	125

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Data de producción acumulada al año 2016 del Campo Chichimene.	43
Gráfica 2. Ejemplo de un survey resultante de una operación direccional con RSS y herramienta MWD	68
Gráfica 3. Relación del torque y el peso del revestimiento utilizando anillos de torque multi-lóbulo	79
Gráfica 4. Ventana de estabilidad Pozo CH-D1.	116
Gráfica 5. Box target Formación San Fernando (Unidad T2)	119
Gráfica 6. Trayectoria Pozo CH-D1	120
Gráfica 7. Diseño de colapso revestimiento 9 5/8"	129
Gráfica 8. Diseño de estallido revestimiento 9 5/8"	130
Gráfica 9. Diseño de cargas axiales revestimiento 9 5/8"	131
Gráfica 10. Límite de diseño revestimiento 9 5/8"	132
Gráfica 11. Límites del peso sobre la broca para no generar pandeo en el revestimiento	148
Gráfica 12. Modelamiento de la tensión efectiva	149
Gráfica 13. Modelamiento del torque máximo	150
Gráfica 14. Modelamiento de fuerzas laterales	151
Gráfica 15. Simulación hidráulica Formación Carbonera Unidad C2	154
Gráfica 16. Simulación hidráulica Formación Carbonera Unidad Lutita E3	155
Gráfica 17. Simulación hidráulica Formación San Fernando Unidad T2	156
Gráfica 18. Valores de RPM, ROP y WOB	169
Gráfica 19. Tiempo total de perforación de cada sección del pozo CH-D1	174
Gráfica 20. Tiempo vs. Profundidad Pozo CH-D1	175
Gráfica 21. Tiempo neto de perforación Pozo CH-D1	176
Gráfica 22. Tiempos planos Pozo CH-D1	177
Gráfica 23. Tiempo vs. Profundidad Pozo CH-P1	181
Gráfica 24. Tiempos netos de perforación Pozo CH-P1 vs. Pozo CH-D1	182
Gráfica 25. Tiempos planos Pozo CH-P1	183
Gráfica 26. Tiempo vs. Profundidad Pozo CH-P2	187
Gráfica 27. Tiempos netos de perforación Pozo CH-P2 vs. Pozo CH-D1	188
Gráfica 28. Tiempos planos Pozo CH-P2	189
Gráfica 29. Comparación tiempo de corrida de revestimiento Pozo CH-P1 vs. Pozo CH-D1	192
Gráfica 30. Comparación tiempo de corrida del revestimiento Pozo CH-P2 vs. Pozo CH-D1	192
Gráfica 31. Comparación de tiempos planos	194
Gráfica 32. Comparación de tiempos no productivos	195
Gráfica 33. Comparación de tiempos totales de operación	197

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Equivalencia entre tasas	206
Ecuación 2. Calculo equivalencia TIO bimestral	207
Ecuación 3. Valor Presente Neto	207
Ecuación 4. Valor Presente Neto escenario 1 - Campaña de perforación convencional	208
Ecuación 5. Valor Presente Neto escenario 2 - Campaña de perforación Casing Drilling™ Nivel III	209

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Resumen operativo de perforación para la sección intermedia 12 ¼” del pozo CH-D1 en el Campo Chichimene	219

LISTA DE ABREVIATURAS

°:	Grados
”:	Pulgadas
°API:	Grados API
Az:	Azimut
BHA:	Ensamblaje de fondo (<i>Bottom hole assembly</i>)
BRT:	Herramienta de liberación de broca (<i>Bit release tool</i>)
BTC:	Conexión Buttress
CDS:	<i>Casing drive system</i>
CPN:	<i>Casing profile nipple</i>
cP:	Centipoise
Deg:	Grados
DC:	Barra de perforación (<i>Drill collar</i>)
DGS:	Zapata guía direccional (<i>Directional guide shoe</i>)
DLA:	<i>Drill lock assembly</i>
DP:	Tubería de perforación (<i>Drill pipe</i>)
ECD:	Densidad de circulación equivalente (<i>Equivalent circulating density</i>)
EOB:	Punto de finalización de la desviación (<i>End of build point</i>)
EOD:	Punto de finalización de la verticalización (<i>End of drop point</i>)
Ft:	Pie (<i>Feet</i>)
Gal:	Galones
GPM:	Galones por minuto
Hrs.:	Horas
HSRT:	<i>Hydraulic safety release tool</i>
HST:	<i>Hydraulic setting tool</i>
HWDP:	Tubería de perforación pesada (<i>Heavy weight drill pipe</i>)
ID:	Diámetro interno
In:	Pulgadas (<i>Inches</i>)
Incl:	Inclinación
KOP:	Punto de inicio de la desviación (<i>Kick off point</i>)
Lb:	Libras
LWD:	Perfilaje durante la perforación (<i>Logging while Drilling</i>)
MD:	Profundidad medida (<i>Measured depth</i>)
MLT:	Anillos de torque multi-lóbulo (<i>Multi-lobe torque</i>)
mm:	Milímetros
Min:	Minutos
MRPT:	<i>Mechanical release pulling tool</i>
MWD:	Medición mientras se perfora (<i>Messure while Drilling</i>)
NDT:	Ensayo no destructivo (<i>Non destructive testing</i>)
NPT:	Tiempos no productivos (<i>Non productive time</i>)
OD:	Diámetro externo
PDC:	Broca de diamante policristalino (<i>Polycrystalline diamond compact bit</i>)
PDM:	Motor de desplazamiento positivo (<i>Positive displacement motor</i>)
PDRT:	<i>Pump down release tool</i>

POOH:	Sacar del hueco (<i>Pull out of hole</i>)
Ppg:	Libras por galón (Pounds per gallon)
Psi:	Libra por pulgada cuadrada (<i>Pounds per square inch</i>)
RIH:	Correr en el hueco (<i>Running in hole</i>)
ROP:	Tasa de penetración (<i>Rate of penetration</i>)
RPM:	Revoluciones por minuto
RSS:	Sistema rotativo direccional (<i>Rotary steerable drilling</i>)
TD:	Profundidad total (<i>Total depth</i>)
TOC:	Tope del cemento (<i>Top of cement</i>)
TVD:	Profundidad vertical verdadera (<i>True vertical depth</i>)
UCS:	<i>Unconfined compressive strength</i>
UR:	Ensanchador (<i>Under Reamer</i>)

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: área de la superficie terrestre, donde pueden acumularse sedimentos, se caracteriza por ser el resultado de una combinación de procesos geológicos y condiciones ambientales.

ANTEPAÍS - FORELAND: cuenca sedimentaria ligada a bordes de placa destructivos, que se encuentra compuesta por los sedimentos procedentes del desbaratamiento de una cordillera. Suele desarrollar potentes espesores, resultado de una importante subsidencia y rápida acumulación de sedimentos; sus mayores espesores se encuentran hacia la cordillera, mientras que decrecen paulatinamente hacia el continente.

ANTICLINAL: pliegue cuya concavidad se orienta hacia el interior de la Tierra. Se caracteriza porque su núcleo está constituido por las rocas más antiguas de la serie plegada, de manera que a partir de él se van disponiendo las rocas más recientes.

ARENISCA: roca sedimentaria consolidada de textura detrítica, sus granos poseen un diámetro entre 0.062 a 2 mm, compuesta de arenas cementadas en una matriz de naturaleza muy variada, generalmente de tipo silíceo distinguida por contener cuarzo, feldespatos y otros fragmentos de minerales.

BROCA: herramienta situada en la parte inferior de la sarta de perforación, la cual es empleada para triturar y/o cortar las formaciones durante una operación de perforación rotatoria.

CAMPO: área de uno o múltiples yacimientos, agrupados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas. Pueden existir dos o más yacimientos en un campo separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas.

CANALES MEANDRIFORMES: son cauces de pendiente baja, que poseen trayectorias curvas, que se forman por la baja energía que presentan los sedimentos, lo cual representa el camino de menor resistencia al flujo de corriente.

CAPA: también conocida como estrato, es la unidad litoestratigráfica más pequeña de una formación geológica, la cual está marcada por planos de división bien delimitados denominados planos de estratificación.

CASING DRILLING™ NIVEL III: también conocida como tecnología de perforación direccional con revestimiento, es un método no convencional de perforación utilizado para profundizar pozos y simultáneamente revestirlos, mientras se provee control direccional a su trayectoria a través de un arreglo de fondo recuperable y multiasentable.

CASING DRIVE SYSTEM: herramienta especial utilizada durante las operaciones que involucran la perforación de pozos con el revestimiento. Esta herramienta es acoplada al top drive y su función es la de rotar la tubería de revestimiento de forma similar a como es operada la tubería de perforación en el método convencional.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación geológica para describir verticalmente la ubicación de unidades litológicas en un área específica mostrando una secuencia de rocas. Las rocas más antiguas se ubican en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

COMERCIALIDAD: acción mediante la cual el contratista entrega a la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) una declaración escrita luego de finalizado el período de evaluación del campo, que contenga de manera clara y precisa su decisión incondicional de explotar, o no, comercialmente un descubrimiento petrolífero, en caso afirmativo, a partir de esa declaración el área del descubrimiento se considerará comercial.

CONCORDANTE: relación geométrica entre capas de sedimentos que representa condiciones uniformes de sedimentación que siguen la secuencia normal de la época geológica.

CORTE ESTRUCTURAL: representación gráfica vertical de la ubicación en profundidad de las unidades y estructuras geológicas, determinando así las deformaciones y geometría subsuperficial de los sistemas rocosos.

CUENCA: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos.

DELTÁICO: hace referencia al delta que es un área de depositación formada por un flujo de corriente cargada con sedimentos a medida que ingresa en un cuerpo de agua libre o estancada, tal como un río que vierte sus aguas en un golfo.

DEPÓSITOS: acumulaciones minerales de origen sedimentario mediante procesos químicos, mecánicos o biológicos. Estos depósitos se originan por acumulación de sedimentos en aquellos lugares donde cesa la acción de los agentes de transporte o porque disminuye su energía cinética.

DISCORDANTE: relación geométrica entre capas de sedimentos que representa un cambio debido a la interrupción de las condiciones en que las se produjo su proceso de depositación.

ENSAMBLAJE DE FONDO: arreglo de herramientas especiales localizadas en la sección inferior de la sarta de perforación, la cual es utilizada para proporcionar la fuerza suficiente a la broca para que fracture las formaciones, adaptarse a ambientes mecánicos hostiles y brindarle al perforador control direccional sobre el pozo.

ESPESOR NETO PETROLÍFERO: promedio del espesor neto del yacimiento que incluye los intervalos en los cuales hay presencia de hidrocarburos; se define mediante los criterios de límite más bajo de porosidad, límite más bajo de permeabilidad y límite más alto de saturación de agua.

ESPESOR: grosor de una capa o de un estrato de roca sedimentaria el cual es medido en forma perpendicular a su extensión lateral.

ESTRATIGRAFÍA: estudio de la historia, composición, edades relativas, distribución e interpretación de los estratos para explicar la historia de la Tierra.

FALLA: interrupción o superficie laminar existente en una roca a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable. Dependiendo de la dirección relativa del desplazamiento entre las rocas, o bloques de fallas, a ambos lados de la falla, su movimiento se describe como directo (o normal), inverso o de desplazamiento de rumbo.

FALLA DE CABALGAMIENTO: tipo de falla inversa caracterizada por un bajo ángulo de buzamiento, en ésta el plano de falla es inclinado.

FALLA DE TRASCURRENCIA: tipo de falla generada por la acción de movimientos horizontales. Estas fallas destacan menos topográficamente, aunque a veces, cuando se producen a escalas casi continentales, pueden presentar un accidente largo y angosto, en forma de trinchera, con vertientes paralelas escarpadas, llamados rift o valle de fractura.

FALLA INVERSA: tipo de falla formada cuando el bloque de falla a lo largo del bloque alto se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, respecto del bloque bajo. Dicho movimiento puede producirse en zonas en las que la corteza terrestre se encuentra comprimida.

FALLA NORMAL: tipo de falla en la que el bloque elevado se desplaza hacia abajo respecto del bloque hundido, y la superficie de falla se inclina en forma abrupta, normalmente de 50° a 90°.

FORMACIÓN: conjunto de estratos que se caracterizan por poseer propiedades litológicas comunes o una combinación de diversos tipos.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: es una aplicación de la Geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de los yacimientos petrolíferos y su prospección. Entre sus objetivos están la localización de posibles yacimientos, caracterizar su geometría espacial y la estimación de sus reservas potenciales.

GEOQUÍMICA: rama de las ciencias naturales, que sobre la base de la geología y de la química estudia la composición y dinámica de los elementos químicos determinando la abundancia absoluta y relativa, distribución y migración de los elementos entre las diferentes partes que conforman la Tierra.

INFRAYACE: unidad litológica que se encuentra por debajo de otra unidad.

INTERESTRATIFICADA: capa que se encuentra entre dos estratos o intervalos litoestratigráficos.

KERÓGENO: es la fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que es insoluble en disolventes orgánicos, que bajo condiciones de presión y temperatura determinadas comienza a ser inestable lo que provoca una reagrupación en su estructura interna con el objetivo de mantener el equilibrio termodinámico dando origen a los hidrocarburos.

KICK INTENSITY: es la diferencia entre la máxima presión de formación anticipada y el peso del lodo planeado, ambos expresados en libras por galón (ppg).

KICK TOLERANCE: es el máximo volumen de gas dado para un determinado grado de bajo balance en el cual la circulación se puede realizar sin exceder la formación más débil en el pozo.

LAMINACIÓN CRUZADA: serie de planos de estratificación inclinados que guardan alguna relación con la dirección del flujo de la corriente, con el ángulo de apoyo del sedimento y con la proporción de provisión del mismo.

LAMINACIÓN: capa fina de 1 milímetro aproximado de espesor presente en los estratos, también llamadas láminas, son comunes en las rocas sedimentarias de grano fino, tales como la lutita, la limolita y la arenisca fina.

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, su tamaño oscila entre 1/16 mm hasta 1/256 mm. Esta procede de la cementación y compactación de partículas detríticas intermedias entre arcillas y arenas, denominadas limo.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, de textura clástica, el tamaño de sus granos es de tipo arcilla a limo, de 0,0039 mm a 0,0625 mm, compuesta por minerales arcillosos producto de alteración de otros minerales como los feldspatos o el producto de procesos diagenéticos.

MADUREZ: grado de estabilidad de los componentes minerales encontrados en el sedimento. Un sedimento mineralógicamente maduro es aquel que contiene una proporción elevada de minerales o fragmentos de rocas estables químicamente en las condiciones sedimentarias y/o físicamente resistentes a la alteración.

MIGRACIÓN: proceso mediante el cual el hidrocarburo es expulsado de la roca madre (migración primaria) e inicia su recorrido hacia la trampa (migración secundaria).

MONOCLINAL: estructura en la cual los estratos presentan una disposición inclinada en una única dirección. Este buzamiento puede deberse a una adaptación de los sedimentos a la pendiente del sustrato.

NÓDULOS: acumulación de partículas litológicas de forma esférica, ovalada, o más o menos redondeada, cuyo diámetro no excede 256 mm.

PERFORACIÓN DIRECCIONAL: técnica empleada para desviar intencionalmente la trayectoria de un pozo respecto al trayecto que adoptaría naturalmente a lo largo de su curso hacia un objetivo localizado en el subsuelo.

PERMEABILIDAD: capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados esta no puede existir.

POROSIDAD: medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca, se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

PROGNOSIS GEOLÓGICA: se refiere a la planificación inicial empleada para la elaboración de un programa de perforación, como resultado del análisis de todos los datos adquiridos en geología de superficie y sísmica.

POZO EXPLORATORIO: pozo que se perfora en zonas donde no se había encontrado hidrocarburos con anterioridad, puede perforarse en un campo nuevo o en una formación productora dentro de un campo existente.

REVESTIMIENTO: sección armada de tubería de acero la cual es configurada para adecuarse a un pozo específico con el fin de proteger y/o aislar las formaciones adyacentes al pozo.

ROCA GENERADORA: roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0.5% de carbono orgánico total.

ROCA RESERVORIO: roca almacén, que debe poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella. Las mejores rocas reservorios son las calizas fracturadas y las areniscas.

ROCA SELLO: roca impermeable que actúa como barrera al escape del petróleo dentro del reservorio, en ocasiones este tipo de roca la constituye una anomalía estructural o estratigráfica tales como fallas o discordancias.

SHALE: roca sedimentaria detrítica de grano fino, formada por la consolidación de partículas en capas delgadas del tamaño arcilla y limo relativamente impermeables. Es la roca sedimentaria más abundante, puede incluir cantidades relativamente grandes de material orgánico en comparación con otros tipos de rocas y por lo tanto tiene el potencial de convertirse en una roca rica fuente de hidrocarburos.

SIDERITA: mineral compuesto de carbonato ferroso, perteneciente al grupo de la calcita. Se le encuentra como mineral en algunas lutitas y rocas de carbonatos así como en algunos minerales de barita y hematita.

SINCLINAL: pliegue cuya concavidad está orientada hacia arriba, hacia el exterior, o bien, su convexidad hacia el interior terrestre. En él, el núcleo está formado por las rocas más recientes y a partir de él se van disponiendo las rocas hacia las más antiguas de la serie plegada.

SISTEMA PETROLÍFERO: conjunto de componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora, un trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello.

SISTEMA ROTATIVO DIRECCIONAL: herramienta diseñada para operaciones que involucran la perforación de pozos en forma direccional, la cual se encuentra en rotación continua desde superficie, eliminando así la necesidad de deslizar un motor direccional.

SUPERFICIE DE INUNDACIÓN: espacio de terreno llano lindante con un río principalmente sus tramos inferiores y constituidos por aluviones depositados por el río. Se origina por la migración de la franja de meandros aguas abajo; ensanchando por lo tanto el valle, cuyas laderas pueden llegar a separarse algunos kilómetros.

SUPRAYACE: unidad litológica que se encuentra por encima de otra unidad.

TARGET: área fija en el subsuelo que generalmente es definida a partir de coordenadas en fondo establecidas para alcanzar un objetivo específico que busca ser perforado a lo largo de la trayectoria de un pozo.

TIEMPO NO PRODUCTIVO: se define como aquellos tiempos en los cuales no existe avance en la perforación de un pozo o en el que la tasa de perforación es demasiado baja, ya sea por problemas operacionales, fallas en los equipos de perforación u operaciones especiales no programadas en el plan inicial de perforación.

TIEMPOS TOTALES DE PERFORACIÓN: hace referencia al tiempo de ejecución total de las operaciones de perforación tras la culminación de cada una de las actividades que la componen.

TRAMPA: configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar.

YACIMIENTO: masa de roca del subsuelo que presenta un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD TÉCNICO FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON REVESTIMIENTO EN LA SECCIÓN INTERMEDIA 12 ¼” DE UN POZO EN EL CAMPO CHICHIMENE.

El presente trabajo evalúa la viabilidad técnica y financiera de implementar la tecnología de perforación direccional con revestimiento (Directional Casing while Drilling) en la sección 12 ¼” (sección intermedia) de pozos ubicados en el Campo Chichimene. En primer lugar se describen las características geológicas del Campo Chichimene y las generalidades de la tecnología de perforación direccional con revestimiento. La evaluación técnica involucra inicialmente la identificación de los principales problemas operacionales que han surgido con frecuencia como consecuencia de la perforación de la sección intermedia de pozos en el Campo Chichimene, para con base en ello modelar los principales componentes del diseño de un pozo.

Luego se consignan los resultados obtenidos tras la implementación de la tecnología en el campo y se lleva a cabo una comparación de los resultados técnicos (tiempos operacionales y tiempos no productivos) y financieros entre la sección intermedia del pozo perforado utilizando la tecnología de perforación direccional con revestimiento y la sección intermedia de dos pozos perforados implementado técnicas convencionales de perforación, esto con el fin de determinar si es viable la aplicación de esta tecnología para la perforación de más pozos en futuras campañas de perforación llevadas a cabo en el Campo Chichimene.

PALABRAS CLAVES

- Perforación direccional con revestimiento
- Tiempos no productivos
- Campo Chichimene
- Cuenca de los Llanos Orientales

INTRODUCCIÓN

Las campañas de perforación llevadas a cabo en el Campo Chichimene por parte de Ecopetrol S.A. han brindado resultados aceptables en cuanto al tiempo total requerido para la perforación de los pozos que allí se encuentran. A pesar de los resultados obtenidos, regularmente estos pozos han presentado problemas operacionales que se traducen en la aparición de tiempos no productivos generados principalmente a partir de la inestabilidad que presenta la zona en donde se encuentra ubicado el campo. Tradicionalmente estas operaciones han sido desarrolladas mediante técnicas de perforación convencionales en las cuales se requiere perforar inicialmente el hueco y posteriormente revestirlo.

Ecopetrol S.A. en un esfuerzo por optimizar día tras día la perforación de pozos, ha optado por probar tecnologías no convencionales en el Campo Chichimene que han sido implementadas de manera satisfactoria en otros lugares de Colombia y el mundo. La ingeniería de perforación no convencional es el resultado de la puesta en marcha de técnicas que buscan optimizar la construcción de pozos petroleros, lo cual se logra cuando parámetros como la disminución de problemas operacionales, ahorro en los tiempos totales de perforación y reducción en los costos asociados son alcanzados. La tecnología de perforación direccional con revestimiento es una técnica de perforación no convencional emergente, en donde el revestimiento es utilizado como sarta de perforación reemplazando a la tubería convencional, permitiendo así profundizar el pozo y simultáneamente revestirlo. Adicionalmente el revestimiento se encuentra anclado a una configuración de ensamblaje de fondo particular que le brinda control direccional a la operación y permite su recuperación en cualquier instante.

Con base en los beneficios mencionados anteriormente, se decidió implementar la tecnología de perforación direccional con revestimiento (CASING DRILLING™ Nivel III) para la perforación de la sección intermedia 12 ¼" del pozo CH-D1, esto con el fin de determinar si por medio de la aplicación de esta tecnología se logrará reducir los tiempos no productivos, los tiempos totales de perforación y por ende los costos que acarrea la operación. La evaluación se realizará a través de una comparación técnica y financiera entre los resultados obtenidos en el pozo CH-D1 tras implementar CASING DRILLING™ Nivel III y los obtenidos a partir de pozos perforados convencionalmente.

Con la evaluación de este pozo, se determinará la opción de implementar la tecnología paulatinamente hasta convertirse en un estándar en la perforación de la sección de 12 ¼" de los pozos ubicados en el Campo Chichimene, expandiéndose con el tiempo a toda la Gerencia Central de Ecopetrol S.A.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la viabilidad técnico financiera de la implementación de la tecnología de perforación direccional con revestimiento en la sección intermedia 12 ¼" de un pozo en el Campo Chichimene.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1.** Describir las generalidades del Campo Chichimene ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.
- 2.** Describir la tecnología de perforación direccional con revestimiento, sus sistemas, los equipos y herramientas requeridos para su implementación y los parámetros operacionales a tener en cuenta para el diseño de un pozo mediante esta operación.
- 3.** Especificar los problemas operacionales de perforación convencional en el Campo Chichimene así como la aplicación de la tecnología de perforación direccional con revestimiento para solucionarlos.
- 4.** Realizar el plan de diseño de perforación de la sección intermedia 12 ¼" del pozo en el Campo Chichimene empleando la tecnología de perforación direccional con revestimiento.
- 5.** Implementar la tecnología de perforación direccional con revestimiento para la perforación de la sección intermedia de un pozo en el Campo Chichimene.
- 6.** Comparar técnicamente los resultados obtenidos de la perforación con la tecnología de perforación direccional con revestimiento y la perforación convencional de operaciones realizadas en el Campo Chichimene con respecto a los tiempos no productivos y los tiempos de perforación.
- 7.** Evaluar la viabilidad financiera de la implementación de la tecnología de perforación direccional con revestimiento en la sección intermedia 12 ¼" de un pozo ubicado en el Campo Chichimene mediante la metodología del valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CHICHIMENE

En el siguiente capítulo se especifican los aspectos generales del Campo Chichimene tales como: su historia, ubicación geográfica, marco geológico e historial de producción, los cuales son de vital importancia para tener pleno entendimiento sobre la zona en la cual se desarrollará el proyecto de perforación.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Chichimene fue descubierto por la compañía Chevron Oil Company en el año 1969 bajo el contrato de concesión Cubarral firmado en Noviembre de 1968, el cual abarcaba un área total de 974.5 km². A comienzos de 1973 se entregó el antiguo contrato de concesión al Ministerio de Minas y posteriormente se firmó entre Ecopetrol S.A. y Chevron el contrato de asociación Cubarral con lo cual se dio inicio a la exploración el 1 de Julio de 1973.

El primer pozo exploratorio del campo correspondió al pozo Chichimene-1 (CH-1) el cual fue perforado el 5 de mayo del año 1969 y alcanzó una profundidad total de 7,350 pies. Luego de la obtención de buenos resultados por parte del pozo CH-1, el cual confirmó el potencial de la zona, se perforó una serie de pozos exploratorios en los siguientes 12 años que buscaron reafirmar los resultados del primer pozo. (Ver **Tabla 1**)

Tabla 1. Pozos exploratorios Campo Chichimene (1969 a 1985)

POZOS EXPLORATORIOS CAMPO CHICHIMENE (1969 - 1985)			
Nombre pozo	Profundidad (pies)	Resultado	BOPD
CH-1	7,350	Exitoso	440
CH-2	7,200	Exitoso	270
CH-3	6,933	Bajo potencial	-
CH-4	7,556	Exitoso	400
CH-5	8,010	Exitoso	2,140
CH-6	8,002	Exitoso	460
CH-7	7,987	Exitoso	220
CH-8	7,530	Bajo potencial	-

Fuente: ECOPETROL, Campo Chichimene: Informe interno. 2005, p 13. Modificado por los autores.

En el año 1985 se declaró comercialidad del Campo Chichimene luego de comprobar la existencia de reservas suficientes para iniciar una etapa de desarrollo en condiciones rentables, dicho proceso de comercialidad inició cuando se decidió poner en producción definitiva al pozo Chichimene-1 cuyo objetivo principal correspondía a las unidades productoras del Cretácico Superior pertenecientes a la Formación Guadalupe y Formación San Fernando.

Al finalizar el contrato de asociación y tras un alza considerable en la producción del Campo Chichimene, este pasó a ser operado directamente por Ecopetrol S.A. a partir del 31 de enero del 2000.

A Febrero del 2016, el Campo Chichimene tiene un área de 150 Km², 215 pozos perforados y la compañía operadora continua siendo Ecopetrol S.A.

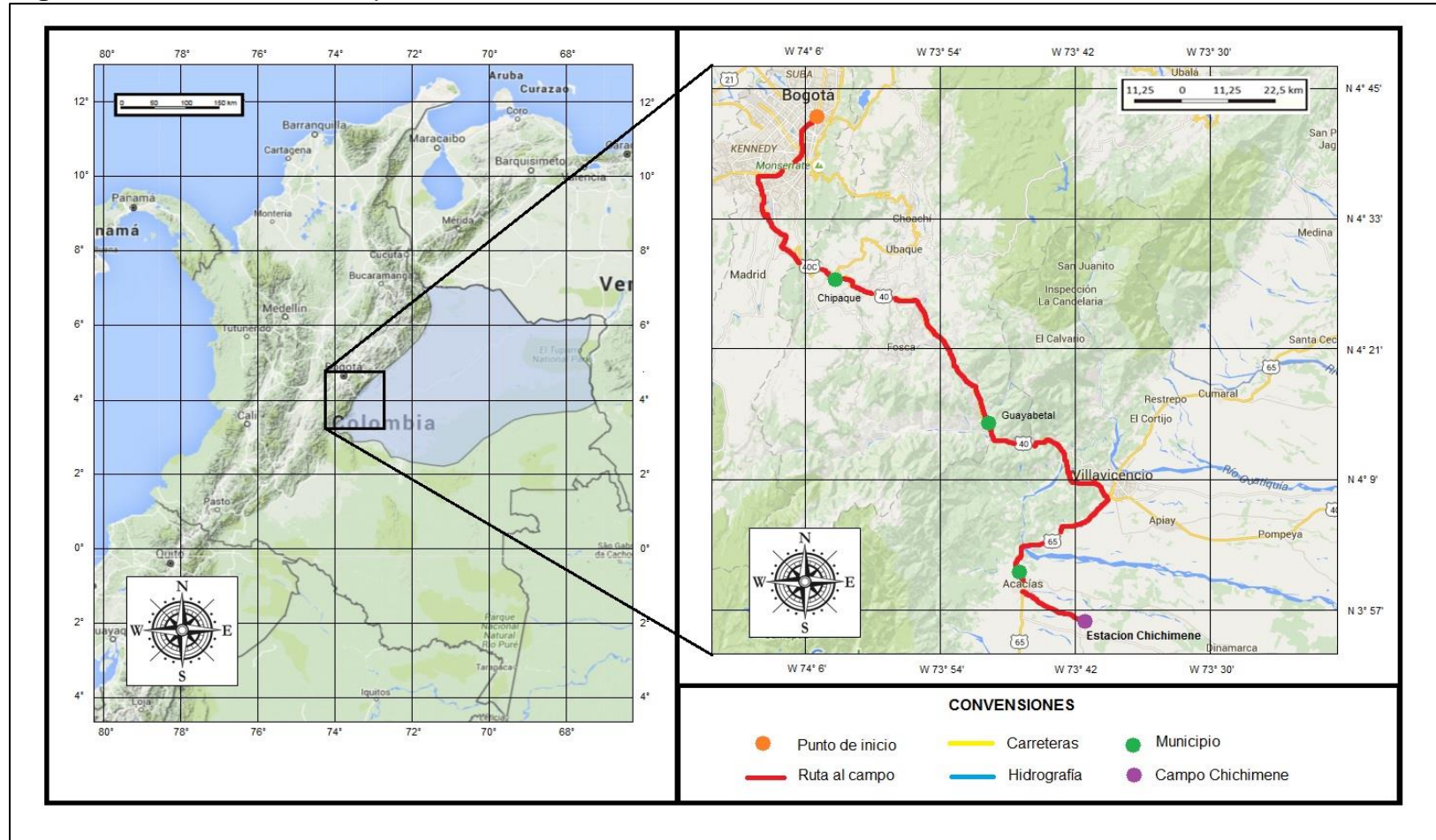
1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Chichimene, se encuentra ubicado al margen occidental de la Cuenca de Los Llanos Orientales, en la parte noroccidental del Departamento del Meta, en el sector sureste de la zona rural del municipio de Acacías.

Para poder acceder al campo por vía terrestre desde el sur de la ciudad de Bogotá, es necesario tomar la vía al Llano (Ruta 40) y recorrer 124 km atravesando los municipios de Chipaque y Guayabetal hasta la ciudad capital del Departamento del Meta (Villavicencio). Al ingresar a Villavicencio, se debe buscar sobre la misma ruta 40 el Parque de Los Fundadores y girar en sentido suroccidental en la glorieta para tomar la vía Villavicencio-Acacias-Guamal (Ruta 65).

Se deben recorrer 35 km pasando por el Municipio de Acacías hasta el cruce San Carlos de Guaroa y allí girar en sentido oriental tomando la vía Chichimene, por último recorrer 10 km hasta encontrar la entrada al Campo Chichimene. La **Figura 1.** muestra la ubicación geográfica del Campo Chichimene.

Figura 1. Ubicación del Campo Chichimene



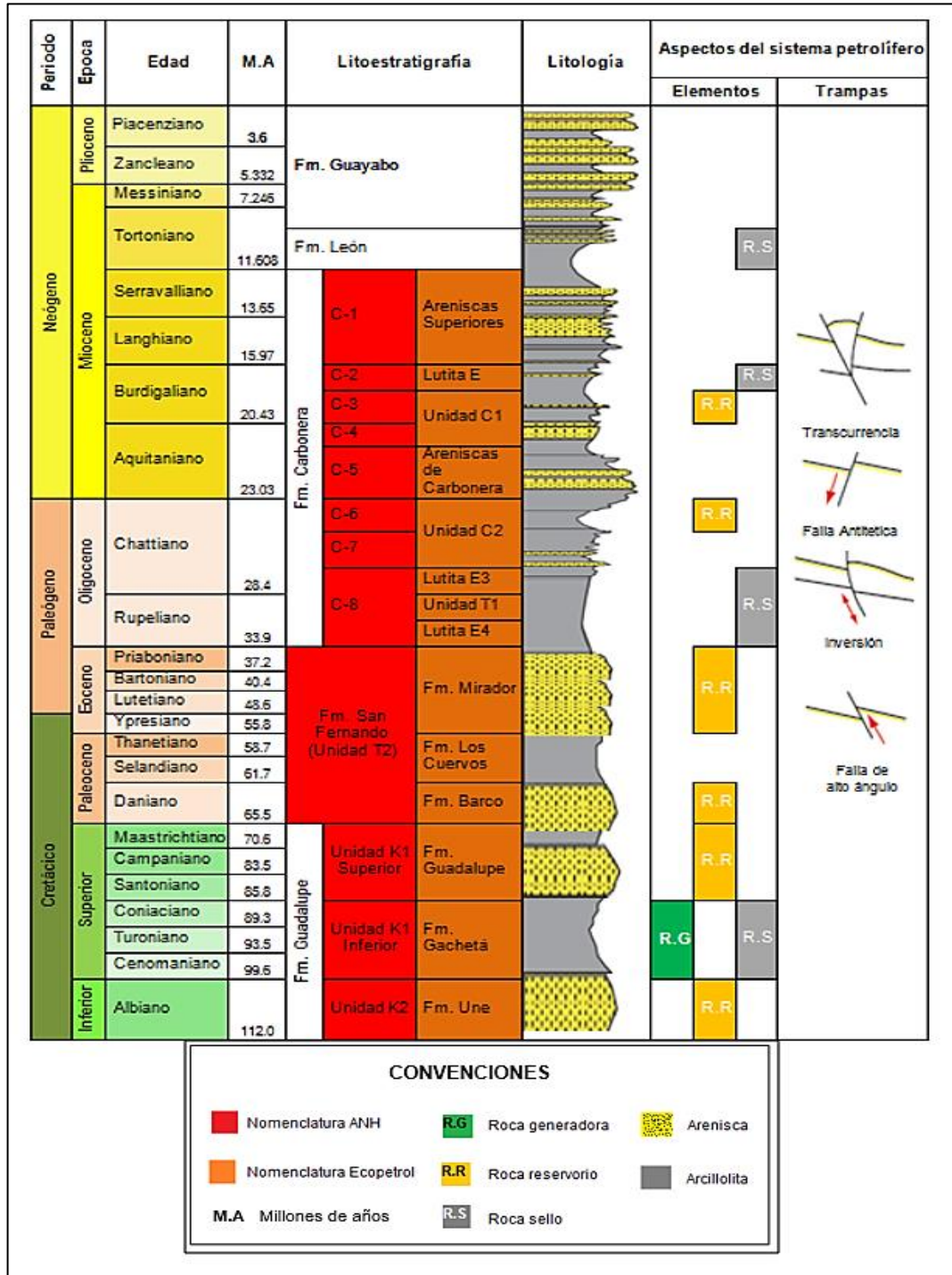
Fuente: Mapa Colombia. Epis Colombia [En línea]. <http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx>. Mapa del Campo Chichimene. Google Maps. Modificado por los autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se presenta la estratigrafía, geología estructural y del petróleo para el Campo que se encuentra en estudio.

1.3.1 Columna Estratigráfica. La **Figura 2**, muestra la columna estratigráfica generalizada correspondiente a la Cuenca de los Llanos Orientales; en ésta se pueden evidenciar dos columnas, una de color rojo y la otra de color naranja, las cuales diferencian las nomenclaturas utilizadas para enunciar las unidades litológicas por parte de la ANH y Ecopetrol respectivamente.

Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada para la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Cuenca de los Llanos Orientales: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. 2012, p 46. Modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. Se procede a describir las formaciones geológicas de la Cuenca de Los Llanos Orientales, de la más antigua a la más reciente, haciendo énfasis en aquellas asociadas al sistema petrolífero del campo objeto de estudio.

1.3.2.1 Formación Guadalupe, Unidades K1 y K2. Se le asigna una edad Cretáceo Superior¹. La Unidad K2 corresponde a una secuencia arenosa compuesta por areniscas de grano medio a grueso cementadas por sílice. En su parte superior aparecen niveles de lutitas carbonosas. Su espesor varía entre 300 y 355 pies. Su ambiente de depositación es fluvial de canales entrelazados de baja sinuosidad. La Unidad K2 se encuentra en contacto discordante con el basamento proveniente del período Jurásico que lo infrayace y posee un contacto concordante con la Unidad K1 que lo suprayace.

La Unidad K1 está constituida por paquetes de areniscas de grano medio a muy fino, ocasionalmente calcáreo con laminación cruzada tangencial, posee intervalos de shale con laminación fina plana a lenticular. Su espesor varía entre 500 y 550 pies. Su ambiente de depositación es de transición de tipo deltaico. La Unidad K1 se encuentra en contacto concordante con la Unidad K2 que la infrayace y discordante con la Formación San Fernando, Unidad T2 que la suprayace.

1.3.2.2 Formación San Fernando, Unidad T2. Se le asigna una edad Eoceno Superior- Oligoceno Superior². Esta se caracteriza por ser una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, localmente conglomerática a la base, intercaladas con delgadas capas de lutitas. Se pueden visualizar tres intervalos arenosos más o menos separados por intervalos arcillosos, que no son totalmente continuos en el campo, pero si son frecuentes. El espesor total de estas arenas varía entre 295 y 411 pies, con 340 pies de promedio. El ambiente de sedimentación es de tipo continental fluvial con canales. La formación se encuentra en contacto discordante con la Formación Guadalupe Unidad K1 que la infrayace y concordante con la Formación Carbonera Unidad Lutita E4 que la suprayace.

1.3.2.3 Formación Carbonera, Unidad Lutita E4. Se le asigna una edad Oligoceno Inferior³. Esta se caracteriza por poseer en su tope una disminución de limolita y aparición de lutitas y arcillolitas, de base a techo la unidad se encuentra compuesta por grandes paquetes de lutitas intercaladas con delgados niveles de arcillolita; y hacia la base delgadas capas de Lutita. El espesor total es de aproximadamente 450 pies. Su ambiente de depositación es continental de

¹ HUBACH (E.), 1957 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 265

² HOPPING (C.A.), 1967 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 b. 1974. p. 442

³ NOTESTEIN (F.B.), HUBMAN (C.W.) & BOWLER (J.W.), 1944 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 b. 1974. p. 116

planicie costera, esta formación infrayace concordantemente con la Formación San Fernando Unidad T2 y suprayace concordantemente con la Formación Carbonera Unidad T1.

1.3.2.4 Formación Carbonera, Unidad T1. Se le asigna una edad Oligoceno Inferior⁴. Se muestra como un paquete de intercalaciones de arenas sueltas, areniscas, limolita, lutita y arcillolitas; conformada predominantemente por lutitas de consistencia firme, en la primera sección se encuentran lutitas carbonosas mientras que en la base predominan menores niveles de arcillolitas grisáceas. El espesor total es de aproximadamente 450 pies. El ambiente de sedimentación es de tipo continental fluvial, siendo las arenas depósitos de canal y las arcillolitas y limolitas depósitos de superficie de inundación. Esta formación infrayace concordantemente con la Formación Unidad Lutita E4 y suprayace concordantemente con la Formación Unidad Lutita E3.

1.3.2.5 Formación Carbonera, Unidad Lutita E3. Se le asigna una edad Oligoceno Inferior⁵. Se encuentra constituida litológicamente por una secuencia homogénea de lutitas hacia la base, con intercalaciones menores de arcillolitas de grano muy fino a fino. El máximo espesor conocido de esta unidad arcillosa se encuentra en el sector de Cumaral-1, con 600 pies, hacia el Este se reduce rápidamente, hasta tener un promedio de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca. El ambiente de sedimentación es continental de planicie costera. Esta formación infrayace concordantemente con la Formación Carbonera Unidad T1 y suprayace concordantemente con la Formación Carbonera Unidad C2.

1.3.2.6 Formación Carbonera, Unidad C2. Se le asigna una edad Oligoceno Superior- Oligoceno Medio⁶. Está conformada litológicamente por arcillolitas con paquetes arenosos e intercalaciones de limolita, está separado en tres intervalos de base a techo, el primero constituido predominantemente por areniscas con intercalaciones de arcillolita, limolita y en menor proporción arenisca; un segundo nivel está compuesto por arcillolitas, con intercalaciones de limolita y en menor proporción areniscas. El tercero es predominantemente arenisca interestratificada con arcillolita y limolita. El espesor total varía desde 50 hasta 300 pies. Estas arenas se depositan en un ambiente de sedimentación continental tipo fluvial de canales meandriformes de baja sinuosidad. La Formación Unidad C2 infrayace concordantemente con la Formación Carbonera Unidad Lutita E3 y suprayace concordantemente con la Formación Carbonera, Unidad Areniscas de Carbonera.

⁴ Ibíd., p. 116

⁵ Ibíd., p. 116

⁶ Ibíd., p. 116

1.3.2.7 Formación Carbonera, Unidad Areniscas de Carbonera. Se le asigna una edad Oligoceno Superior- Mioceno Inferior ⁷. Esta unidad está compuesta por paquetes arenosos que van de grano fino a muy fino en la parte superior, hacia la base se observa intercalaciones de arcillolitas y limolitas. Esta unidad presenta un espesor comprendido entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca. El ambiente de depositación es tipo continental de planicie de inundación y lagunares, cortados ocasionalmente por canales fluviales. La Unidad Areniscas de Carbonera infrayace concordantemente con la Formación Carbonera Unidad C2 y suprayace concordantemente con la Formación Carbonera Unidad C1.

1.3.2.8 Formación Carbonera, Unidad C1. Se le asigna una edad Mioceno Inferior ⁸. Está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, algunos pies de limolitas y arcillolitas con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca. Esta unidad presenta un espesor aproximado de 300 pies. El ambiente de sedimentación es continental de depósitos fluviales. La Formación Carbonera Unidad C1 infrayace concordantemente con la Unidad Areniscas de Carbonera y suprayace concordantemente con la Formación Carbonera, Unidad Lutita E.

1.3.2.9 Formación Carbonera, Unidad Lutita E. Se le asigna una edad Mioceno Inferior⁹. La Unidad Lutita E está descrita por niveles de lutitas verde claro, alternada con arcillolitas grisáceas, areniscas y esporádicos niveles de limolitas. Presenta un espesor promedio de 190 pies. Esta unidad corresponde a un ambiente de sedimentación marino de tipo somero. La Formación Carbonera, Unidad Lutita E infrayace concordantemente con la Formación Carbonera Unidad C1 y suprayace concordantemente con la Formación Carbonera, Unidad Arenisca Superior.

1.3.2.10 Formación Carbonera, Unidad Areniscas Superiores. Se le asigna una edad Mioceno Inferior ¹⁰. Esta unidad posee una característica de alternancia de paquetes arenosos y arcillosos, en la parte superior predomina una secuencia de intercalaciones de areniscas y menores intercalaciones de arcillolitas, hacia la parte media está la presencia de fragmentos carbonosos y nódulos de siderita, hacia la base la secuencia se hace más arcillosa. Posee un espesor de más de 600 pies de areniscas, limolitas y shales. Esta unidad se depositó en un ambiente continental de influencia fluvial. La Formación Carbonera, Unidad Areniscas Superiores infrayace concordantemente con la Formación

⁷ Ibíd., p. 117

⁸ Ibíd., p. 117

⁹ Ibíd., p. 118

¹⁰ Ibíd., p. 118

Carbonera, Unidad Lutita E y suprayace concordantemente con la Formación Guayabo.

1.3.2.11 Formación León. Se le asigna una edad Mioceno Medio¹¹. Está formada predominantemente por shales de color gris y gris verdoso, con raras capas delgadas de areniscas con láminas carbonáceas. Tanto en la base como en la parte superior de la formación los shales tienden a pasar a limos. El espesor de la formación varía en sentido Este - Oeste de 1,148 a 1,558 pies. El ambiente de depositación es de tipo marino. La Formación León infrayace discordantemente con la Formación Carbonera, Unidad Areniscas de Carbonera y suprayace concordantemente con la Formación Guayabo.

1.3.2.12 Formación Guayabo. Se le asigna una edad Mioceno Superior-Plioceno¹². Constituida hacia el tope por continuos paquetes de arenas cuarzosas de grano fino a medio, granocrecientes a medida que avanza en profundidad. Estas arenas son intercaladas por menores niveles de arcillolitas blandas, en menor proporción de fractura blocosa, ocasionalmente son limosas. El espesor varía de 150 pies hasta 3,100 pies desde superficie. Esta formación se depositó hacia la base, tiene influencia marina y hacia el tope es de carácter fluvial marino a continental. Infrayace concordantemente con la Formación Carbonera Unidad Areniscas Superiores.

1.3.3 Geología Estructural. La Cuenca de Los Llanos Orientales es de tipo Antepaís o Foreland la cual se caracteriza por ser un monoclinial, con buzamientos regionales hacia el occidente con ángulos que varían entre 1° y 3°. Las estructuras identificadas en esta zona corresponden a angostos anticlinales y/o monoclinales localizados en el bloque levantado de fallas normales cuyo planos de fallas buzan hacia el sur oriente. La Cuenca de Los Llanos se encuentra dividida en dos dominios estructurales principales:

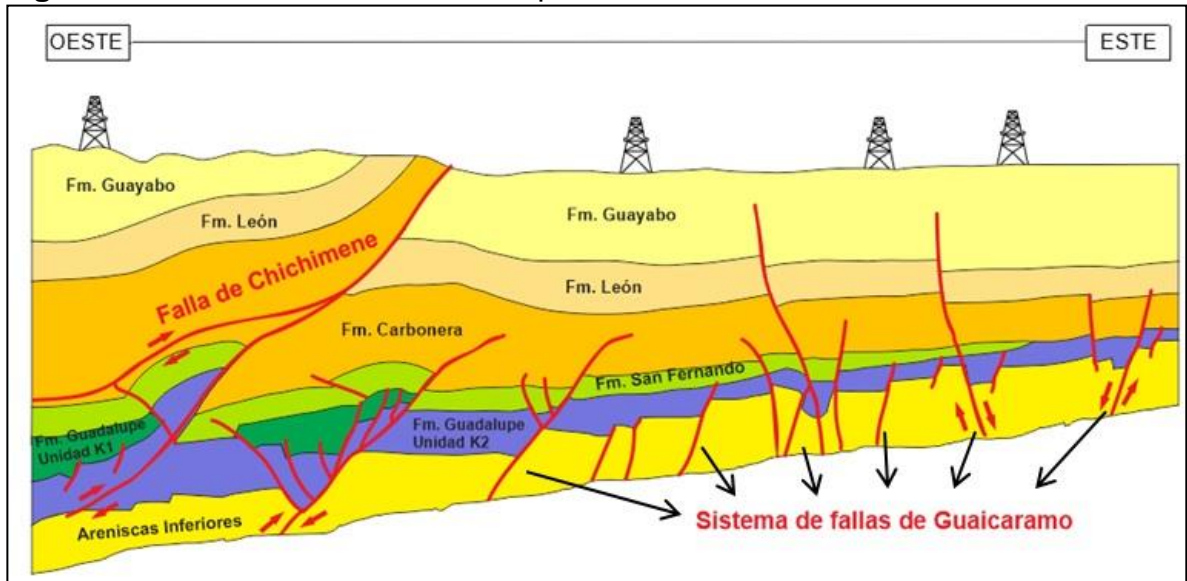
El Campo Chichimene corresponde a un anticlinal generado a partir de fallas de cabalgamiento el cual está limitado por una franja de fallas de tipo compresional conocida como Sistema del Piedemonte Llanero o Sistema de Fallas de Guaicáramo. La estructura de Chichimene es un anticlinal alargado en dirección N 60° E de aproximadamente 6 km de longitud y 2.5 km de ancho, su flanco occidental presenta una pendiente constante de 4° mientras que el oriental se inclina con buzamientos hasta de 7° y se intersecta con la falla de Chichimene que limita el campo. La falla de este campo es de tipo inverso distinguido por amplios

¹¹ NOTESTEIN (F.B.), HUBMAN (C.W.) & BOWLER (J.W.), 1944 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 b. 1974. p. 328

¹² NOTESTEIN (F.B.), HUBMAN (C.W.) & BOWLER (J.W.), 1944 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 b. 1974. p. 263

anticlinales y sinclinales limitados por fallas inversas; tiene un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies y se inclina hacia el noroeste con un ángulo de 50°. En la **Figura 3** se muestra el corte del modelo estructural Oeste – Este del Campo Chichimene.

Figura 3. Modelo estructural del Campo Chichimene



Fuente: PIRAQUIVE BERMUDEZ, Alejandro. Modelamiento estructural basado en un análisis de deformaciones en el frente del piedemonte llanero cordillera oriental de Colombia. Trabajo de grado M. Sc, en Geología. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ciencias, 2011. [consultado 15 de Febrero de 2016]. Disponible en Internet: <http://www.bdigital.unal.edu.co/4240/1/194675.2011.pdf>. Modificado por los autores.

1.3.4 Geología del Petróleo. Se presentan cada uno de los principales parámetros que hacen referencia al sistema petrolífero del Campo Chichimene tales como roca reservorio, roca generadora, roca sello y migración, los cuáles se muestran en la Figura 2.

1.3.4.1 Roca Generadora. La roca generadora para la Cuenca de los Llanos Orientales corresponde a la Formación Gachetá. Esta unidad no presenta una distribución continua vertical y horizontal en el contexto regional, y corresponde a intercalaciones arcillosas y de arenisca. El intervalo potencial generador se ubica en la parte inferior de la unidad, y alcanza espesores de hasta 140 pies en el sector suroeste. Los valores de riqueza orgánica actual (% TOC) aumentan de este a oeste y de sureste a noroeste, con valores pobres en el este y sureste (< 0.5%) y valores buenos (1 – 2 % TOC) a muy buenos (2 - 4% TOC). En cuanto a la calidad y tipo de materia orgánica existe un predominio de materia orgánica correspondiente a kerógeno tipo II lo que implica generación de petróleo.

En cuanto a la madurez de la Formación Gachetá se define una franja localizada hacia el occidente en la cuenca que cubre desde el suroeste hasta el noroeste, donde esta formación habría entrado en ventana de generación de hidrocarburos ($T_{m\acute{a}x} > 435^{\circ} \text{C}$). Esta franja de madurez correlaciona bastante bien con la definida a partir de la reflectancia de vitrinita, con valores entre 0.6 a 1.0% (R_o). Teniendo en cuenta la información geoquímica, tipo de materia orgánica y la madurez alcanzada por las rocas generadoras se espera un potencial de hidrocarburos presente en esta formación.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Las principales rocas reservorio de la Cuenca de Los Llanos Orientales corresponden a las areniscas de las formaciones Guadalupe (Unidad K1), San Fernando (Unidad T2) y Carbonera. La Formación Guadalupe (Unidad K1), la cual posee una porosidad promedio de 17%, una permeabilidad de 500 mD y un espesor neto petrolífero de aproximadamente 100 pies. La Formación San Fernando (Unidad T2), posee una secuencia masiva de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso que define una porosidad promedio de 18%, una permeabilidad de 1,600 mD y un espesor neto de 230 pies. Por último, se han determinado zonas a lo largo del Campo Chichimene en las cuales las unidades impares de la Formación Carbonera han presentado características propicias para la acumulación de hidrocarburos, variando su porosidad en un rango de 20% a 30% y espesores entre 100 y 250 pies.

1.3.4.3 Migración. A finales del Cretáceo tuvo lugar la migración de hidrocarburos en esta zona. Este proceso se dio debido a que durante en este período la cuenca tuvo la mayor profundización permitiendo así la maduración de materia orgánica depositada. Dos procesos de migración se han documentado. El primero durante el Eoceno Superior-Oligoceno. El segundo proceso de migración se inició en el Mioceno y continúa en la actualidad.

1.3.4.4 Roca Sello. Las rocas sello para la Cuenca de Los Llanos Orientales corresponden a la Formación Carbonera la cual se encuentra dividida en 8 unidades operacionales, de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales. Estos sellos son de tipo regional presentando buen sello vertical lo que limita la migración de hidrocarburos, conformando así excelentes yacimientos.

El contacto superior con la Formación León es semejante y gradual en la mayor parte de la cuenca representando la última invasión de los mares terciarios en la cuenca, está compuesta por capas gruesas de lutitas grises en gran parte. Los máximos espesores observados se encuentran en un rango que varía de 1,980 a 2,500 pies. La Unidad Lutita E es el sello mejor desarrollado y el de mayor extensión hacia el Este. Está compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas con un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca, aumentando rápidamente hacia el borde suroccidental, donde alcanza más de 900 pies.

1.3.4.5 Trampa. Los procesos de entrapamiento para el Campo Chichimene se han concentrado en fallas de transcurrencia que son un conjunto estructural de fallas normales e inversas y plegamientos que han sufrido procesos antitéticos, es decir que cortan el anticlinal y la estructura en diferentes yacimientos, los cuales poseen altos ángulos de buzamientos ($> 50^\circ$). El desarrollo de estas trampas data del Cretácico Superior hasta el Mioceno Inferior.

1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO

A continuación se enuncian los aspectos principales de la producción del Campo Chichimene, el cual empezó producción en 1969 y fue declarado comercial en el año 1985 con una producción de 6300 BPD.

1.4.1 Método de producción. Existen principalmente tres tipos de mecanismos de producción empleados en las zonas productoras del Campo Chichimene los cuales se especifican a continuación:

- Mecanismo de producción por acuífero activo para la Unidad K2.
- Mecanismo de producción por acuífero parcialmente activo para la Unidad K1.
- Mecanismo de producción de gas en solución para la Unidad T2.

1.4.2 Tiempo de producción. En 1985 el Campo Chichimene inició producción con 6,300 barriles promedio mensual y en el año 2000 comenzó a registrar un significativo crecimiento al pasar de 7,000 barriles llegando al volumen de 29,380 barriles en el 2010. Para el mes Diciembre del año 2009 se estimó la producción promedio del campo en 13.500 BOPD con un respectivo corte de agua igual al 73%. La producción acumulada ha sido continua y tiene un estimado a Diciembre del 2012 de 85.14 MMBLS.

1.4.3 Número de pozos. De acuerdo al reporte dado por Ecopetrol S.A. El campo consta actualmente de 215 pozos perforados, 14 de los cuales producen crudo de 20 °API provenientes de las unidades K1 y K2, cinco pozos producen en conjunto de las Unidades K1-K2 y T2 crudo de 15 °API. Crudo de nueve °API de la Unidad T2 es producido por el 80% de los pozos. Dos pozos han sido abandonados, los pozos Chichimene-12 y Chichimene-1. Tres pozos horizontales a la unidad T2 fueron perforados en el año 2012.

En el campo se ha contemplado perforar en total 223 pozos ,198 para la unidad T2, 3 pozos piloto de inyección de agua y 22 para las unidades K1-K2, entre las vigencias 2010 a 2015.

La disponibilidad de equipos de perforación y la limitación en las facilidades de producción son acontecimientos indispensables para la distribución del número de pozos del campo en los años anunciados.

1.4.4 Gráfica de producción acumulada. La producción promedio para el mes de abril de 2016 fue de 51,439 BOPD. La data acumulada al año 2016 se demuestra en la **Gráfico 1**. En esta se puede evidenciar el notable potencial del campo a partir del año 2011 desde el cual se empezaron a registrar a partir del mes de Marzo 20.000 BOPD, así como el notable registro para Noviembre del mismo año en el cual se alcanzaron los 35.000 BOPD. Desde entonces, la producción del campo ha mantenido una tendencia ascendente con leves declives tales como en Enero de 2014 y Junio de 2015 respectivamente.

Gráfica 1. Data de producción acumulada de petróleo al año 2016 del Campo Chichimene.



Fuente: ÁVILA NAVARRO, Katherine, CUELLAR LOBO, Daniel y PADRÓN GARCÍA, Eduardo. Principales campos de crudo por cuencas en Colombia [en línea]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2013 [consultado 16 de Febrero de 2016]. Disponible en Internet: <https://es.scribd.com/doc/212799619/Principales-Campos-de-Crudo-Par-Cuencas>. Modificado por los autores.

2. TECNOLOGÍA DE PERFORACION DIRECCIONAL CON REVESTIMIENTO

La ingeniería de perforación no convencional es el resultado de la implementación de ciertas técnicas que han surgido con el fin de optimizar la construcción de pozos petroleros, lo cual se evidencia cuando existe una reducción en los tiempos planeados de perforación y en los costos que surgen a partir de la operación, dichos parámetros son determinantes para una empresa en el momento de analizar la viabilidad de un proyecto de perforación. Estas técnicas han surgido de manera efectiva como consecuencia de arduas investigaciones, las cuales en base a la experiencia adquirida a través de los años por parte de las compañías, han logrado simular situaciones reales que ocurren cuando se llevan a cabo operaciones de perforación bajo diversas limitaciones. La perforación con revestimiento es una de las técnicas de perforación no convencional que mejores resultados ha ofrecido.

En este capítulo se describen las generalidades de la tecnología de perforación direccional con revestimiento, su funcionamiento, componentes y parámetros operacionales.

2.1 ANTECEDENTES DE LA PERFORACIÓN CON REVESTIMIENTO

La patente número 443,070, emitida el 16 de Diciembre de 1890 en Estados Unidos, introdujo el término de perforación con revestimiento en la industria petrolera. Según Training for Latino América Customers¹³, el primer pozo perforado bajo esta nueva técnica se realizó el 10 de enero de 1901, en Beaumont, Texas, y se implementó para la perforación de un domo salino, obteniendo resultados satisfactorios.

El modelo se tecnificó definitivamente dentro de la industria del petróleo 36 años después, cuando se emitió en los Estados Unidos una nueva patente (número 1,585,540), en la cual se detallaban las ventajas potenciales de la perforación con revestimiento después de haber implementado por primera vez una broca recuperable. Los beneficios resultantes de esta técnica de perforación que se enumeraron en aquella patente fueron:

- Eliminación de la tubería de perforación.
- Reducción en los tiempos de viaje.
- Reducción en el tamaño del equipo de superficie.

¹³TRAINING FOR LATINO AMERICA CUSTOMERS. (1: 17-18, Julio, 2008: Bogotá, Colombia).
Memorias

- Pozos perforados más rectos.
- Reducción en los incidentes ocasionados por pegas de tubería.
- Reducción en las operaciones de pesca.
- Menor potencia requerida en los taladros de perforación.
- Disminución en los costos totales de perforación.
- Menor metraje perdido en la profundidad total.
- Puntos de asentamiento del revestimiento más profundos.
- Reducción en los accidentes ocasionados por la operación de perforación.
- Reducción las sartas de revestimiento requeridas.
- Disminución en los tiempos operativos de perforación.
- Mayor control de influjos de agua.

El desarrollo de las herramientas de perforación recuperables fue un trabajo que se intensificó durante la década de los 30 por parte de la Unión Soviética, pero los detalles de dichos avances fueron manejados bajo extrema confidencialidad debido a complicaciones en las relaciones diplomáticas que existían para la época entre la Unión Soviética y los países de occidente. A pesar de los avances realizados por los soviéticos y posteriores esfuerzos llevados a cabo por parte de otras compañías interesadas en la tecnología, fue solo hasta 1960 que Brown Oil Tools (ahora Baker Oil Tools), “patentó un sistema relativamente avanzado para perforar pozos con tubería de revestimiento, el cual incluía brocas piloto recuperables, ensanchadores para agrandar el pozo y motores de fondo. No obstante, las bajas tasas de penetración, comparadas con la perforación rotativa convencional, restringieron la aplicación comercial de este sistema”¹⁴.

Las labores de investigación y desarrollo de la tecnología de perforación con revestimiento continuaron a un ritmo lento hasta finales de la década de los 80, periodo durante el cual las condiciones óptimas del mercado avivaron el interés por las técnicas de perforación tanto convencionales como no convencionales. “En la década de 1990, los operadores empezaron a implementar las tuberías de

¹⁴ MORENO VARGAS, Gelber Hernan y BALLESTEROS BENAVIDES, Javier Antonio. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing Drilling. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, 2011.p. 24.

revestimiento cortas con el fin de perforar intervalos agotados desde formaciones normalmente presurizadas”¹⁵. Por medio de este método se lograba mitigar problemas como inestabilidad de pozos, pérdidas de circulación y control de pozos, los cuales surgían regularmente durante las operaciones de perforación convencionales. Compañías como Mobil (hoy en día ExxonMobil) y Amoco (hoy en día British Petroleum), utilizaron este método con el fin de perforar yacimientos de caliza extremadamente agotados partiendo desde zonas de presión más alta en campos de Indonesia y el Mar del Norte.

Pero sin dudas, el mayor avance de esta tecnología se produjo en el año de 1997 cuando Tesco, encabezado por Bob Tessari y su equipo de ingenieros, revolucionó el mercado al implementar en Alberta (Canadá) el primer taladro diseñado exclusivamente para las operaciones de perforación con revestimiento, tecnología que tiempo después sería patentada bajo el nombre de Casing DrillingTM. Para demostrar todo el potencial de su nueva tecnología, en el año 2001, Tesco en asociación con British Petroleum (BP), iniciaron una campaña que incluía la perforación de 15 pozos de gas en el Campo Wamsutter, ubicado en Wyoming, USA. La profundidad de estos pozos osciló entre los 8,300 pies y 9,600 pies. Cuando la campaña concluyó, la tecnología de perforación con revestimiento probó ser un camino eficiente y efectivo para la construcción de pozos, manteniendo tasas de penetración competitivas. “Aproximadamente en la misma época, Shell Exploration and Production Company mejoró notablemente el desempeño de las operaciones de perforación en el sur de Texas perforando pozos en condiciones de bajo balance con tubería de revestimiento, lo cual permitió obtener una reducción de costos del orden del 30%”¹⁶.

Según el Ingeniero André Van Balen, para el año el año 2010, Tesco bajo su patente Casing DrillingTM contaba con un total de 3,231,627 pies perforados con tubería de revestimiento, dentro de los cuales 331 secciones se perforaron con brocas convencionales dejadas en fondo, 120 secciones se perforaron con zapatos perforables, 624 secciones se perforaron con ensamblajes de fondo recuperables y 96 secciones con el método de perforación direccional con revestimiento.

Otra de las compañías que paralelamente a Tesco, tuvo grandes avances en la optimización de la técnica de perforación con revestimiento fue Schlumberger, la cual desde el año 1998 comenzó a desarrollar diversos sistemas de perforación con revestimiento que eran específicamente adaptables a cada una de las secciones que componen un pozo (desde la superficial hasta la productora). De este modo nacieron las patentes Direct XCD (broca perforable empleada para perforar intervalos superficiales), TDDirect CD (servicio de perforación direccional

¹⁵ Ibid., p. 24.

¹⁶ Ibid., p. 25.

con revestimiento empleado para perforar intervalos intermedios) y TDDirect LD (servicio de perforación con liner utilizado para perforar intervalos de producción), las cuales según Schlumberger, lograron “incrementar la eficiencia de las operaciones de perforación en una amplia gama de aplicaciones terrestres y marinas alrededor del mundo”¹⁷.

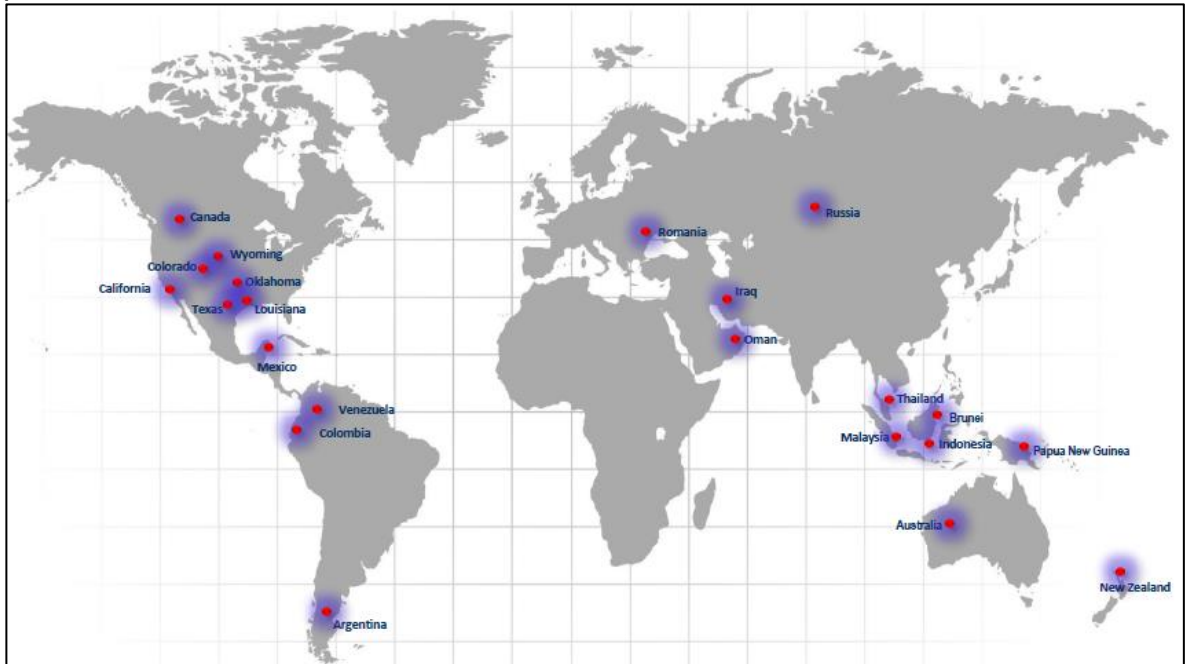
En Junio de 2012, Schlumberger adquirió parte de la patente Casing Drilling™ de Tesco por un estimado de 45 millones de dólares, asumiendo un acuerdo a largo plazo en el cual Tesco proveería el sistema en superficie Casing Drive (CDS) a Schlumberger para su implementación en futuros proyectos de perforación. A partir del surgimiento de este acuerdo, Schlumberger intensificó su búsqueda por integrar el sistema Casing Drive con las herramientas de fondo que venía desarrollando tiempo atrás, realizando importantes avances en el diseño de perforación para la reducción en los tiempos de construcción de pozos para cada una de sus secciones.

Según Ecopetrol S.A., para el año 2014, tras la alianza forjada por Schlumberger y Tesco, la expansión a nivel global de Casing Drilling™ aumentó considerablemente logrando perforar más de 4 millones de pies, con un total de 1,615 pozos perforados a la fecha de los cuales 239 fueron pozos direccionales, 38 fueron intervalos horizontales o de alto ángulo y 260 pozos fueron offshore.

La compañía Schlumberger ha llevado a cabo un amplio número de proyectos empleando específicamente su tecnología de perforación direccional con revestimiento (TDDirect CD) en países como Venezuela, Brasil, Estados Unidos, México, Rusia, Qatar, Arabia Saudita, Australia entre otros. La **Figura 4** muestra los lugares del mundo en donde se ha implementado la tecnología de perforación direccional con revestimiento.

¹⁷ TDDirect [en línea]: Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner. Schlumberger, 2013 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: https://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/drilling_applications/tddirect_br_esp.pdf

Figura 4. Lugares en el mundo donde se aplicó previamente la tecnología de perforación direccional con revestimiento.



Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing drillingTM: Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

A continuación, el **Cuadro 1** referencia algunas experiencias de la Compañía Schlumberger tras la utilización de la tecnología de perforación direccional con revestimiento TDDirect CD en el mundo.

Cuadro 1. Antecedentes aplicación de la tecnología de perforación direccional con revestimiento

Operador	Localización	Objetivo	Resultado
OXY	Offshore Qatar	Perforar hasta los 5,500 pies a través de la formación lutítica Nahr Umr caracterizada por su inestabilidad, empleando revestimiento de 9 5/8" y construyendo ángulo de +/- 20 – 89 deg. Se intentó perforar de manera convencional previamente con un motor RSS obteniendo como resultado la pérdida de 2 ensamblajes de fondo.	Se han perforado 14 pozos hasta la fecha de manera satisfactoria, obteniendo una buena cementación y eliminando problemas debido a pegas de tubería.
Schlumberger	Campo Lobo, Sur de Texas, Estados Unidos	Perforar 3 intervalos de un pozo utilizando el servicio TDDirect CD con ensamblaje de fondo recuperable y ensanchadores para los primeros dos intervalos y el servicio TDDirect LD para el último intervalo. Reducir los tiempos no productivos asociados a pegas de tubería y pérdidas de circulación.	Se perforó y revistió el pozo en 248 horas (superando el récord establecido en el campo que era de 300 horas). Se redujeron los tiempos no productivos asociados a pérdidas de circulación.
Schlumberger	Dammam, Sureste de Iraq	Perforar 492 pies a través de las formaciones de Dammam, eliminando totalmente las pérdidas debido al establecimiento de múltiples tapones de cemento. Lograr la TD en una sola corrida con una tasa de penetración promedio.	La TD fue alcanzada en 3 de los 5 pozos perforados. Se redujeron 5 días de tiempos no productivos y se eliminó la necesidad de poner tapones de cementos a lo largo de las secciones perforadas en Dammam.

Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™: Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador. Modificado por los autores.

Según Schlumberger “Todas estas aplicaciones iniciales contribuyeron a la evolución de la técnica de entubación durante la perforación que dejó de ser una tecnología nueva de confiabilidad no comprobada para convertirse en una solución

práctica que permite reducir los costos, aumentar la eficiencia de la perforación y minimizar el tiempo de las operaciones de perforación¹⁸.

En Colombia se perforó hasta 2014 un total de 41,211 pies utilizando la tecnología de perforación direccional con revestimiento; recientemente se implementó por primera vez en el Campo Castilla por parte de Ecopetrol S.A. para la perforación de dos pozos, mostrando buenos resultados ya que se logró una operación libre de accidentes, reducción en los tiempos operativos de perforación y ahorro en los costos asociados a las operaciones. Las buenas experiencias obtenidas en el Campo Castilla con esta tecnología y la necesidad por tecnificar en Colombia esta operación para la construcción de pozos de manera más eficiente y en menor tiempo, enfocaron su aplicabilidad en el Campo Chichimene, el cual posee cierta similitud con el Campo Castilla.

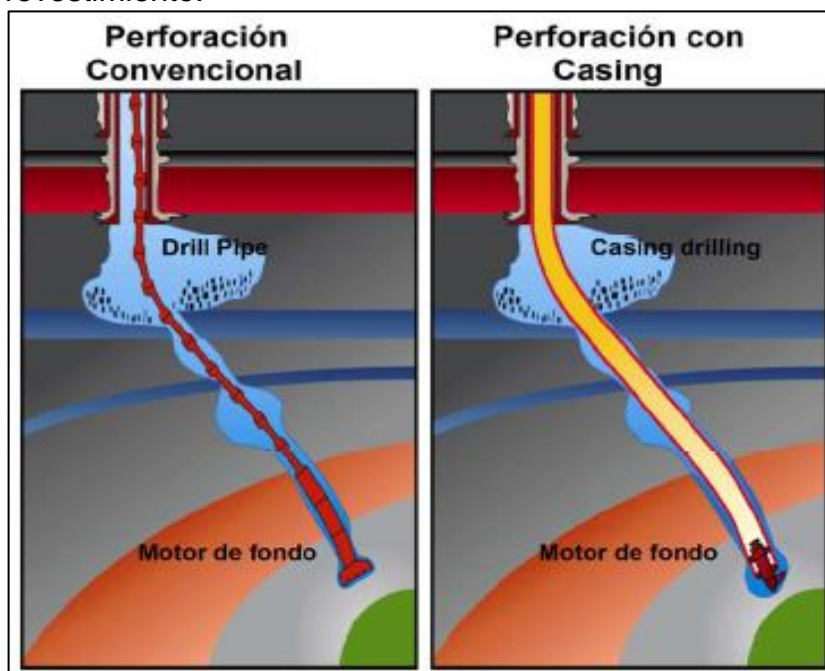
2.2 GENERALIDADES DE LA TECNOLOGÍA CASING WHILE DRILLING

2.2.1 Principio de perforación con revestimiento. La tecnología de perforación con revestimiento es una técnica de perforación no convencional que busca integrar los procesos de perforación y revestimiento para juntas conformar un sistema que construya pozos de una manera más eficiente.

Su fundamento básico consiste en emplear el revestimiento como sarta de perforación para permitir la transmisión de energía mecánica e hidráulica a la broca, de esta manera el revestimiento desciende conforme profundiza el pozo permitiendo perforar cada una de sus secciones y simultáneamente revestirlas. La **Figura 5** muestra la comparación entre la técnica de perforación convencional con tubería de perforación y la técnica de perforación no convencional con revestimiento.

¹⁸ Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento [en línea]. Schlumberger, 2005 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf

Figura 5. Perforación convencional vs. Perforación con revestimiento.



Fuente: Perforación con revestimiento [en línea]. Sipesouston.com, 2010 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en internet: <http://sipesouston.org/presentations/Drilling.with.csg.pdf>.

Esta técnica de perforación simplifica favorablemente la ejecución de las operaciones de perforación al mantener el revestimiento constantemente en el pozo mientras se perfora cada sección, posibilitando la eliminación de tiempos planos que surgen a partir de múltiples viajes de tubería y mitigando todos los problemas operacionales que esto acarrea. La minimización del número de viajes de la tubería durante las operaciones de perforación reduce la probabilidad de colapso de pozo que es un fenómeno producido por las operaciones de extracción de fluidos y flujo natural, disminuye la posibilidad de que se presenten desviaciones no programadas a partir de la trayectoria planificada y se mitiga el desgaste de la parte interna de los revestimientos previamente instalados en la sección superficial e intermedia del pozo.

Además de beneficiar los parámetros técnicos de la operación, también permite una ejecución de las operaciones de perforación de una manera más segura debido a que se requiere menor manipulación de los equipos y tuberías de perforación convencional y por consiguiente menor personal en el piso de perforación. Esta reducción en la manipulación de las tuberías no solo aumenta la seguridad en la locación del pozo sino que también permite que los operarios utilicen equipos de perforación con tamaños estándar o más pequeños, los cuales

han sido diseñados específicamente para este tipo de operación. Estos equipos requieren menor potencia, utilizan menos combustible, operan en locaciones de menor área superficial y pueden ser transportados de forma más rápida y fácil comparada con los equipos de perforación convencionales los cuales tienen un mayor tamaño.

La implementación del revestimiento como tubería de perforación permite reducir los costos asociados a la construcción de pozos, mejora la eficiencia operacional y minimiza el impacto ambiental, todos estos presentes usualmente dentro de la perforación convencional. Las exigencias económicas generadas por marcos geológicos complejos, yacimientos de extensión reducida con reservas recuperables limitadas y la necesidad de optimizar las operaciones de explotación en campos maduros son algunas de las razones por las que la perforación con revestimiento resulta cada vez más atractiva para las compañías.

El análisis de los pozos perforados hasta la fecha con esta técnica indica que es posible reducir los tiempos no productivos hasta en un 50% y acortar el tiempo de perforación en un porcentaje que oscila entre el 10 y 35% por pozo, dependiendo las condiciones geológicas del campo. Aproximadamente un tercio de esta reducción en los tiempos se debe principalmente a la disminución en las maniobras con tuberías y el resto proviene de la prevención de los problemas operacionales anteriormente mencionados y la eliminación del tiempo necesario para instalar las tuberías de revestimiento de manera individual en cada una de las secciones el pozo¹⁹.

2.2.2 Ventajas y desventajas de la perforación con revestimiento

2.2.2.1 Ventajas. Algunas de las ventajas que presenta la técnica de perforación no convencional con revestimiento son las siguientes:

- No es necesario sacar la tubería de perforación para asentar el revestimiento, ambos procesos se integran y se realizan de manera simultánea.
- Reduce el efecto de surgencia provocado por la constante inmersión y extracción de la tubería de perforación en el pozo, impidiendo pérdidas de fluido de perforación hacia la formación.
- Proporciona una limpieza del pozo superior con una circulación casi continua (sin interrupciones por maniobras) debido a que existe una disminución en el espacio anular, el cual aumenta la velocidad de circulación de los cortes.

¹⁹ MORENO y BALLESTEROS, Op. cit. p. 67.

- Permite perforar pozos con un perfil mejor calibrado en su diámetro, proporcionándole mayor estabilidad y una mejor calidad potencial del cemento.
- Posibilita la utilización de lodos más livianos (por lo tanto menos costosos) mediante una reducción en el margen de maniobra y mejora los parámetros de densidad circulante equivalente (ECD) para contener más eficientemente la formación.
- Minimiza el riesgo de pega de la tubería en las curvas de la trayectoria del pozo debido a que el diámetro del revestimiento es mayor que el de la tubería de perforación convencional.
- Mediante esta tecnología, es posible alcanzar zonas de alta complejidad geológica.
- Reduce los tiempos no productivos o NPT durante la operación de perforación y elimina los tiempos planos (viajes de acondicionamiento y bajada de revestimiento).
- Optimiza los tiempos de operación para la perforación de pozos (generalmente en un 30%, dependiendo del área a perforar).
- No es necesario implementar tuberías de perforación, barras de perforación ni tuberías pesadas, eliminando así los costos de pruebas NDT (Non Destructive Test).
- Reducción en la manipulación de tuberías, aumentando la seguridad en la locación del pozo para los operarios en el piso de perforación.
- Se requieren equipos de perforación con menor potencia, los cuales utilizan menos combustible, operan en locaciones de menor área superficial y pueden ser transportados de forma más rápida y fácil comparado con los equipos de perforación convencionales los cuales tienen un mayor tamaño.

2.2.2.2 Desventajas. Como cualquier otra técnica de perforación, sea convencional o no, las operaciones de perforación con revestimiento poseen algunas desventajas que se traducen en posibles restricciones para los operarios a la hora de llevar a cabo maniobras de perforación. Dentro de estas desventajas se pueden señalar las siguientes:

- No es viable para la perforación de formaciones muy duras (mayores que 25 kpsi UCS).

- Las conexiones del revestimiento no son diseñadas para soportar altos torques y cargas compresivas en un ambiente de torsión, es por ello que a la hora de perforar mediante esta técnica, se deben usar bajos torques y pesos sobre la broca, procurando reducir al mínimo la torsión.
- La imposibilidad de tomar registros en hoyo abierto con herramientas convencionales debido a que desde que se inicia la perforación, el pozo queda revestido.
- En formaciones abrasivas que pueden generar fatiga del revestimiento si este no es debidamente protegido con bandas de desgaste y centralizadores hard facing.
- Existen limitaciones en el máximo ángulo de inclinación (DLS) de los pozos durante la operación según el tamaño del revestimiento, esto puede variar entre 2-12 deg.
- Durante las operaciones de perforación que emplean el revestimiento como sarta, al presentarse una pega de tubería, el revestimiento no posee la capacidad de soportar cargas por compresión y tensión, por lo tanto cuando se presenta este tipo de problema operacional se requiere realizar un sidetrack para continuar la perforación de la sección.

2.2.3 Sistemas de perforación con tubería de revestimiento (Casing while Drilling). Según Van Balen, la tecnología de perforación con revestimiento Casing Drilling™ puede ser dividida en cinco niveles, de acuerdo con el grado de complejidad que presente el diseño del pozo y la sección que se busca perforar.

- **Nivel 1 (Casing Running/Reaming):** Aplicable en pozos ya perforados. Permite bajar el revestimiento aplicando rotación y circulación (Zapata rimadora opcional).
- **Nivel 2 (Casing Drilling™ no recuperable):** Su principal uso es perforar pozos verticales o tangenciales en una sola corrida, sin la necesidad de tener control direccional sobre el mismo. Utiliza un ensamblaje de fondo no recuperable compuesto por una broca perforable en fondo. Schlumberger ha desarrollado este servicio bajo la patente Direct XCD.
- **Nivel 3 (Casing Drilling™ recuperable):** También conocido como técnica de perforación direccional con revestimiento; es aplicable en pozos verticales y direccionales. Tiene la capacidad de recuperar el ensamblaje de fondo sin necesidad de sacar el revestimiento hasta superficie. Schlumberger ha desarrollado este servicio bajo la patente TDDirect CD.

- **Nivel 4 (Liner Drilling™ recuperable):** Es utilizado como servicio para la perforación de los intervalos de producción. Consiste en un colgador de Liner de múltiples asentamientos, el cual posee un ensamblaje de fondo recuperable.
- **Nivel 5 (CD-PDRO):** Consiste en un prototipo que actualmente se encuentra en fase de estudio. Este nuevo sistema permitiría emplear el concepto de bombeo inverso para la recuperación del ensamblaje de fondo.

En la **Figura 6** se observan los diferentes niveles usados en la perforación de pozos empleando la tecnología de perforación con revestimiento de Schlumberger, cada una implementada según los parámetros del diseño de los pozos.

Figura 6. Niveles Casing Drilling™ de Schlumberger

1	2	3	4	5
Casing Running / Reaming	Non-Retrievable CASING DRILLING™	Retrievable CASING DRILLING™	Retrievable Liner Drilling™	CD-PDRO
Circular, Rotar y Redprocar	Perforando Pozos Verticales con Broca Perforable	Perforación de Pozo Direccional con BHA Navegable	Recuperación y Multi-Sección con BHA Navegable	Bombeo Inverso para Recuperación
				

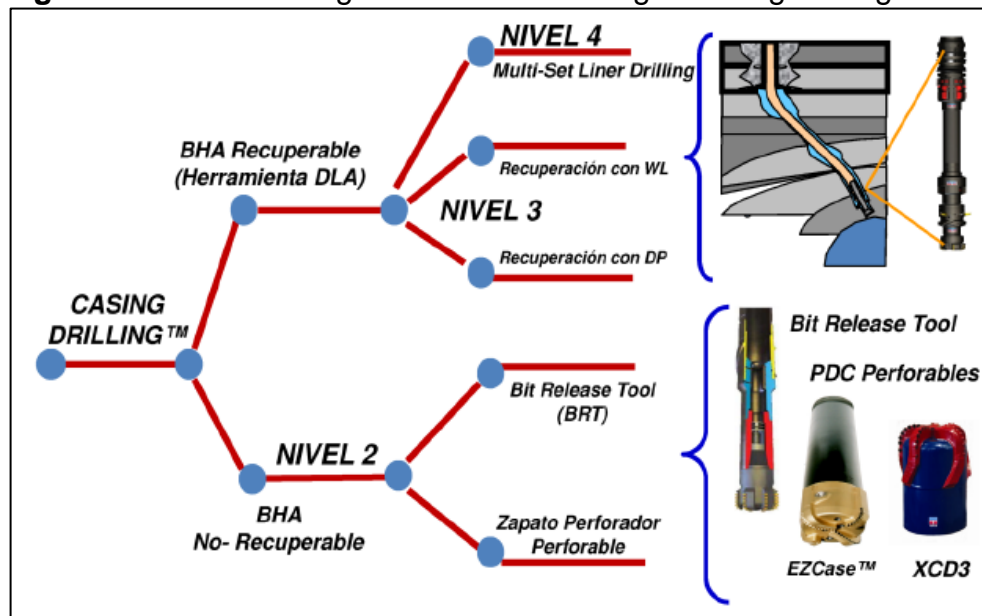
Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™. Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

Como se puede observar en la clasificación hecha anteriormente, la tecnología Casing Drilling™ utiliza básicamente dos métodos de operación, un método

recuperable y otro no recuperable. El primero de ellos consiste en el sistema de perforación direccional con revestimiento, el cual tiene la capacidad de llevar a cabo operaciones direccionales mediante la implementación de un ensamblaje de fondo recuperable el cual es ajustado dentro del revestimiento, el segundo de ellos consiste en un sistema de rotación del revestimiento desde superficie al cual es adaptado una zapata perforable.

En la **Figura 7** se observan los métodos básicos empleados por la tecnología Casing Drilling™ para cada nivel.

Figura 7. Clasificación general de la tecnología Casing Drilling™.



Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™. Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

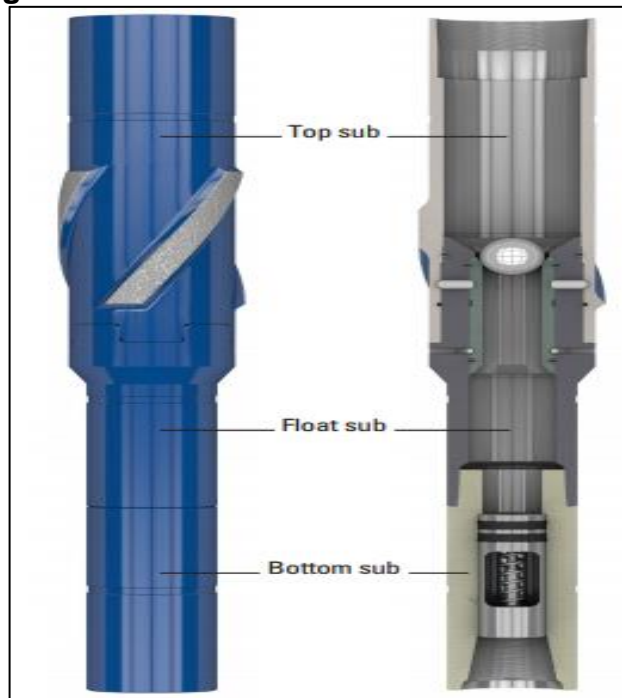
2.2.3.1 Sistema no recuperable. Este método es más simple que el sistema recuperable y se emplea con mayor regularidad. Emplea un arreglo fijo (sin tener la capacidad de recuperarlo) compuesto por una broca conectada directamente a la tubería de revestimiento. Existen dos tipos de broca adaptables a este sistema, una consiste en una broca convencional y la otra en una broca perforable o Drill Shoe.

- **Sistema no recuperable con broca convencional:** Cuando se implementa una broca convencional en un sistema no recuperable Casing Drilling™, la broca permanece unida a la tubería de revestimiento hasta el final de la operación y es posible cementarse en su lugar o soltarla para dejar que caiga al fondo del pozo, es por ello que recibe el nombre de broca de sacrificio. Este método es utilizado exclusivamente cuando se desea operar en zonas

productoras en las que sacrificar la broca no implica un riesgo para la operación ya que se ha alcanzado la profundidad deseada.

“El ensamblaje de fondo utilizado en este método está diseñado con una herramienta llamada BRT por sus siglas en inglés *Bit Release Tool*, o herramienta de liberación de la broca, que se conecta directamente en la parte inferior del revestimiento y cuando se alcanza la profundidad deseada libera la broca por medio del uso de presión”²⁰. Esta herramienta también posee las funciones básicas de un crossover, estabilizador y unión espaciadora. En la **Figura 8** muestra la herramienta para la liberación de la broca *Bit Release Tool* diseñado por Schlumberger.

Figura 8. Bit Release Tool



Fuente: Bit release tool [en línea]. Schlumberger, 2013 [consultado 18 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: http://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/drilling_applications/tddirect_cd_bit_release_tool.pdf.

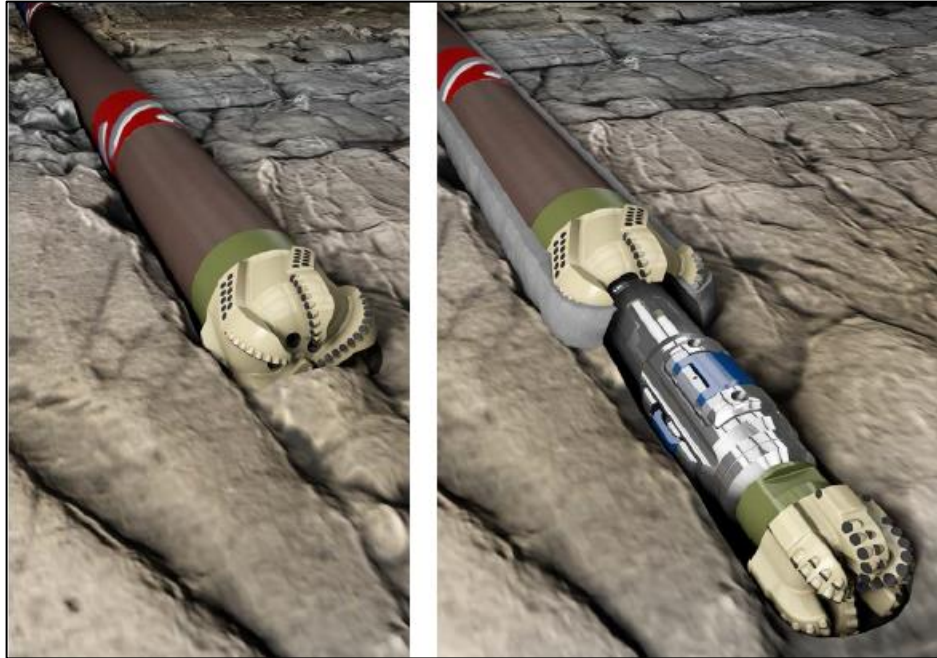
²⁰ BRAVO PABON, Andrés Felipe y SANCHEZ MONTAÑO, Juan Carlos. Evaluación técnica de la implementación de las tecnologías Casing Drilling y Casing Running con el revestimiento convencional en los bloques Llanos 32, Llanos 18 y Bloque de La Punta, de la Cuenca de los Llanos Orientales. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos, Bogotá D.C: Fundación Universidad de América, 2009. p. 59.

Una vez alcanzada la profundidad total, una opción es desenganchar la broca de sacrificio por medio de una bola que cae a través del BRT y la golpea y esta cae al fondo del pozo. Para realizar la operación de cementación se utiliza una válvula flotante de cementación, la cual es operada con cable y que es asentada en la punta inferior de la tubería de revestimiento. Dicha válvula permite el bombeo de cemento hacia el anular del pozo e impide su contraflujo hacia el interior de la tubería de revestimiento.

- **Sistema no recuperable con broca perforable:** Las brocas perforables utilizadas para la perforación con revestimiento son de igual forma adaptadas a la tubería de revestimiento estándar y poseen una estructura de corte externa que permite perforar pozos verticales y tangenciales hasta la profundidad total en una sola carrera.

La broca de aleación perforable diseñada por la compañía Schlumberger (patentada bajo el nombre Direct XCD) consiste en una broca de PDC de mayor tamaño, la cual posee a estructura de corte compuesta por cortadores PDC de 13, 16 o 19 mm. Su configuración básica consiste en dos partes, una es el material del sustituto de conexión que está compuesto por acero y la otra es el cuerpo de la broca que posee una aleación de cobre y bronce. Es precisamente esta aleación especial la que le permite a la broca Direct XCD ser perforada internamente con cualquier otra broca PDC convencional; después de perforar hasta la TD, la broca perforable actúa como zapato para el revestimiento y es cementada en su lugar. Una vez perforada la broca, la broca PDC que realizó el rebaje tiene la capacidad de continuar con la perforación del siguiente intervalo, eliminando la necesidad de realizar un viaje más para ejecutar el drill out. La **Figura 9** muestra el funcionamiento de la broca perforable (izquierda) y el drill out a través de su configuración interna (derecha).

Figura 9. Funcionamiento básico de una broca perforable



Fuente: TDDirect [en línea]: Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner. Schlumberger, 2013 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: https://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/drilling_applications/tddirect_br_esp.pdf

La **Figura 10** muestra algunas características de la broca perforable desarrollada por Schlumberger para la perforación con revestimiento.

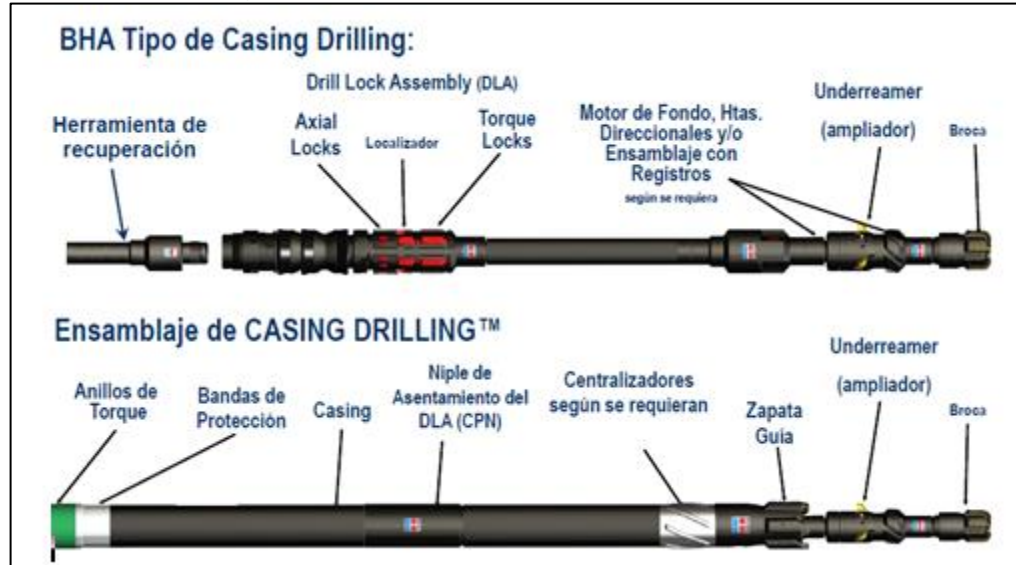
Figura 10. Características básicas de una broca perforable



Fuente: TDDirect [en línea]: Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner. Schlumberger, 2013 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: https://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/drilling_applications/tddirect_br_esp.pdf

2.2.3.2 Sistema recuperable. Este método permite recuperar o cambiar la broca y el ensamblaje de fondo sin necesidad de sacar la tubería de revestimiento del pozo. Emplea un ensamblaje de fondo convencional de perforación, el cual se encuentra anclado a la primera junta del revestimiento y permite al operario realizar trabajos como direccionar el pozo, tomar registros en tiempo real, corazonamientos, entre otros. La configuración básica del sistema recuperable está compuesto por dos ensambles principales, uno interno que posee el sistema de recuperación, sistema de anclaje y accesorios para la correcta conducción del ensamblaje a través del pozo y otro externo que posee una configuración especial de accesorios para brindar estabilidad al revestimiento. (Ver **Figura 11**)

Figura 11. Configuración básica ensamble de fondo recuperable.

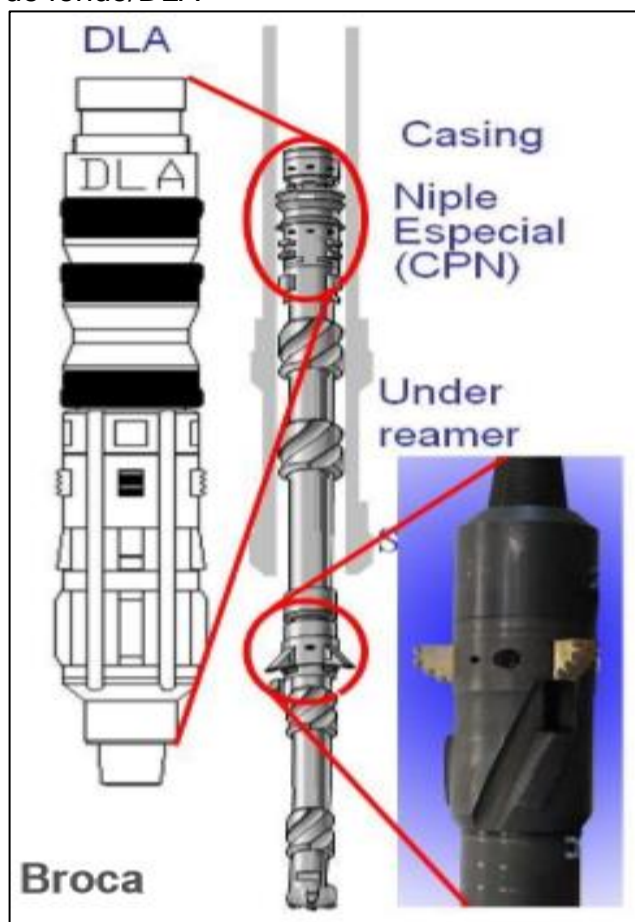


Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™: Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

Bajado inicialmente empleando cable o tubería de perforación, el ensamble de fondo recuperable funciona como cualquier BHA convencional; incluye una broca pequeña conocida como broca piloto, la cual perfora un pozo guía de menor diámetro, un amplificador con cortadores PDC expandibles y retractiles ensancha el pozo inicialmente perforado por la broca piloto para crear el espacio suficiente que necesita el pozo para aceptar el diámetro completo del revestimiento que está siendo utilizado. Otro de los componentes que encontramos en este tipo de ensamble son algunos estabilizadores situados entre la broca piloto y los rimadores, los cuales mantienen la inclinación deseada mientras se direcciona el pozo. Otros estabilizadores son instalados en una sección superior dentro del revestimiento con el fin de reducir las vibraciones del ensamble de fondo y proteger el drill lock assembly (DLA), mecanismo encargado de proveer conexión axial y torsional al revestimiento, anclándolo al mismo.

El DLA es bajado con cable y asentado en un niple especial (Casing profile nipple o CPN) cerca de la parte inferior del revestimiento. Debido a que el ensamble de fondo es posicionado en la primera junta del revestimiento, todos los componentes que se encuentran por debajo del primer estabilizador, se extienden hacia el pozo descubierto por debajo de la tubería de revestimiento. El fluido de perforación es circulado por el interior del revestimiento y retorna a través del anular. La **Figura 12** muestra el sistema de anclaje del ensamble de fondo al revestimiento utilizando el mecanismo DLA/CPN.

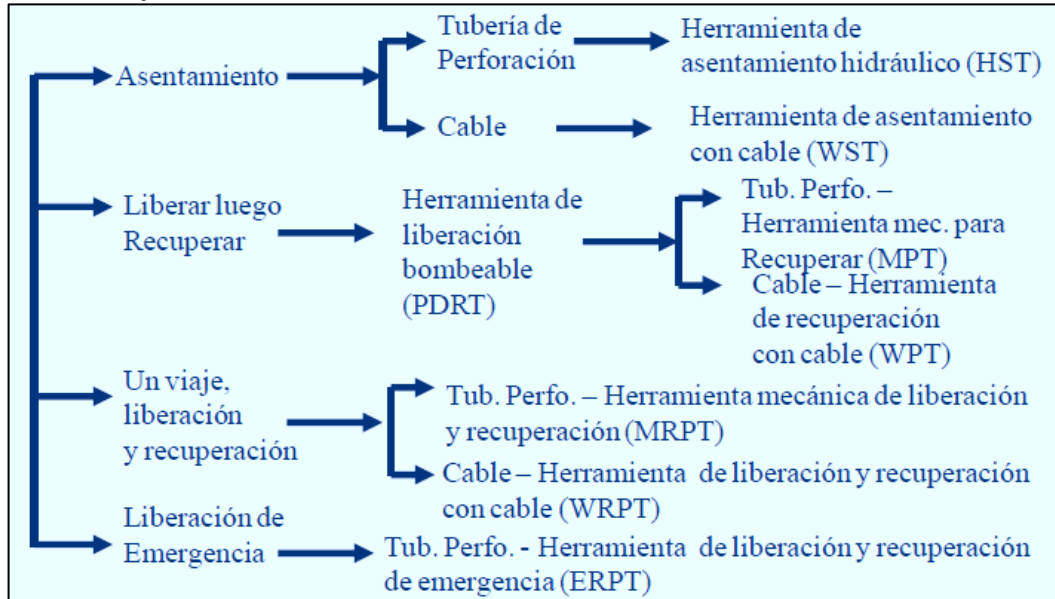
Figura 12. Sistema de anclaje ensamblaje de fondo/DLA



Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™. Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

2.2.3.3 Herramientas de fondo para asentar y recuperar el ensamblaje de fondo. La **Figura 13** muestra un diagrama con los principales procedimientos de asentamiento y recuperación del DLA de Schlumberger. Una variedad de herramientas están disponibles para acomodarse a los eventos que se pudieran presentar durante la operación de Casing Drilling™.

Figura 13. Diagrama de proceso para el asentamiento y recuperación del ensamblaje de fondo



Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™: Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

- Hydraulic Setting Tool (HST):** Se utiliza para sentar el DLA dentro del CPN. El procedimiento de asentamiento con el HST es controlado con el manejo de presiones. Una vez el DLA ha sido asentado dentro del CPN y el operador ha confirmado la profundidad correcta, una esfera es circulada a través de la tubería de perforación y aterrizada sobre el HST. Un incremento de presión genera la fuerza suficiente para activar el mecanismo de asentamiento de HST. Esta fuerza, es luego transferida al *Setting Sleeve* del DLA para sentar el DLA en el CPN. Una vez el DLA es sentado en el CPN se debe aplicar una cantidad de presión pre-establecida la cual debe ser menor a la necesaria para desanclar el DLA y el CPN. Al aplicar esta presión los tornillos que sostienen el plug son cortados, el cual descende moviendo los seguros del HST, permitiendo que las grapas del HST se liberen del DLA. Luego el HST es llevado fuera del pozo con tubería de perforación. (Ver **Figura 14**)

Figura 14. Hydraulic Setting Tool (HST)



Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™: Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

- **Hydraulic Safety Release Tool (HSRT):** La herramienta (HSRT) es operada con una bola de acero que provee un proceso de liberación de emergencia para ser usado en el evento que sea necesario separar el ensamblaje de fondo del revestimiento durante operaciones de Casing Drilling™. El HSRT debe ser usado siempre que se trabaje con recuperación con tubería de perforación. (Ver **Figura 15**)

Figura 15. Hydraulic Safety Release Tool (HSRT)



Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™: Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

- **Mechanical Release Pulling Tool (MRPT):** El MRPT se usa para liberar y recuperar mecánicamente el ensamblaje de fondo desde el Casing Profile Nipple (CPN). El MRPT solo puede ser usado con tubería de perforación porque es necesario aplicar peso para liberar mecánicamente el Drill Lock Assembly (DLA) desde el CPN.

El *Grapple Cap* en el MRPT se desliza sobre las roscas del elemento pescante del DLA y empuja hacia abajo el "Lock Sleeve". En el indicador de peso se observa una caída tan pronto como el MRPT aterriza sobre el DLA. Una vez el MRPT ha aterrizado, la tubería de perforación es puesto en tensión con lo cual los Lock Dogs del DLA se contraen, liberando así el

DLA del CPN. De esta forma el ensamblaje MRPT/DLA/BHA es luego recuperado a superficie. (Ver **Figura 16**)

Figura 16. Mechanical Release Pulling Tool (MRPT)



Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™. Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

- **Pump Down Release Tool (PDRT):** El PDRT es lanzado desde la superficie utilizando una herramienta de despliegue hidráulico. Una vez se ubica dentro del revestimiento, el PDRT es bombeado hasta que se asegure al DLA. La presión aplicada inicia una serie de pasos rápidos que liberan el DLA del CPN. La ventaja principal del PDRT es que libera el DLA del CPN previamente a la recuperación. (Ver **Figura 17**)

Figura 17. Pump Down Release Tool (PDRT)



Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™. Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

2.2.3.4 Método de asentamiento y recuperación del ensamblaje de fondo.

El procedimiento que se describirá a continuación es la operación típica de asentamiento, liberación y recuperación del ensamblaje de fondo empleando las herramientas descritas anteriormente.

Para iniciar el asentamiento del ensamblaje, este se encuentra conectado en su parte superior con el DLA y a HST, los cuales son bajados a través del

revestimiento mediante una tubería de perforación. El conjunto HST/DLA/BHA continua descendiendo en el interior del revestimiento hasta llegar a la zona donde se encuentra el CPN, allí los stop dogs del DLA hacen contacto con la guía del CPN descargando el DLA/BHA e impidiendo que este pase a través del CPN. Posteriormente se activan los axial locks anclando el DLA/BHA al CPN. Luego de verificar que el DLA/BHA se encuentran anclados al CPN, se procede a liberar y sacar a superficie con tubería de perforación el HST. Una vez realizada la operación de perforación con revestimiento, se baja un conjunto MRPT/HSRT con tubería de perforación que se ancla nuevamente al DLA/BHA para recuperarlo y posteriormente sacarlo a superficie. En la **Figura 18** se muestra el resumen de la operación de asentamiento y recuperación de un ensamble de fondo recuperable.

Figura 18. Procedimiento para el asentamiento y recuperación de un ensamble de fondo recuperable



Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™: Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

2.2.4 Perforación direccional con revestimiento. Esta tecnología constituye una alternativa práctica para la perforación de pozos direccionales mientras simultáneamente se reviste el pozo. Esto asegura que el revestimiento pueda ser corrido hasta la profundidad total y capte muchos de los ahorros que han sido probados en la aplicación de técnicas para la perforación con revestimiento de pozos verticales.

El control direccional puede ser suministrado al ensamblaje recuperable a través de la adaptación de motores de desplazamiento positivo (PDM) y sistemas rotativos direccionales (RSS), siendo estos últimos las herramientas más efectivas para la construcción de ángulo.

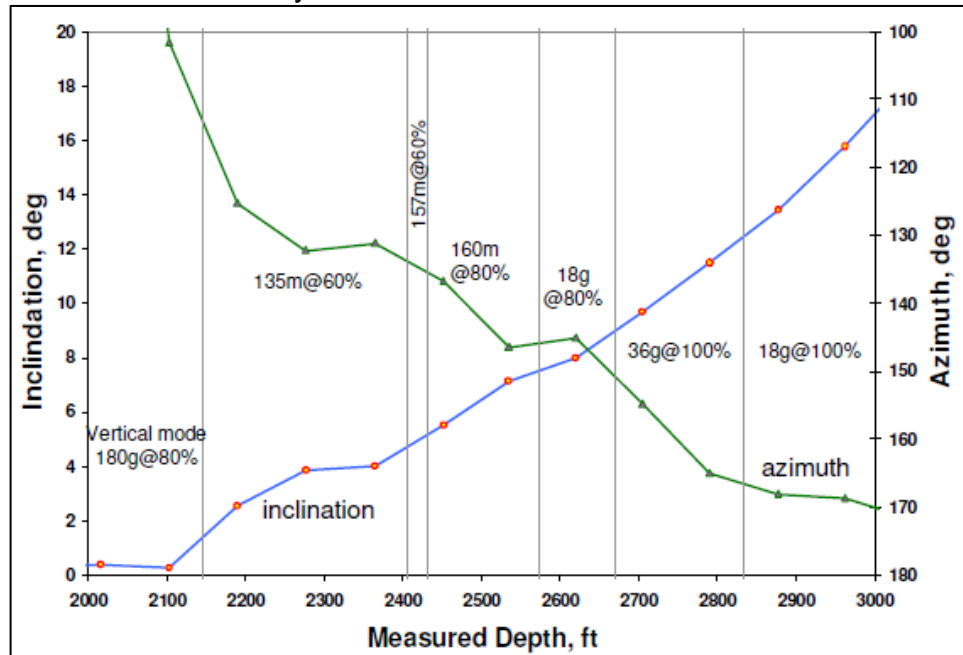
2.2.4.1 Perforación direccional con revestimiento implementado un sistema rotativo direccional. En muchas ocasiones, la perforación con revestimiento es mucho más eficiente cuando no se implementa un motor PDM convencional para controlar la trayectoria de un pozo. La tasa de penetración generalmente decrece cuando se utilizan estos motores y el desgaste de las herramientas en fondo a menudo incrementa significativamente. Esta observación conlleva a sugerir la utilización de sistemas rotativos direccionales (RSS), los cuales han demostrado ser bastante atractivos para las aplicaciones de perforación con revestimiento.

El RSS es situado generalmente debajo del ensanchador, lo cual permite obtener un ensamblaje ideal para tener total control direccional en la operación. Además de eliminar todos los problemas potenciales asociados a la utilización de un motor convencional, permite perforar un pozo más calibrado en sus paredes, reduciendo problemas de torque y deslizamiento. Los sistemas rotativos direccionales se encuentran disponibles para poder usarlos con revestimientos de 7 in o más grandes, aunque algunas ocasiones representan un obstáculo económico para las compañías.

2.2.4.2 Operación direccional con RSS. El sistema rotativo direccional es controlado por una serie de “downlinks” en la herramienta. Estos downlinks consisten en un toolface y un power setting. El toolface se basa generalmente en el principio de una brújula magnética, así, un pozo que este construyendo ángulo en dirección al este usaría un toolface magnético de 90°. Una vez inicia el direccionamiento del pozo, el toolface se activa en modo gravedad en donde 0° es señalado hacia arriba mientras 90° es 100% hacia la derecha. El power setting del sistema rotativo direccional es expresado en términos de porcentaje de tiempo que la herramienta está empujando, referido como un ciclo de trabajo. Así un downlink de 135°m @ 60% significa que el RSS está construyendo ángulo en dirección de 135° (sureste) 60% del tiempo (en el otro 40% la herramienta esta funcionando en modo neutral). Un downlink de 18°g @ 80% significa que la herramienta está en su mayoría construyendo ángulo pero volteando ligeramente a la derecha el 80% del tiempo.

El desempeño de un RSS es medido a partir de surveys, los cuales son tomados por la herramienta MWD. El sistema rotativo direccional generalmente mide su desempeño direccional relacionando causa-efecto entre los downlinks y los surveys. La **Gráfica 2** relaciona inclinación, azimut y profundidad medida, señalando el comportamiento típico de una operación direccional durante la perforación de un pozo empleando un sistema rotativo direccional.

Gráfica 2. Ejemplo de un survey resultante de una operación direccional con RSS y herramienta MWD



Fuente: Casing Directional Drilling using a rotary steerable system [en línea]. Amsterdam: SPE International, 2005 [consultado 14 de Agosto de 2015]. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org>.

El sistema rotativo direccional permite un mejor desempeño de las operaciones de perforación direccional con revestimiento en pozos de bajo tamaño, en donde utilizar un motor PDM es menos efectivo. Algunos parámetros deben ser evaluados dentro del diseño del ensamblaje de fondo para estas secciones teniendo en cuenta que un pozo perforado direccionalmente con el revestimiento posee dos tamaños de pozo, un pozo piloto más pequeño y el pozo ensanchado y revestido.

Las brocas a utilizar también deben ser compatibles con el RSS. Estas brocas se seleccionan por la habilidad de sus cortadores y su estabilidad para reducir vibraciones. La implementación de herramientas como LWD para la evaluación de las formaciones y otras, adiciona más peso y longitud al ensamblaje de fondo, lo cual debe ser balanceado antes de bajar el arreglo al pozo. Este balance debe

realizarse teniendo en cuenta la carga que puede soportar el cable o tubo que recuperará el ensamblaje.

A pesar de que el sistema tiene una gran cantidad de ventajas y que beneficia de muchas maneras la operación, algunos problemas como pegadas de tubería y dificultad en la limpieza del pozo siguen siendo inherentes a las operaciones direccionales, independientemente de la tecnología que se utilice. Es por ello que se debe tener especial cuidado para evitar largos periodos de tiempo en donde el revestimiento y/o el ensamblaje de fondo este estacionado sin flujo. La centralización correcta del revestimiento tendrá un gran papel en la limpieza eficiente del pozo, vibraciones de la sarta e incidentes por pegadas de tubería.

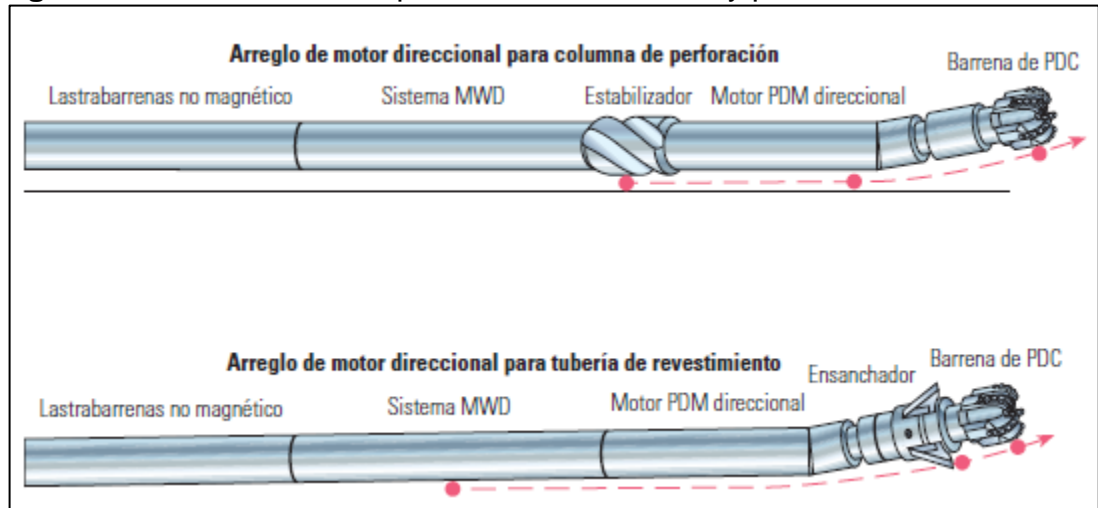
2.2.4.3 Consideraciones para la aplicación de un RSS en las operaciones de perforación direccional con revestimiento. Se deben tener en cuenta dos consideraciones especiales cuando se desea adaptar un sistema rotativo direccional (RSS) a una operación de perforación direccional con revestimiento: la geometría requerida del ensamblaje para lograr una curvatura específica diferente a la resultante en los métodos de perforación convencional y los criterios para la selección adecuada del motor, el cual debe ser compatible con los requerimientos la operación.

- **Geometría del ensamblaje:** La respuesta direccional que presenta un RSS adaptado a un proceso convencional es principalmente determinado por el ángulo de curvatura del motor, el tamaño del motor comparado con el diámetro del pozo, las características de la broca y la localización de los estabilizadores por encima del motor. Estos mismos factores son los que determinarán la respuesta direccional mientras se perfora con el revestimiento, pero las opciones para modificar dichos factores son más limitadas.

La **Figura 19** muestra una comparación entre la geometría típica de un ensamblaje direccional convencional y la geometría del ensamblaje direccional para la perforación con revestimiento. Un ensamblaje de fondo convencional, la geometría para la construcción de ángulo se encuentra definido por tres puntos característicos: la broca, un patín del estabilizador en la cubierta del motor y un estabilizador situado por encima del motor. Los dos puntos superiores no son cortantes, de modo que la rigidez del ensamblaje y su geometría obligan a la broca a realizar cortes a lo largo de un trayecto circular. Para la operación de perforación direccional con revestimiento, también tres puntos definirán la tasa de construcción de ángulo del motor, pero estos puntos no se encuentran igual de definidos a los anteriores y la modificación de su posición es más compleja. Igual que en el ensamblaje convencional, el primer punto es la broca, pero el segundo punto ya no se encontrara ubicado en la cubierta del motor. Debido a que se debe utilizar un motor más pequeño que el pozo para pasar a través de la tubería de revestimiento en un arreglo recuperable, la cubierta del motor por lo general no entrara en contacto con las paredes del pozo. En cambio, se

ubica un estabilizador rotativo no cortante por debajo de los patines de las aletas del ensanchador y este funcionará como segundo punto de control. Ha de tenerse en cuenta que el control direccional de la herramienta puede verse afectado si se aleja demasiado la broca del punto de control superior.

Figura 19. Geometría de la perforación direccional y puntos de control



Fuente: Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento [en línea]. Schlumberger, 2005 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en Internet:

https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf.

Altas tasas de construcción de ángulo son regularmente deseadas en tamaños pequeños de pozo en donde el control direccional es un poco más complicado. Es mucho más fácil construir inclinación que tumbarla con motores pequeños y ensamblajes MWD. Posicionar un estabilizador expansible o de un ensanchador con patines de estabilizador no cortantes por encima del motor reduce las tasa de incremento de la rotación y provee la capacidad de tumbar el ángulo de inclinación por deslizamiento, permitiendo tener un mayor control direccional sobre el ensamblaje pero haciéndolo un poco más complejo. Además, a pesar de que existen comercialmente estabilizadores expandibles disponibles, la mayoría no ofrecen los rangos de diámetros requeridos para utilizar en aplicaciones de perforación direccional con revestimiento. Un camino conveniente para proveer un estabilizador expandible con el adecuado rango es correr un segundo ensanchador encima del motor con brazos estabilizados en lugar de cortadores.

- **Selección del motor.** La inadecuada selección del motor puede ser un factor preponderante para medir la ineficiencia de una operación de perforación direccional. La sarta de perforación tiende a estirarse cuando el esfuerzo de torsión de un motor PDM alcanza niveles más altos y la presión de circulación

aumenta. Debido a que la broca se encuentra sobre el fondo y el revestimiento no puede desplazarse hacia abajo, tanto el peso sobre la broca (WOB) como el esfuerzo de torsión del motor rotacional requerido aumentan, incrementando en mayor grado la presión de circulación.

Este efecto es de carácter cíclico y provocan que el motor reduzca su velocidad y se detenga o atasque; este problema se ve agravado con el revestimiento, el cual tiende a alargarse más bajo presión interna que la columna de perforación convencional. En pozos más profundos y bajo condiciones de alta fricción del pozo, el incremento del peso sobre la broca es difícil de detectar en superficie, como consecuencia es posible que un motor PDM se atasque antes de que los perforadores puedan adoptar medidas correctivas.

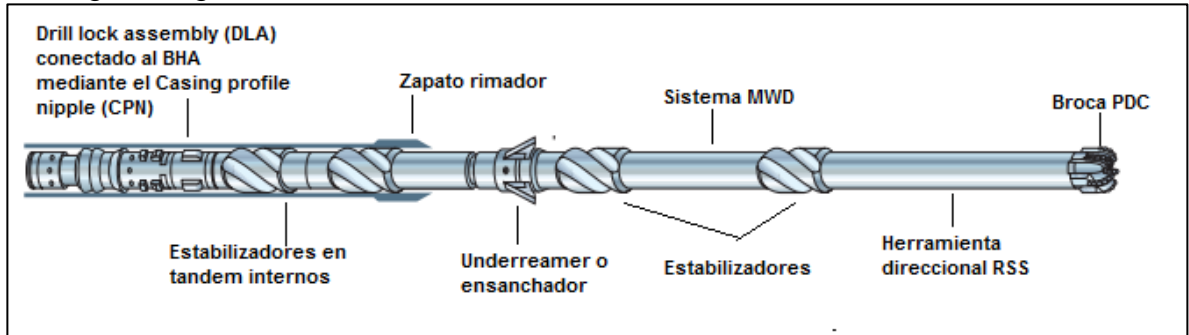
La selección de un motor particular para las operaciones de perforación direccional con revestimiento es más crítico que para las operaciones de perforación convencional. Motores de baja velocidad, los cuales tienen una respuesta de presión menos agresiva con un aumento en el torque, son más fáciles de operar en este tipo de aplicaciones; sin embargo, sigue siendo recomendable usar un motor especialmente diseñado para la operación de perforación direccional con revestimiento que cumpla con todos los requerimientos para asegurar su máxima eficiencia durante el proceso.

2.3 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS UTILIZADAS PARA LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON REVESTIMIENTO

El método de perforación direccional con revestimiento requiere el uso de un ensamblaje de fondo recuperable y multiasentable que permita recuperar las costosas herramientas direccionales, reemplazar equipos averiados antes de alcanzar el punto de asentamiento del revestimiento y que proporcione acceso rápido y efectivo a las formaciones debajo del zapato del revestimiento. Este sistema ha sido desarrollado por Tesco y Schlumberger bajo su patente TDDirect CD (Nivel III).

Cuando se requiere este tipo de ensamblaje de fondo para realizar operaciones de perforación direccional con revestimiento, la tecnología TDDirect CD ha sido diseñada para ser compatible con herramientas direccionales como motores de desplazamiento positivo (PDM) y sistemas rotativos direccionales (RSS). Algunos otros componentes como barras de perforación, herramientas M/LWD, pueden ser incluidos en la configuración básica del ensamblaje de fondo, según sean los requerimientos de la operación. La **Figura 20** muestra un ensamblaje de fondo recuperable utilizado para las operaciones de perforación direccional con revestimiento.

Figura 20. Esquema típico de un ensamblaje de fondo recuperable utilizado en Casing Drilling™ Nivel III



Fuente: Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento [en línea]. Schlumberger, 2005 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en Internet:

https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf. Modificado por los autores.

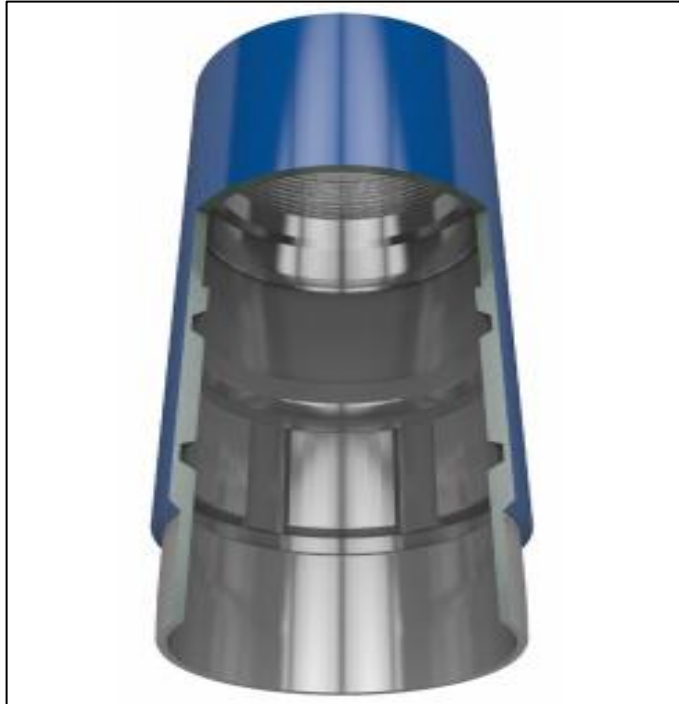
En cualquier instante de la operación de perforación, el ensamblaje de fondo completo puede ser recuperado a través del diámetro interno de la tubería de revestimiento. Una vez recuperado en BHA mediante cable o tubería de perforación, se utiliza una herramienta de circulación de la tubería de revestimiento para asegurar la integridad de presión en el revestimiento y el pozo.

2.3.1 Componentes de un sistema recuperable para la perforación direccional con revestimiento. El sistema recuperable para la perforación direccional con revestimiento incluye una amplia diversidad de herramientas y accesorios, lo que le permite tener una extensa gama de aplicaciones y llevarlas a cabo de manera eficiente. Esta capacidad de perforación eficiente, sumada al conocimiento de los operarios que manejan actualmente dicha tecnología, coloca cualquier escenario de perforación a su alcance de modo tal que los objetivos de perforación sean alcanzados.

Los principales componentes de un ensamblaje de fondo recuperable para la perforación direccional con revestimiento son enlistados a continuación:

2.3.1.1 Casing Profile Nipple (CPN). El *Casing Profile Nipple* se instala en la parte inferior de la sarta de revestimiento proporcionando la interface de bloqueo entre el DLA y el revestimiento. Los *Axial Locks*, *Torque Dogs* y *Stop Dogs* del DLA se ubican exactamente con las ranuras internas del CPN y se bloquean en dicha posición. El CPN es fabricado dentro de un rango de peso y grado del revestimiento con el que se perforará. (Ver **Figura 21**)

Figura 21. Casing Profile Nipple



Fuente: Casing Profile Nipple [en línea]. Schlumberger, 2013 [consultado 20 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: http://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/drilling_applications/casing_profile_nipple_ps.pdf.

2.3.1.2 Drill Lock Assembly (DLA). La función principal del *Drill Lock Assembly* (DLA) es anclar directamente el ensamblaje de fondo al revestimiento. Este conjunto DLA/BHA puede ser recuperado usando cable o tubería de perforación.

Una vez conectados el DLA y el ensamblaje de fondo, el DLA es asegurado en el *Casing Profile Nipple* usando dos conjuntos de seguros (axiales y torsionales), permitiendo así rotar el ensamblaje de fondo usando el revestimiento. Mientras el revestimiento rota, el torque es transferido a través de los bloques de torque del DLA hacia el ensamblaje de fondo. Los seguros axiales permiten transmitir peso desde el revestimiento hacia a la broca piloto. El DLA también actúa como sello permitiendo al operador, transmitir el fluido directamente desde la sarta de revestimiento hasta el ensamblaje de fondo y la broca piloto. La **Figura 22** muestra la configuración general del *Drill Lock Assembly* y sus componentes.

Figura 22. Configuración general del Drill Lock Assembly



Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™: Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

El *Drill Lock Assembly* está conformado por los siguientes componentes:

- **Elementos de Bloqueo:** En el Bottom Sub del DLA se ubican las secciones de candados axiales, retenedores y de torque (*Axial Locks*, *Stop Dogs* y *Torque Dogs*). Los retenedores actúan como elementos de localización durante el asentamiento del ensamblaje de fondo en el CPN. Los de torque permiten transmitir el torque al ensamblaje de fondo por medio de la sarta de revestimiento. Los axiales permiten transmitir las cargas axiales (WOB) al ensamblaje de fondo.
- **Conexión inferior:** El *Bottom Sub* del DLA posee conexión pin que permite conectar el BHA.
- **Componentes para sello:** Los componentes de sello del DLA permiten bombear fluido a través del revestimiento y ser dirigido al DLA/BHA. Estos elementos de sello consisten en copas y *o-rings*. Todos los elementos de sello se mantienen en su lugar gracias al cono.

2.3.1.3 Ensanchadores (Underreamers). Su principal función es agrandar el diámetro del pozo que origino inicialmente una broca al tamaño deseable durante las operaciones de perforación. Para cumplir con su función posee cortadores expandibles y retractiles, los cuales están dispuestos de tal manera que el camino de corte (*pattern cut*) de formación de cada cortador sea diferente en cada brazo, generando una mayor eficiencia durante la perforación. El ensanchador utilizado por la compañía Schlumberger en las operaciones de perforación direccional con revestimiento es un ensanchador tipo 5c con cortadores PDC, el cual también es empleado durante las operaciones de perforación con liner. (Ver **Figura 23**)

Figura 23. Características de los ensanchadores



Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™: Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

Esta herramienta posee unas boquillas que se pueden configurar para permitir que cuando se alcance la velocidad de flujo deseada, se cree una presión diferencial continua que accione un pistón y mueva un mandril para que mecánicamente los cortadores se expandan y se mantengan en esa posición mientras se perfora.

2.3.1.4 Estabilizadores y centralizadores. Consisten en tramos cortos de tubería posicionados en el ensamblaje de fondo con el fin de mantenerlo centrado dentro del pozo y mantener el pozo con una trayectoria deseada. Cuando se realizan operaciones direccionales, si el ensamblaje está debidamente estabilizado, es posible aplicar el peso óptimo a la broca para que gire sobre su verdadero eje y perfore sin presenciar cambios súbitos de ángulo.

Los centralizadores utilizados por la tecnología TDDirect CD son hidroformados, los cuales proveen un posicionamiento central positivo para una correcta cementación. Estos centralizadores son colocados en el diámetro externo de la tubería de revestimiento para crear un punto muerto entre el revestimiento y las paredes del pozo. Su diseño helicoidal, además de mejorar la circulación del fluido de perforación a través del pozo y asegurar una limpieza del pozo superior, promueve el efecto de empañetamiento de cortes contra las paredes del pozo, el cual da estabilidad a sus paredes y promueve una cementación efectiva más adelante. (Ver **Figura 24**)

Figura 24. Estabilizadores y centralizadores

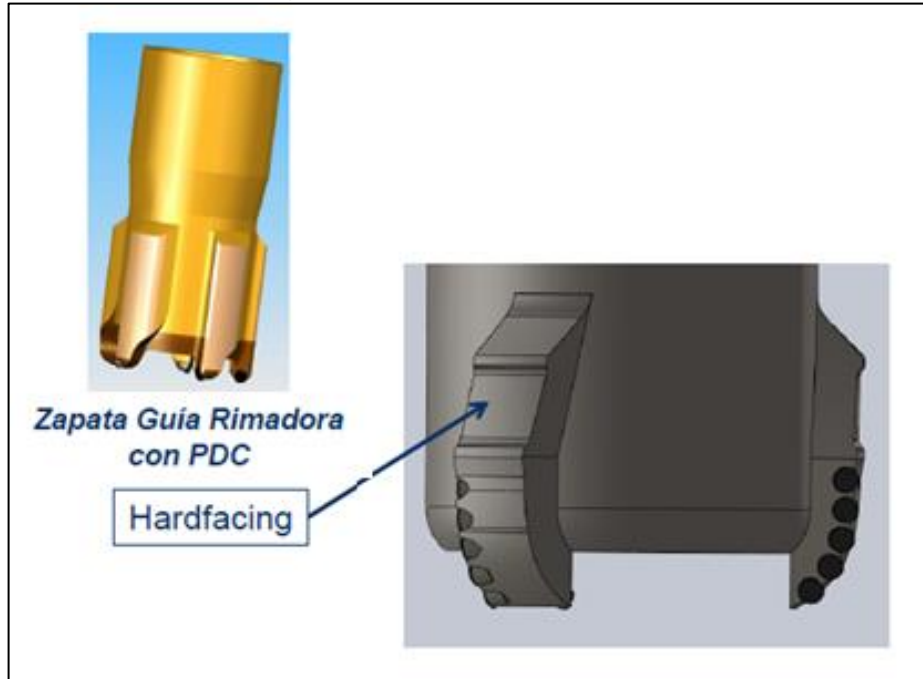


Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™. Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

2.3.1.5 Directional Guide Shoe (DGS). El DGS es una zapata guía localizada en la punta del revestimiento, la cual posee aletas con cortadores PDC, su interior es biselado para facilitar el paso de las herramientas y su perfil se acomoda bien para deslizar con las herramientas direccionales. Dentro de sus principales funciones esta guiar el revestimiento en el pozo abierto, rimar/calibrar el pozo y reforzar la punta del revestimiento facilitando el wash-over del ensamblaje de fondo cuando se requiera.

La zapata guía direccional empleada por la tecnología TDDirect CD permite la navegación el revestimiento a través de zonas problemáticas en el pozo, asegurándose de que alcance la profundidad total. (Ver **Figura 25**)

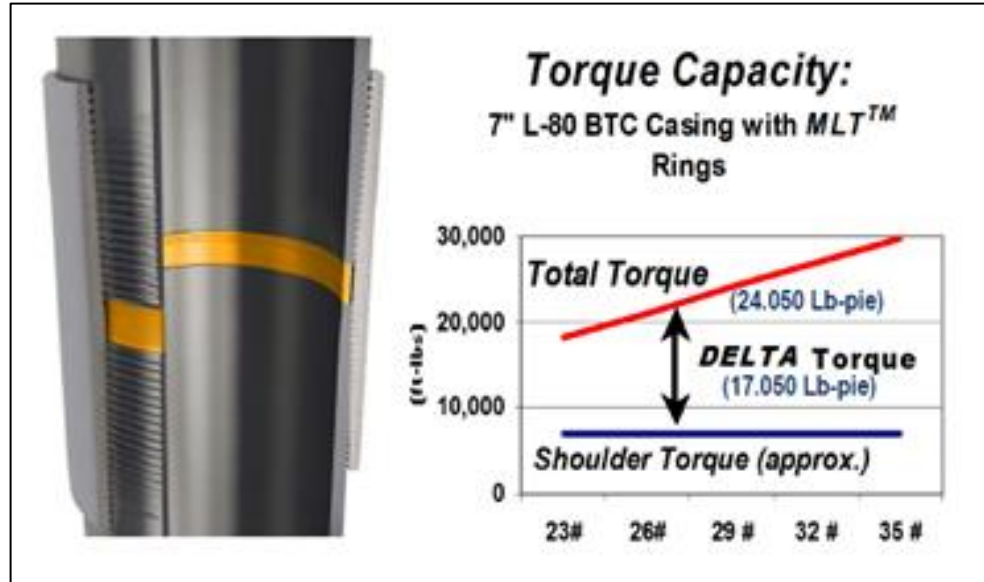
Figura 25. Zapata guía rimadora



Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™: Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador. Modificado por los autores.

2.3.1.6 Anillos de torque multi-lóbulo (MLT). Estos anillos proporcionan un hombro de torque a la rosca, lo cual permite incrementar la capacidad de torque al ser instalados en las conexiones estándar con roscas API BTC. El incremento de la capacidad de torque impide la sobrecarga de las roscas y acoples utilizados en las conexiones de las tuberías de revestimiento y de producción API en aplicaciones de perforación y reparación de pozos, lo cual reduce los costos de mantenimiento y reposición de las conexiones de los tubulares. (Ver **Figura 26**)

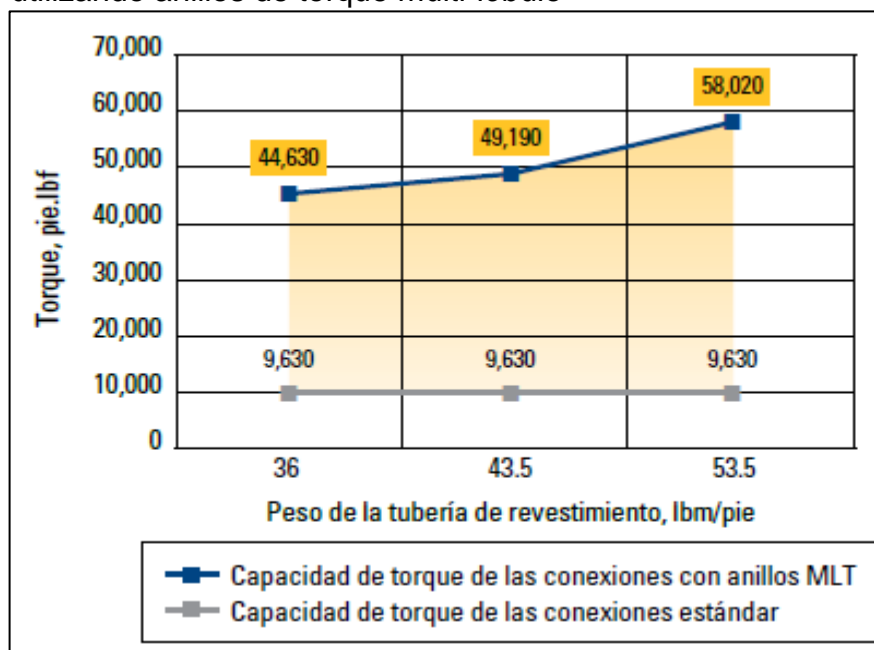
Figura 26. Anillos de torque multi-lóbulo



Fuente: TDDirect [en línea]: Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner. Schlumberger, 2013 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: https://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/drilling_applications/tddirect_br_esp.pdf. Modificado por los autores.

La **Grafica 3** relaciona la capacidad de torque de conexiones y peso de la tubería de revestimiento, los cuales son directamente proporcionales al implementar anillos de torque multi-lóbulo.

Gráfica 3. Relación del torque y el peso del revestimiento utilizando anillos de torque multi-lóbulo



Fuente: TDDirect [en línea]: Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner. Schlumberger, 2013 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: https://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/drilling_applications/tddirect_br_esp.pdf

2.3.1.7 Accesorios protectores de desgaste (Wear protection). Son accesorios utilizados con la finalidad de proteger contra el desgaste abrasivo durante la operación de perforación a los acoplamientos y el revestimiento. Existen dos tipos de protección:

- **Banda protectora (Wear Band):** Consiste en un anillo metálico con recubrimiento de carburo de tungsteno, el cual es instalado en la parte inferior del acoplamiento para proteger la integridad de la conexión.
- **Mangas protectoras (Wear Sleeve):** Consiste en un tubo de acero que se sobrepone a las juntas del revestimiento para protegerlas de cualquier daño que pueda surgir durante la operación de perforación.

La **Figura 27** muestra la configuración de los accesorios protectores de desgaste.

Figura 27. Accesorios protectores de desgaste



Fuente: ORTIZ, Álvaro. Workshop Casing Drilling™: Soluciones alternativas de perforación. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador. Modificado por los autores.

2.3.1.8 Broca piloto. Es una herramienta de corte ubicada en extremo inferior del ensamblaje de fondo la cual tiene la función de triturar las formaciones que atraviesa durante la operación y realizar un pozo guía de diámetro reducido que conduzca el resto del ensamblaje y el revestimiento a través de una trayectoria dada. Durante las operaciones de perforación direccional con revestimiento se utilizan los siguientes tipos de brocas:

- **Brocas policristalinas y de diamante (PDC):** Son brocas que tienen una vida útil más extensa ya que poseen cortadores de gran dureza y no poseen ni rodamientos ni partes móviles. Los diamantes policristalinos incrustados en la broca son montados en una matriz de tungsteno, dichos diamantes realizan el corte de la formación mientras el carburo de tungsteno los sostiene proveyéndoles de resistencia y rigidez. La acción cortante de los diamantes es de tipo fallamiento o pulverización, produciendo cortes mucho más finos que los producidos por una broca tricónica. A pesar de que su vida útil es más extensa, las tasas de penetración (ROP) son generalmente menores y tienen un alto costo por lo cual para justificar su utilización en una operación, la distancia a perforar debe ser mayor. (Ver **Figura 28**)

Figura 28. Broca PDC



Fuente: Genesis general- purpose PDC Bits [en línea]. Baker Hughes, 2016 [consultado 03 de Septiembre de 2015]. Disponible en internet: <http://www.bakerhughes.com/products-and-services/drilling/drill-bit-systems/pdc-bits/genesis-pdc-bits>.

- **Brocas tricónicas:** Su estructura básica se compone de 3 conos los cuales se van interfiriendo y luego limpiando entre sí, cada uno con filas de cortadores. Los conos pueden tener dientes tallados o incrustaciones de carburo de tungsteno, además, vienen diseñados en distintos tamaños y con distintos grados de dureza dependiendo las litologías previstas a perforar. (Ver **Figura 29**)

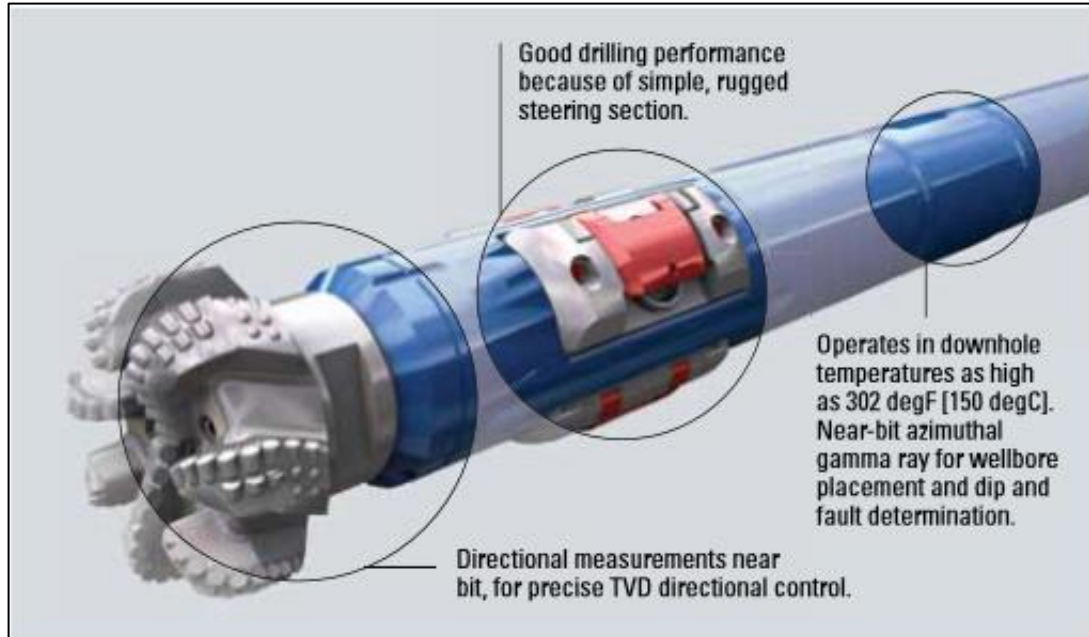
Figura 29. Broca tricónica



Fuente: Tricone roller cone drill bits [en línea]. Baker Hughes, 2016 [consultado 03 de Septiembre de 2015]. Disponible en internet: <http://www.bakerhughes.com/products-and-services/drilling/drill-bit-systems/tricone-roller-cone-drill-bits>.

2.3.1.9 Sistema rotativo direccional (RSS). Una herramienta diseñada para perforar en forma direccional con rotación continua desde la superficie, lo que elimina la necesidad de deslizar un motor direccional. Los sistemas rotativos direccionales son desplegados generalmente durante la perforación de pozos direccionales, horizontales, o de alcance extendido. Los sistemas rotativos direccionales de última generación poseen un grado de interacción mínima con el pozo, por lo que la calidad de éste se preserva. Los sistemas más avanzados ejercen una fuerza lateral consistente similar a los estabilizadores tradicionales que orientan la broca en la dirección deseada mientras rotan en forma continua con el mismo número de rotaciones por minuto que el revestimiento. En la **Figura 30** se muestra el Power Drive X6, herramienta direccional diseñada por Schlumberger que es implementada en las operaciones de perforación direccional con revestimiento.

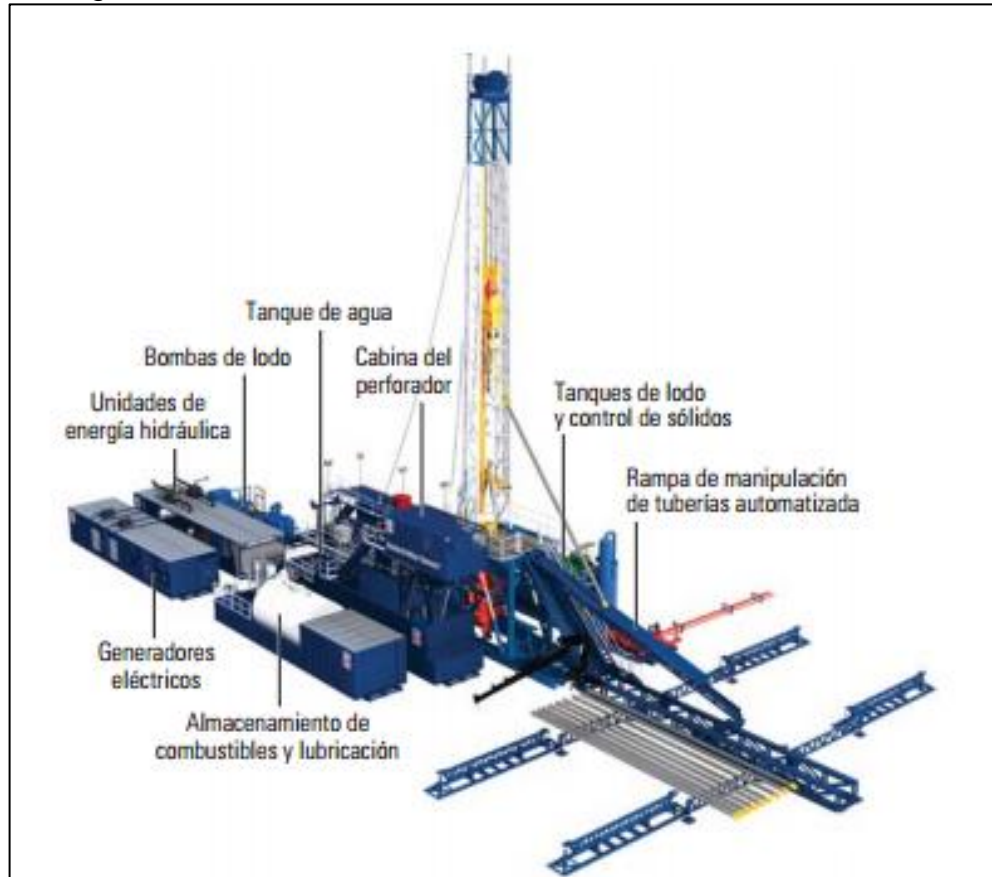
Figura 30. Power Drive X6



Fuente: PDX5 [en línea]. Schlumberger, 2016 [consultado 03 de Septiembre de 2015]. Disponible en internet: http://www.slb.com/~media/Files/drilling/case_studies/pdx5_statoil_northsea.pdf

2.3.2 Equipos de superficie. Los equipos de perforación en superficie desarrollados para la implementación de la tecnología Casing Drilling™ (ver **Figura 31**) fueron diseñados para su implementación en campos petroleros estándar, de modo tal que todo el equipo de perforación completo pueda ser trasladado en un número menor de cargas comparado con las requeridas para trasladar un equipo de perforación convencional, esta reducción en el número de cargas (de 10 cargas aproximadamente) efectuara una reducción en el tiempo promedio de traslado del equipo. Los nuevos equipos de perforación pueden ser transportados hacia los campos petroleros convencionales mediante camiones con malacate, eliminando la necesidad de implementar grúas. El tiempo estimado de transporte del equipo de perforación desde el momento en el que abandona la localización hasta su instalación y posterior utilización para perforar el siguiente pozo es de 12 horas promedio.

Figura 31. Taladro tipo utilizado para aplicar la tecnología Casing Drilling™.



Fuente: Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento [en línea]. Schlumberger, 2005 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf.

“Estas unidades compactas incluyen un sistema de impulsión superior que maneja las cargas más grandes de la torre de perforación y un sistema automatizado de manipulación de las tuberías en la rampa, que transfiere la tubería de revestimiento al piso del equipo de perforación. Además, ofrecen mayor eficiencia de combustible y requieren menos superficie en la localización del pozo”²¹. Gracias a la implementación del sistema automatizado para la manipulación de tuberías, es posible aumentar la seguridad en el piso de perforación tanto para la cuadrilla como para la misma operación, esto queda demostrado cuando actividades riesgosas como el trabajo en alturas es eliminado y el exceso de herramientas en el piso es controlado. Otras de las ventajas que ofrecen las

²¹ MORENO y BALLESTEROS, Op. cit. p. 96.

unidades compactas de perforación para trabajos de Casing Drilling™ son la reducción en el personal necesario para llevar a cabo la operación, causa menor fatiga física en los trabajadores debido a la automatización en la mayoría de sus procesos, menor ruido por motores Diesel, elimina los tanques de combustible y sustituye los elevadores tipo spider.

2.3.2.1 Top Drive. El sistema top drive puede referirse como una herramienta generalmente, pero para ser más concisos se debe definir como un motor (eléctrico o hidráulico) que se suspende en cualquier tipo de mástil de un equipo de perforación y que implementado en la tecnología Casing Drilling™, se encarga de reemplazar las funciones de la mesa rotaria, permitiendo hacer rotar la tubería de revestimiento y la broca. El top drive utiliza una cabeza de inyección propia, reemplazando la cabeza de inyección, vástago y mesa rotaria convencionales, además posee un sistema que permite el control remoto de sus funciones desde la consola del perforador.

Tesco es el líder mundial en la venta y renta de sistemas Top Drive. Actualmente poseen top drives con capacidades de 150 y 750 toneladas y entre 400 y 1,350 caballos de fuerza, esta gran variedad de equipos le permite a Tesco operar en casi cualquier campo petrolero del mundo. (Ver **Figura 32**)

Figura 32. Top Drive



Fuente: Technology adoption [en línea]. Drilling contractor, 2012 [consultado 06 de Septiembre de 2015]. Disponible en Internet: <http://www.drillingcontractor.org/technology-adoption-no-risk-means-no-gain-13073>

Algunos de los beneficios del sistema Top Drive son enlistados a continuación:

- Sustituye la mesa rotaria y el vástago (Kelly), haciendo rotar la tubería de revestimiento directamente.
- Su instalación es fácil y adaptable a cualquier tipo de torre de perforación, por lo general su instalación requiere de un solo día.
- Tiene la capacidad de dar el torque adecuado a las conexiones cuando estas son enroscadas.
- La operación de perforación se lleva a cabo por control remoto desde la cabina del perforador, lo cual reduce las labores manuales de los operarios en el piso de perforación y los riesgos asociados a estas.

- Posee la capacidad de tomar núcleos en intervalos de 90 pies sin necesidad de tener que realizar conexiones.
- Cuando se realizan operaciones direccionales, mantiene la orientación en intervalos de 90 pies, reduciendo el tiempo de supervisión y mejorando el control direccional.
- Mitiga el riesgo de aprisionamiento de la tubería ya que posee la habilidad de rotarla y circular el fluido de perforación al mismo tiempo.
- Es apto para cualquier tipo de operación de perforación (direccional, horizontal, bajo balance, onshore, offshore) y de acondicionamiento y control (control de pozo, pesca, entre otros). También es posible adaptarlo la tecnología Casing Drilling™

2.3.2.2 Casing Drive System (CDS). Es una herramientas de conexión rápida desarrollada requerida para hacer rotar la tubería de revestimiento en forma similar a como es rotada la tubería de perforación en un sistema convencional. El sistema CDS es operado por un sistema de control hidráulico el cual acelera el manipuleo del revestimiento y previene el daño de sus roscas, eliminando un ciclo de conexiones y desconexiones en las uniones de los tubulares. El Casing Drive System posibilita simultáneamente rotar, reciprocarse y circular la columna de revestimiento continuamente mientras se desciende al pozo. (Véase **Figura 33**)

Figura 33. Casing Drive System



Fuente: Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento [en línea]. Schlumberger, 2005 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf.

Dependiendo el tamaño de la tubería de revestimiento, un arreglo de cuñas asegura su exterior o interior al Top Drive sin conexiones roscadas. Un arreglo tipo cangrejo instalado internamente provee un sello de fluido en el interior del revestimiento.

El sistema CDS es operado por un sistema de impulsión superior (Top Drive), el cual se encuentra suspendido desde el aparejo de la torre de perforación, de manera que el mecanismo rotativo del Top Drive queda libre en sus totalidad para desplazarse en dirección ascendente y descendente. La combinación entre el Casing Drive System y el Top Drive no solo provee la capacidad de enroscar conexiones proporcionándoles el torque ideal, sino que también permite circular al mismo tiempo que se rota el revestimiento para asistir en la operación de entubación en el caso de encontrar obstáculos cuando se profundiza en el pozo. Su funcionamiento difiere completamente de los sistemas convencionales de perforación ya que permite que la perforación se lleve a cabo con tiros triples, en

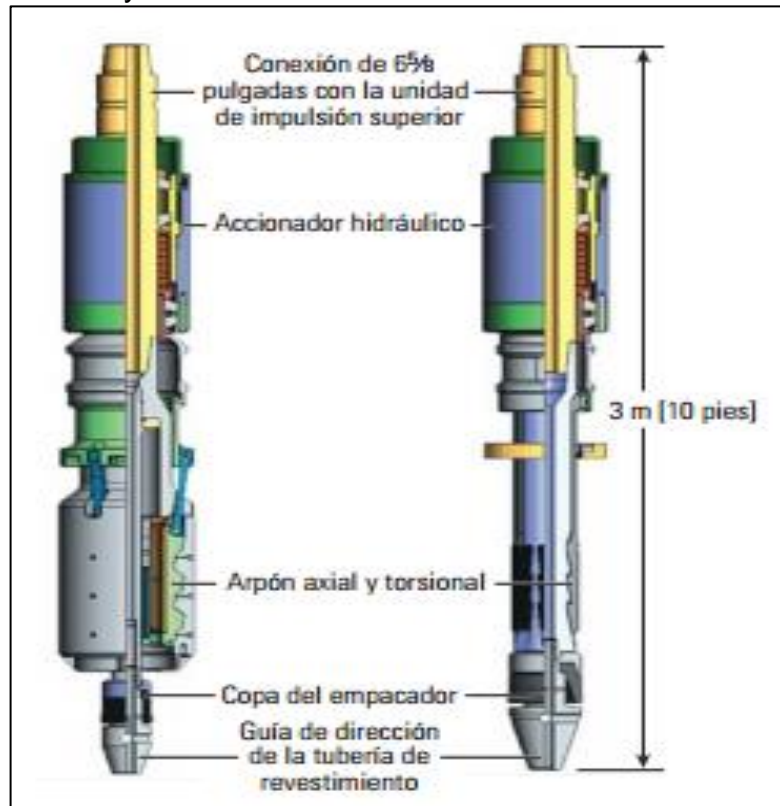
lugar de tiros simples de tuberías. Además permite que los perforadores conecten los sistemas de bombeo y el mecanismo de impulsión rotativo mientras se manipula la tubería de una manera rápida, minimizando la frecuencia de aparición de pegas de tubería.

Las peligrosas operaciones de instalación de cabezas de circulación, cuando la conexión del tubo queda en altura, o bien en las operaciones de desentubar el revestimiento y bajar con sondeo para limpiar el pozo y volver a entubar, son eliminadas con el uso del sistema CDS.

2.3.2.3 Funcionamiento del Casing Drive System. El Casing Drive System es instalado debajo del Top Drive (puede ser conectado a un top drive eléctrico e hidráulico) y se utiliza con un set integral de amelas y un elevador manual que permite levantar la tubería de revestimiento desde la puerta de la planchada y posicionarlo sobre el centro del pozo. Un sistema hidráulico de amelas es empleado para facilitar el posicionamiento del revestimiento sobre la conexión del tubo que esta sobre las cuñas, lo cual minimiza el esfuerzo, fatiga y el riesgo de los operarios en el piso del taladro. Un empaque proporciona el sello dentro del tubo permitiendo llenar el revestimiento a medida que desciende en el pozo, este proceso facilita tener un registro de llenado y un mejor control de la operación. Si se requiere hacer circular el pozo, es posible hacerlo en cualquier momento de la operación de manera inmediata, independiente de la altura a la que se encuentre la conexión y sin necesidad de maniobrar de manera peligrosa en la torre para instalar cabezas de circulación. Además proporciona caudales y presiones de circulación similares a las utilizadas en la perforación del pozo sin ningún tipo de inconveniente y de una manera más segura.

La **Figura 34** muestra la configuración interna y externa del Casing Drive System.

Figura 34. Configuración interna y externa del Casing Drive System



Fuente: Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento [en línea]. Schlumberger, 2005 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en Internet:

https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf.

El Casing Drive System se instala rápidamente y elimina los siguientes elementos:

- Llave hidráulica.
- Elevadores de revestimiento de gran tamaño.
- El piso de entubar y el enganchador.
- Plataformas elevadas de trabajo.
- Las herramientas de llenado de revestimiento.

En resumen, como resultado de todas las especificaciones mencionadas anteriormente, el Casing Drive System incrementa la seguridad en el equipo de perforación ya que reduce la cantidad de equipamiento y personal dispuesto en el piso del taladro de perforación.

2.4 PARÁMETROS OPERACIONALES PARA LA PERFORACIÓN CON REVESTIMIENTO

En la mayoría de los casos, el diseño de un pozo empleando la tecnología de perforación direccional con revestimiento es similar en muchas formas al diseño de un pozo perforado convencionalmente, sin embargo, existen ciertos parámetros que deben ser evaluados con mayor rigurosidad ya que existe una diferencia significativa entre los esfuerzos a los que es sometida una tubería de perforación durante una operación convencional y los experimentados por el revestimiento durante una operación Casing Drilling.

2.4.1 Hidráulica. La geometría de la trayectoria del fluido es distinta al perforar con revestimiento que se tiene cuando se emplea un método de perforación convencional. Dentro del revestimiento no existen restricciones y las pérdidas de presión son reducidas, sin embargo, el anular entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo ofrece mayor restricción al flujo debido a su reducido tamaño, por lo tanto las pérdidas de presión son más altas que las presentes en los anulares convencionales.

Para lograr predecir la hidráulica correcta a implementar en un sistema de perforación con revestimiento, es necesario evaluar parámetros como la rotación y la excentricidad de la tubería en el pozo para calcular las pérdidas de presión anulares. Con el ánimo de optimizar al máximo la hidráulica de la perforación con revestimiento, se busca calcular las pérdidas de presión óptimas, obtener la tasa de flujo óptima y posteriormente con la caída de presión óptima a través de la broca, proponer los tamaños correctos de las boquillas que permitan una perforación más eficiente.

2.4.2 Peso sobre la broca (WOB). Es un parámetro que debe ser evaluado previamente y durante la operación de perforación ya que afectará la tasa de penetración. Por lo general, la interrelación entre la ROP y WOB es lineal teóricamente, aunque en la práctica es una variable que dependerá de los tipos de formaciones que se atraviesa a lo largo de la trayectoria del pozo.

2.4.3 Pandeo. Este efecto ocurre cuando la carga de compresión y la geometría del pozo crean un momento de flexión suficiente para que el revestimiento se torne inestable. Después de que el pandeo sucede, la tubería de revestimiento es incapaz de soportar cargas de compresión adicional sin un soporte lateral. Adicionalmente, a partir del efecto de pandeo se pueden derivar otros inconvenientes que afectan la operación como desgaste en el revestimiento

incrementando el torque requerido para hacer girar el revestimiento, y que el revestimiento se curve dentro del pozo aumentando la tensión en la tubería y la tendencia a tener vibraciones laterales.

Sera entonces necesario evaluar si el revestimiento puede llegar a pandearse y si este efecto será suficiente para causar problemas de desgaste, alto torque y alta tensión en el revestimiento.

2.4.4 Torque. Se define como la fuerza mecánica aplicada por el Top Drive para hacer rotar la tubería de revestimiento y vencer las fuerzas presentes a lo largo de la trayectoria del pozo. Esta fuerza incrementa a medida que se profundiza en el pozo ya que la fricción entre el revestimiento y las paredes del pozo aumenta, requiriendo aplicar mayor fuerza para lograr su rotación.

El torque puede convertirse en un problema dentro de las operaciones de perforación con revestimiento y es por ello que se realizan cálculos que pueden ser usados efectivamente para modelar y predecir aproximadamente valores de torque a lo largo de la trayectoria planeada, tal y como se hace cuando se implementa un método convencional de perforación.

2.4.5 Arrastre. Se define como la fuerza axial que es generada por la interacción entre un fluido y un cuerpo rígido. Durante las operaciones de perforación direccional con revestimiento, esta fuerza se produce entre las superficies de contacto de las conexiones de tubería y las paredes del pozo que se está perforando. El arrastre opera en la dirección opuesta en la cual la tubería está siendo movida.

3. APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON REVESTIMIENTO A LOS PROBLEMAS OPERACIONALES DEL CAMPO CHICHIMENE

Durante el proceso de perforación de pozos en el Campo Chichimene, al implementarse diversas técnicas de perforación tanto convencionales como no convencionales, pueden presentarse numerosos problemas ocasionados principalmente por los viajes de tubería y los originados a partir de las operaciones involucradas en la perforación del pozo. Estos problemas pueden llegar a entorpecer la operación normal en cualquier punto de su desarrollo, traducándose en un aumento en los tiempos no productivos, tiempos operacionales de perforación y finalmente gastos de perforación (AFE).

Gracias al desarrollo de la tecnología de perforación direccional con revestimiento, se ha logrado mitigar aquellos efectos adversos que se generan a partir de la mayoría de estos problemas. En este capítulo se describen los principales riesgos operativos a los que están sujetas las operaciones de perforación desarrolladas en el Campo Chichimene y se evalúa cómo, por medio de la tecnología de perforación direccional con revestimiento se logra disminuir los riesgos de operación, haciéndola más segura y confiable.

3.1 PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS CONVENCIONALES EN EL CAMPO CHICHIMENE

Los principales problemas operacionales que se han logrado establecer durante la perforación de la sección intermedia 12 ¼" de varios pozos ubicados en el Campo Chichimene, son referenciados en la **Tabla 2**, en el cual se identifican los problemas y se señala su probabilidad de ocurrencia (PO), Impacto (I) y nivel de riesgo (NR).

Tabla 2. Problemas operacionales Campo Chichimene.

				Alto		
				Medio		
				Bajo		
Riesgo	Categoría	Profundidad (TVD)	Formación	PO	I	NR
Pérdidas de circulación	Hidráulica	Desde 3,665 pies hasta 4,723 pies	Unidades C1 y C2			
Inestabilidad del pozo	Empaquetamiento del pozo (Mecánica)	Desde 3,310 pies hasta 3,700 pies	Lutita E			
	Reducción en el diámetro del pozo (Mecánica)	Desde 1,000 pies hasta 7,564 pies	Toda la sección			
Embolamiento de la broca	Direccional	Desde superficie hasta 3,310 pies	Guayabo-Lutita E			
Ineficiente limpieza del pozo	Hidráulica	Desde 3,310 pies hasta 3,665 pies	Lutita E			
Pega de tubería	Mecánica	Desde 1,000 pies hasta 7,564 pies	Toda la sección			

3.1.1 Pérdidas de circulación. Llamada también pérdida de retorno, se define como la invasión de los fluidos de perforación hacia las formaciones presentes en determinada zona. Las pérdidas pueden ser parciales en donde se puede perder fracciones de fluido que por lo general son detectadas por los ingenieros de campo (lodos y mud logging) debido a una disminución gradual del nivel de fluido de perforación en los tanques de retorno, o pueden ser totales en donde el fluido de desplaza en su totalidad hacia la formación y se pierde por completo. Los problemas por pérdidas de circulación son considerados de vital importancia dentro de las operaciones de perforación y se deben controlar de forma eficiente ya que a partir de estos, se originan varios efectos secundarios que pueden llegar a afectar considerablemente la estabilidad del pozo; algunos de estos efectos son: posible colapso del pozo, pega de tuberías, imposibilidad para controlar el pozo, daño a las formaciones, pérdida de tiempo durante las operaciones de perforación y aumento en los costos operacionales.

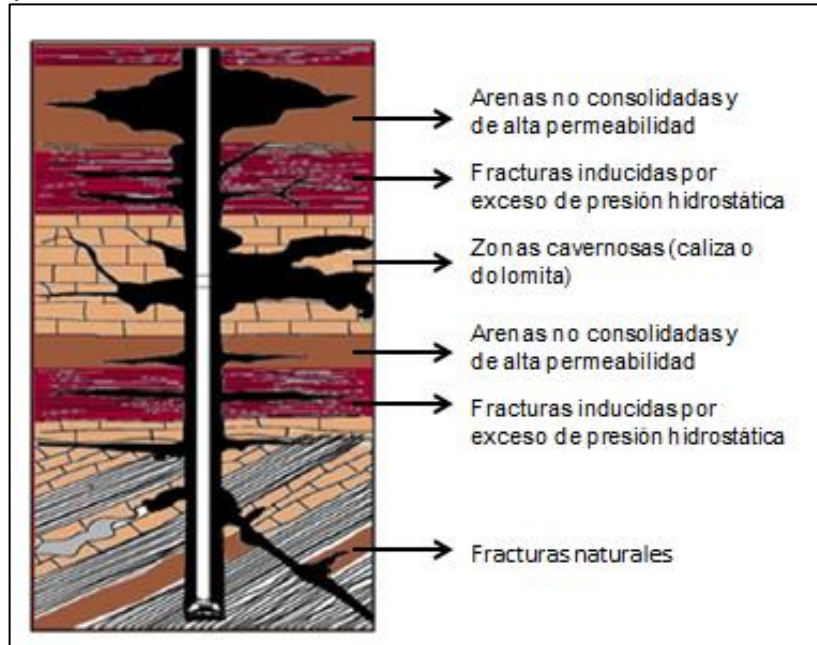
Existen varios factores que dan origen a problemas asociados por pérdidas de circulación en un pozo, cada uno de ellos condicionado principalmente por el tipo de formación a perforar, condiciones del pozo y la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido de perforación.

En base al tipo de formación o condiciones de subsuelo que encontramos en el área a perforar, los problemas por pérdidas de circulación pueden surgir a partir de cuatro tipos de formaciones:

- **Formaciones con fracturas naturales:** Consisten en formaciones fracturadas a partir de esfuerzos geomecánicos o eventos geológicos ocurridos en la zona. Da origen a grietas o fisuras de gran tamaño que permiten el paso de fluidos que circulan a través del pozo hacia la formación, este fenómeno ocurre solo si la presión ejercida en el pozo es superior a la presión de la formación.
- **Formaciones con fracturas inducidas:** Se trata de formaciones cuyas fracturas se originan durante las operaciones de perforación, ya sea de manera intencional para mejorar la productividad de una zona (fracturamiento hidráulico y acidificación), o de manera fortuita por un indebido manejo en la presión hidrostática como consecuencia del peso del fluido presente en la columna, lo cual puede llegar a causar un exceso en la densidad necesaria para mantener estables las paredes del pozo. Se diferencia de las formaciones con fracturas naturales por el hecho de que se requiere una presión superior para romper la formación y permitir la entrada de fluidos hacia la misma.
- **Formaciones con fracturas cavernosas:** Son relacionadas generalmente con formaciones volcánicas o de carbonatos (caliza y dolomita). Se diferencia de las demás ya que el origen de sus fracturas son resultado de fenómenos de disolución de la roca.
- **Formaciones altamente permeables o poco consolidadas:** Poseen una permeabilidad lo suficientemente alta asociada generalmente a formaciones areniscas, las cuales poseen espacios intergranulares con suficiente tamaño que permiten la entrada de los fluidos de perforación hacia la misma.

La **Figura 35** muestra las diferentes zonas de pérdida de circulación que se pueden originar a partir de diversos tipos de formación.

Figura 35. Tipos de formaciones propensas a presentar pérdidas de circulación.



Fuente: Problemas de hoyo [en línea], abril 2011 [consultado 26 de Septiembre de 2015]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/52895658/5-Problemas-de-hoyo-1>. Modificado por los autores.

Durante las operaciones de perforación convencional de la sección 12 ¼" llevadas a cabo en el Campo Chichimene, se ha podido detectar problemas por pérdidas de circulación en las Unidades C1 y C2 correspondientes a la Formación Carbonera, las cuales se caracterizan por tener secuencias intercaladas arcillosas y arenosas con planos débiles; también se han reportado casos en los que se han encontrado presiones atrapadas en estas intercalaciones durante la perforación en dicha sección.

Por otra parte, la entrada de la sarta de perforación durante la operación crea por lo general un efecto de surgencia (presión de compresión originada en el pozo) el cual ocasiona que el fluido de perforación situado debajo de la broca sea forzado a retornar a superficie por el espacio anular, aumentando la presión hidrostática ejercida dentro del pozo. Dicho efecto se combina con las características presentes en las Unidades C1 y C2, creando fracturas inducidas y permitiendo la invasión del fluido de perforación de forma parcial.

3.1.2 Inestabilidad del hueco. Durante las operaciones de perforación de un pozo, el estado final de los esfuerzos en la formación luego de llevar a cabo la operación cambia respecto a sus condiciones iniciales, redistribuyendo los mismos alrededor de la zona perforada. Este estado de redistribución de esfuerzos

resultante puede llegar a exceder la fuerza de la roca y por consiguiente provocar fallas en la formación. El objetivo de analizar la inestabilidad de un pozo es calcular el estado de redistribución de los esfuerzos para luego compararlo con un modelo de falla.

En su mayoría, los problemas operacionales por inestabilidad del pozo tienen lugar en formaciones compuestas por lutitas ya que sus propiedades son heterogéneas a lo largo de toda su extensión. Dentro de los efectos que causan inestabilidad en un pozo, se puede distinguir dos tipos:

- **Efectos químicos:** Ocurre por el constante intercambio iónico (ósmosis) entre las diversas capas arcillosas mezcladas que componen una formación lutítica. El principal mecanismo de falla durante una operación de perforación que se relaciona con efectos químicos es la hidratación de las arcillas, efecto que ocurre cuando las arcillas reaccionan con el fluido de perforación base agua. La arcilla tenderá a absorber el agua del fluido, aumentará su volumen y la presión de la formación, provocando la caída de sus paredes y por consiguiente ensanchando el pozo.
- **Efectos mecánicos:** Ocurre cuando el principal mecanismo de falla en la operación es relacionado con excesos en las fuerzas de tensión y/o esfuerzos de corte en la formación. Se consideran fallas por exceso de tensión cuando se vence la cohesión de la formación, lo cual generalmente es ocasionado por un excesivo peso del fluido de perforación que causa fracturamientos hidráulicos y exfoliación. Se consideran fallas por esfuerzos de corte cuando los esfuerzos de compresión exceden la resistencia mecánica de la formación, esto debido a un peso insuficiente del fluido de perforación, puede llegar a ocasionar disminución en el diámetro del pozo.

La **Figura 36** muestra los diferentes problemas operacionales por inestabilidad del pozo resultantes de efectos químicos y mecánicos.

Figura 36. Problemas operacionales ocasionados por inestabilidad química y mecánica de un pozo.



Fuente: Problemas de hoyo [en línea], abril 2011 [consultado 26 de Septiembre de 2015]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/52895658/5-Problemas-de-hoyo-1>.

Ha de tenerse en cuenta que la orientación que presentan los esfuerzos en formaciones lutíticas, se direccionan en el sentido de sus planos anisotrópicos, por lo tanto se genera un comportamiento diferente en las propiedades de la formación, reduciendo su resistencia a dichos esfuerzos.

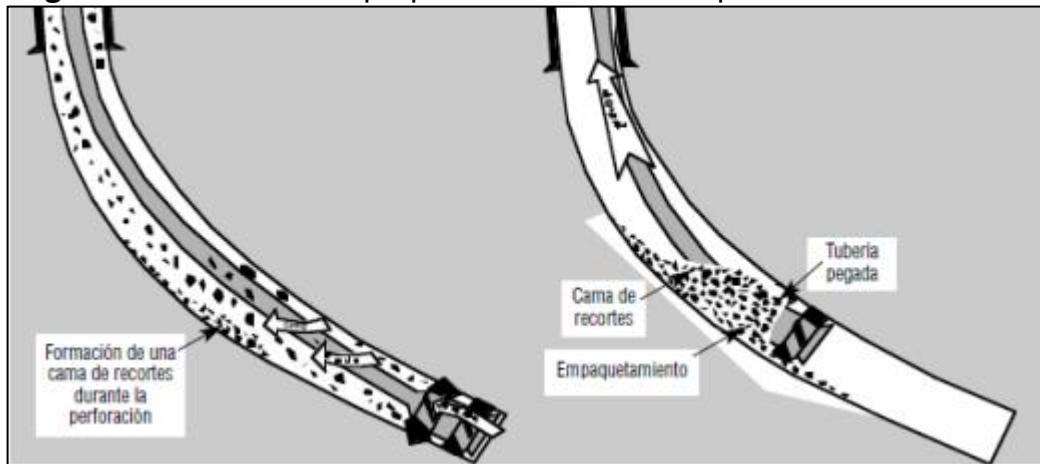
Cuando una formación que contiene minerales arcillosos propensos al hinchamiento es descomprimida como consecuencia de una operación de perforación, los tensores de fuerza efectiva presentes en las capas arcillosas impermeables y de alta presión de poro cambian, ocasionando un aumento en el volumen de la formación.

Se han manifestado problemas operacionales por inestabilidad mecánica de algunas formaciones lutíticas y formaciones con intercalaciones arenosas y arcillosas durante la perforación de la sección 12 ¼" llevadas a cabo en el Campo Chichimene. La principal razón de ser de este problema señala que estas formaciones presentes en la columna litológica del campo poseen insuficiencias

en sus propiedades mecánicas. Es necesario referenciar dos distintos efectos causados a partir de la inestabilidad mecánica y química de dichas formaciones.

3.1.2.1 Empaquetamiento del pozo. Es un fenómeno que ocurre cuando pequeños sólidos provenientes de una formación caen dentro del pozo, asentándose alrededor de la sarta de perforación. Dichos sólidos son precipitados dentro del pozo como consecuencia del desmoronamiento de las paredes de la formación, efecto que generalmente se asocia a formaciones lutíticas. (Ver **Figura 37**)

Figura 37. Efecto de empaquetamiento sobre un pozo



Fuente: RIVERA CORREA, Olga María y NAVARRO SANCHEZ, Arlen. Solución informática a pegaduras de tuberías en la perforación de pozos petroleros [en línea]. La Habana: Universidad de las ciencias informáticas, 2010 [consultado 30 de Septiembre de 2015]. Disponible en internet: <http://www.monografias.com/trabajos-pdf4/solucion-informatica-pegaduras-tuberias/solucion-informatica-pegaduras-tuberias.pdf>.

Algunos problemas operacionales por empaquetamiento del pozo se han presentado en las operaciones de perforación de la sección 12 ¼" en el Campo Chichimene, la mayoría se han localizado a profundidades entre 3,310 pies y 3,700 pies y corresponden a la Unidad Lutita E de la Formación Carbonera. Esta formación que se caracteriza por poseer una secuencia lutítica con pequeñas interestratificaciones de arena, es de carácter inestable por ineficiencia en las propiedades mecánicas de sus lutitas, por lo tanto, cuando se presenta un fenómeno de hinchamiento en el cual aumenta su volumen, su presión de confinamiento no es suficiente para contenerla y evitar que se desmorone.

3.1.2.2 Reducción en el diámetro del pozo. Es uno de los problemas que se presenta con mayor frecuencia durante la perforación de todas las secciones de los pozos ubicados en el Campo Chichimene, aunque su mayor grado de

severidad se evidencia durante la perforación de la sección 12 ¼". Surge como consecuencia de la intercalación de formaciones areniscas, arcillosas y limolíticas a lo largo de toda la columna litológica presente en el Campo Chichimene, cada una de las cuales presenta propiedades mecánicas diferentes definidas por su composición. En el caso de las formaciones que presentan secuencias arcillosas y arenosas (Unidad C1 y Areniscas de la Formación Carbonera), el fenómeno de hinchamiento de las arcillas ocurre pero en muchas ocasiones no alcanzan a adquirir el volumen suficiente para superar la presión de confinamiento de la formación y desmoronarse, por lo tanto no se creará un efecto de empaquetamiento del pozo sino que se reducirá su diámetro.

3.1.3 Ineficiente limpieza del pozo. Se define limpieza del pozo como la capacidad que tiene un sistema para remover los cortes o ripios que se generan a partir de la trituración de las formaciones que se atraviesan durante el proceso de perforación. Esta capacidad de limpieza es atribuida a los siguientes parámetros:

- Velocidad de flujo anular.
- Propiedades reológicas del fluido de perforación.
- Tiempo de circulación.

Las propiedades reológicas del fluido de perforación tales como el punto cedente (medida de la fuerza de atracción entre partículas bajo condiciones dinámicas o de flujo) y la viscosidad plástica (resistencia al flujo de un fluido como consecuencia de la fricción mecánica) son de vital importancia para determinar la eficiencia en la limpieza de un pozo. Ha de tenerse en cuenta que los fluidos de perforación se diseñan principalmente en base a su modelo reológico definido por la magnitud de su punto cedente; por lo general se procura mantener un valor de viscosidad plástica (Cps) bajo sujeto a un alto punto de cedencia (lb/100 pies²) para lograr una limpieza efectiva del pozo manteniendo una alta tasa de penetración. Estas propiedades reológicas atribuidas al fluido de perforación determinarán la velocidad de flujo del lodo en el espacio anular y por consiguiente la máxima capacidad de cortes a remover del pozo.

En pozos de carácter direccional, los cortes y restos de desmoronamientos se depositan en la parte baja del pozo formando capas de sólidos o lechos de cortes, por lo general el ensamblaje de fondo es atrapado en estas capas. Una buena limpieza del pozo significa la remoción de suficientes sólidos del pozo para permitir el movimiento sin impedimentos de la sarta de perforación y la tubería de revestimiento.

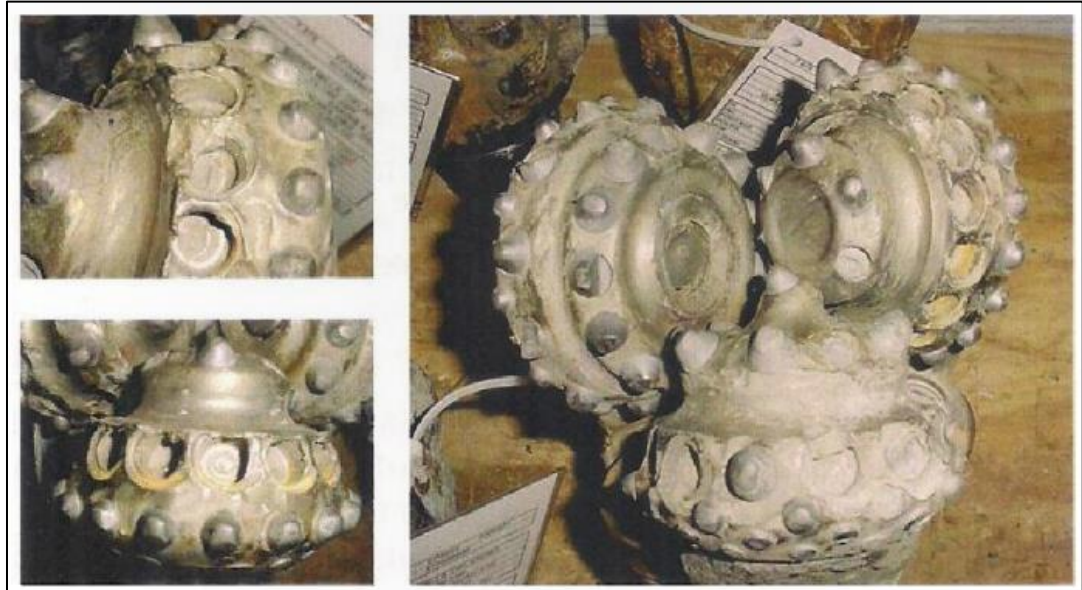
En algunos proyectos de perforación llevados a cabo en el Campo Chichimene, se han manifestado problemas por ineficiencia en la limpieza de los pozos, esto

inicialmente atribuido a falencias en el modelo reológico de los fluidos utilizados para la perforación de cada sección. Sin embargo, como se pudo estipular en numerales pasados, la zona en la que se encuentra ubicada el Campo Chichimene es de alta complejidad litológica por lo que en muchas ocasiones la aparición de otros problemas operacionales como el empaquetamiento del pozo que acarrea mayor cantidad de cortes, pueden llevar a que el fluido de perforación, inicialmente diseñado para levantar una máxima cantidad de cortes, se vea subdiseñado debido a que se ha sobrepasado dicha capacidad máxima. Este problema se presenta con mayor frecuencia en la Unidad Lutita E de la Formación Carbonera comprendida entre 3,310 pies y 3,665 pies.

3.1.4 Embolamiento de la broca. “Feenstra y Van Leeuwen definieron al embolamiento de la broca como una capa de roca pulverizada que cubre el fondo del pozo generando una interfaz plástica y maleable entre la broca y la formación, impidiendo así que los dientes la trituren”²². El fenómeno de embolamiento puede tener lugar en una amplia variedad de formaciones, uno de los casos en los que se presenta con mayor frecuencia es durante la perforación de formaciones lutíticas, en donde las partículas de arcilla tienden a adherirse entre sí en lugar de hacerlo a la broca. La **Figura 38** muestra una broca después de haber sido sometida al efecto de embolamiento.

²² MONTAÑA CLAROS, Jhoan Andrey y MANRIQUE CLARO, Yefri Camilo. Brocas de perforación: Su mundo, su naturaleza y su funcionamiento. Trabajo de grado Técnico laboral en perforación y completamiento de pozos petroleros. Villavicencio: Corporación internacional del petróleo, 2012. p. 60.

Figura 38. Efecto de embolamiento sobre una broca



Fuente: MONTAÑA CLAROS, Jhoan Andrey y MANRIQUE CLARO, Yefri Camilo. Brocas de perforación: Su mundo, su naturaleza y su funcionamiento. Trabajo de grado Técnico laboral en perforación y completamiento de pozos petroleros. Villavicencio: Corporación internacional del petróleo, 2012.

Este problema operacional se ha presentado con mayor frecuencia durante la perforación de la Formación Guayabo y la Unidad Lutita E correspondiente a la Formación Carbonera. Debido a que es un problema que se presenta con igual grado de frecuencia y magnitud tanto en la técnica de perforación convencional como con la tecnología de perforación direccional con revestimiento, se debe prestar especial atención en la tasa de penetración a utilizar durante la operación y al peso sobre la broca (WOB).

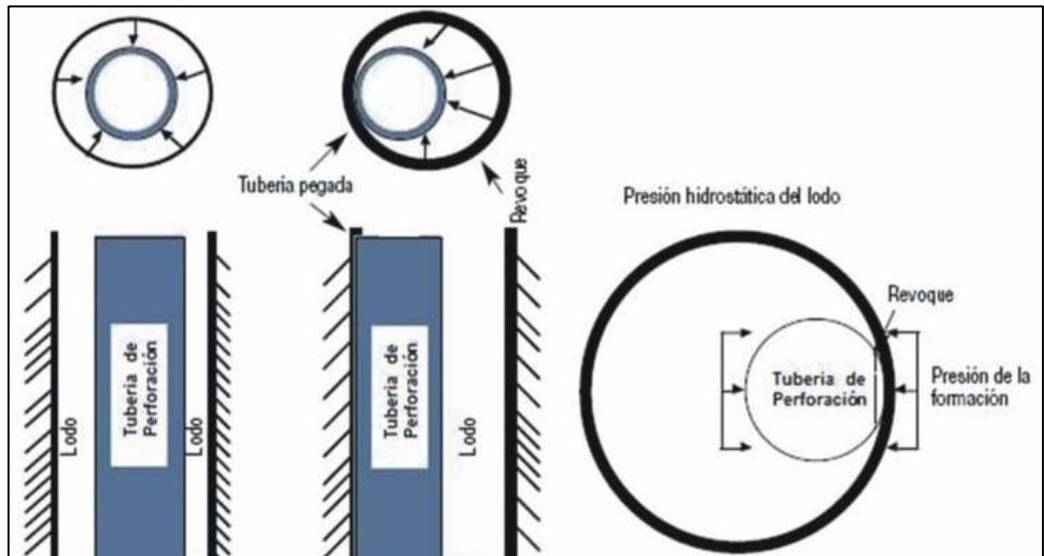
3.1.5 Pega de la tubería. Es un problema que ocurre cuando la sarta de perforación, el revestimiento o una herramienta ve restringido su movimiento hacia adentro o hacia afuera del pozo una vez bajada en éste. Su grado de gravedad puede variar desde un problema menor hasta complicaciones mayores que pueden acarrear resultados negativos como la pérdida de la columna de perforación o la pérdida total del pozo. En la mayoría de los casos en los que ocurre una pega de tubería, se termina perdiendo la sección en donde existe la pega y se procede a desviar el pozo alrededor de la misma, perforando un nuevo intervalo, otra alternativa consiste en realizar operaciones especiales para lograr liberar la tubería, lo cual en la mayoría de veces es costoso e incrementa los tiempos no productivos durante la operación. El procedimiento a emplear depende principalmente del tipo de pega que se tiene y las condiciones bajo las cuales ocurrió.

Es indispensable conocer las causas que originaron la pega de tubería para lograr prevenir y corregir el problema mediante las técnicas apropiadas, si se desconocen las causas y se aplica un tratamiento inapropiado, el problema puede agravarse. Existen varias condiciones que pueden llegar a originar una pega de tubería y el porcentaje de incidentes de cada una de ellas depende del tipo de pozo y las condiciones bajo las que se perforó el mismo. Las pegas de tubería pueden clasificarse en dos tipos de pega: pega diferencial y pega mecánica.

- **Pega diferencial.** Ocurre cuando la sarta se incrusta en un revoque solido de fluido de perforación que se encuentra en una zona permeable y es retenida en ese lugar debido a un diferencial de presión creado por un sobrebalance en la columna hidrostática del pozo. Usualmente se presenta cuando la tubería se encuentra inmóvil en el pozo durante un periodo corto de tiempo, este tipo de pega se logra identificar por la circulación libre del fluido de perforación alrededor de la zona de pega y la ausencia de movimiento tanto ascendente como descendente, solo se puede realizar estiramiento y torque de la tubería.

Este tipo de pega de tubería puede tener lugar a cualquier profundidad pero su riesgo de ocurrencia incrementa cuando se perforan yacimientos agotados y formaciones permeables como areniscas, en donde se forma el revoque del fluido de perforación, por el contrario, es difícil encontrar casos en los que haya ocurrido una pega diferencial de tubería en formaciones de baja permeabilidad como las lutitas ya que normalmente el revoque del fluido de perforación no se forma allí. Generalmente los problemas por pega diferencial de tubería son atribuidos a formaciones con un revoque grueso en sus paredes, altas presiones de sobrebalance, fluidos de perforación de alta densidad, alto contenido de sólidos y de filtrado. En la **Figura 39** se muestra el efecto que tiene una pega diferencial sobre una tubería de perforación convencional.

Figura 39. Efecto de pega diferencial sobre una tubería de perforación convencional.

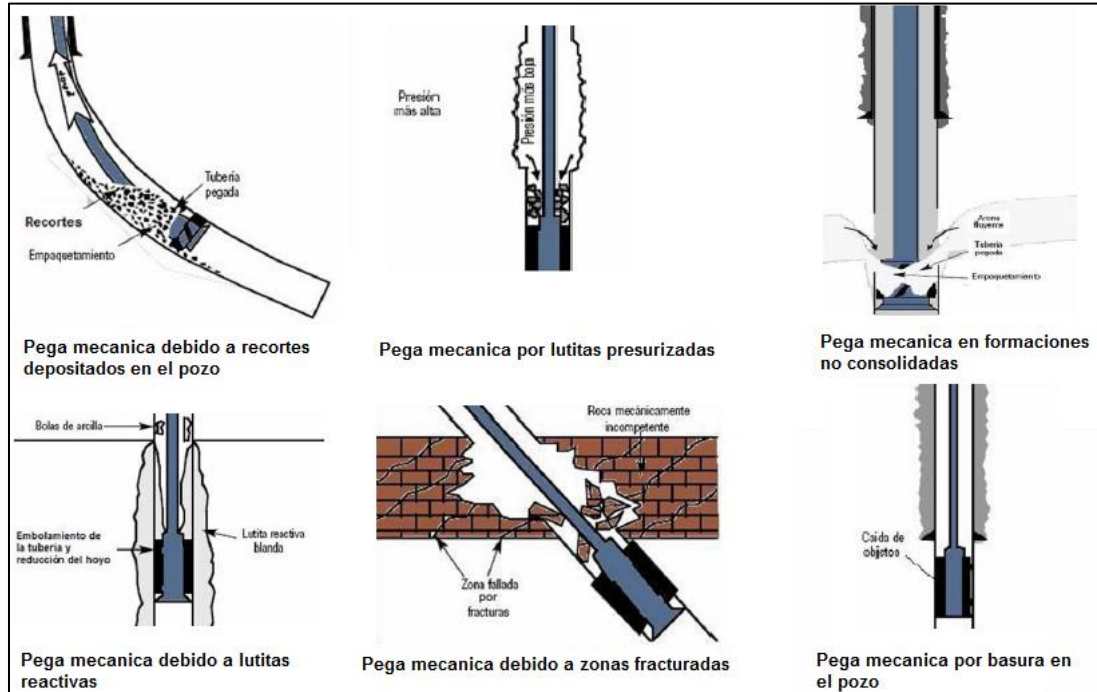


Fuente: Problemas de hoyo [en línea], abril 2011 [consultado 28 de Septiembre de 2015]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/52895658/5-Problemas-de-hoyo-1>.

- **Pega mecánica.** Es causada por una obstrucción o restricción física en el pozo. Ocurre durante el movimiento de la sarta y se manifiesta por una circulación restringida del fluido de perforación hacia superficie; a pesar de que la tubería se atasca en las paredes del pozo, se puede observar una cantidad limitada de movimiento tanto ascendente como descendente y existe libertad en el movimiento rotatorio de la sarta. La pega mecánica de la tubería puede clasificarse a su vez en dos principales categorías: Por empaquetamiento del pozo y por alteraciones de la geometría del pozo.

Quando se hace referencia a la pega de tubería por empaquetamiento del pozo y puenteo, generalmente se asocia esta condición a los sólidos y cortes de la formación que por fenómenos geomecánicos, caen al pozo y se asientan alrededor de la sarta de perforación. Los empaquetamientos y puenteos durante la pega de una tubería pueden originarse por diversas condiciones del pozo como cortes depositados alrededor de la sarta, inestabilidad de lutitas, formaciones fracturadas y falladas, formaciones no consolidadas, presencia de basura en el pozo proveniente de los equipos de perforación, etc. En la **Figura 40** se muestran estas diversas condiciones de pozo bajo las cuales se puede llegar a originar una pega de tubería mecánica por empaquetamiento del pozo y puenteo.

Figura 40. Escenarios en los que se presenta pega mecánica de tuberías.

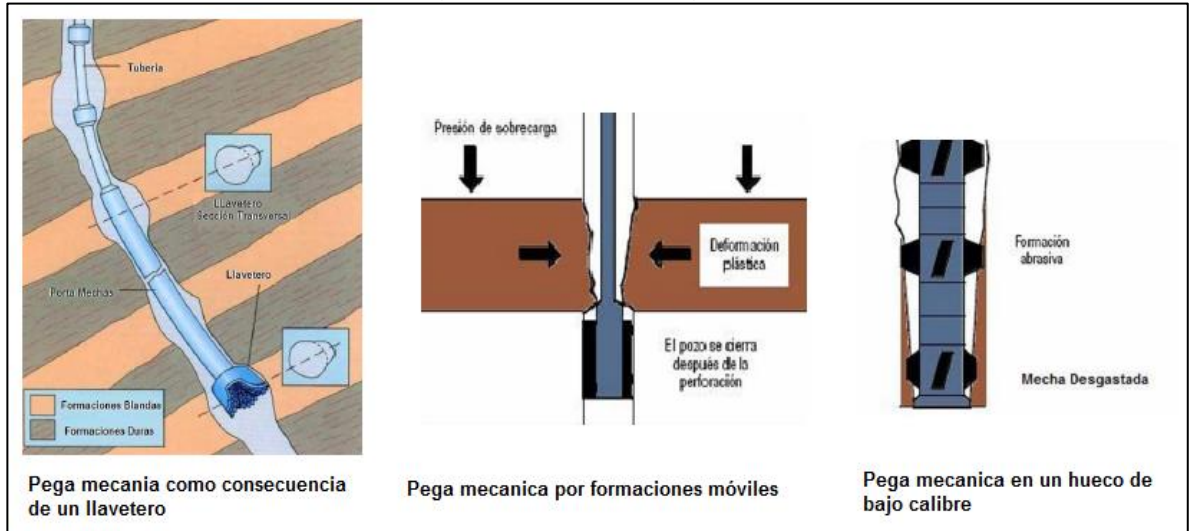


Fuente: Problemas de hoyo [en línea], abril 2011 [consultado 29 de Septiembre de 2015]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/52895658/5-Problemas-de-hoyo-1>. Modificado por los autores.

“La pega mecánica de tubería por perturbaciones en la geometría del pozo se origina cuando el diámetro y/o ángulo del pozo en relación con la forma y rigidez del BHA no permite el paso de la sarta en el hueco”²³, por consiguiente, mientras mayor sea la razón de cambio del ángulo o dirección del pozo más alto será el riesgo de que se produzca una pega de tubería. Los principales problemas que afectan la geometría del pozo son la formaciones de llaveteros (se forman cuando la tubería se recuesta en un lado del hueco como resultado de un cambio abrupto en la trayectoria del pozo durante su perforación), la presencia de formaciones móviles (excesiva presión de sobrecarga que crea deformación plástica sobre las formaciones lutíticas), la implementación de un ensamblaje rígido y pozos con bajo calibre y puntos apretados. En la **Figura 41** se muestran los distintos mecanismos de pega de tubería mecánica por perturbaciones en la geometría del pozo.

²³ Problemas de hoyo [en línea], abril 2011 [consultado 24 de Septiembre de 2015]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/52895658/5-Problemas-de-hoyo-1>.

Figura 41. Mecanismos de pega de tubería por geometría del pozo.



Fuente: Problemas de hoyo [en línea], abril 2011 [consultado 29 de Septiembre de 2015]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/doc/52895658/5-Problemas-de-hoyo-1>. Modificado por los autores.

Los problemas operacionales por pega de tubería asociados al Campo Chichimene son tanto de carácter mecánico como de carácter diferencial, y con regularidad se presentan a lo largo de toda la sección intermedia 12 1/4", con mayor severidad en los intervalos correspondientes a las Unidades Lutita E, C1 y areniscas de carbonera correspondientes a la Formación Carbonera, en donde se generan empaquetamientos por inestabilidad de lutitas, diámetro reducido del pozo debido a la presencia de intercalaciones arcillosas-areniscas y restricción al movimiento por aumento en el grosor del revoque que es generado por el fluido de perforación.

3.2 SOLUCIÓN A LOS PROBLEMAS OPERACIONALES PRESENTADOS EN EL CAMPO CHICHIMENE POR MEDIO DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON REVESTIMIENTO

Los proyectos de perforación aplicados recientemente en el Campo Chichimene han sido llevados a cabo de manera ineficaz y con bastantes complicaciones desde el punto de vista operacional debido a la alta complejidad litológica de la zona en la que se localiza el campo. Las técnicas de perforación convencional implementadas actualmente se han visto limitadas por la inestabilidad presente en la zona lo cual se ha traducido en un aumento considerable de los tiempos operacionales de perforación y por consiguiente en mayores gastos para culminación exitosa de los pozos situados allí. Cada uno de los problemas operacionales descritos en el numeral anterior, se presentan con un nivel de frecuencia considerable y es por ello que Ecopetrol S.A, en su búsqueda por reducir al mínimo los tiempos no productivos asociados a dichos problemas, ha

optado por implementar técnicas no convencionales de perforación que han tenido éxito en otros lugares del mundo que se asemejan a la zona de alta complejidad en la que se ubica el campo.

La tecnología de perforación con revestimiento ha sido implementada en numerosos pozos con un alto grado de complejidad en su realización y a través de secciones problemáticas las cuales no sería posible alcanzar empleando únicamente técnicas de perforación convencionales. El propósito original del desarrollo de la tecnología de perforación con revestimiento fue eliminar los tiempos no productivos asociados a las diversas corridas de las secciones de revestimiento luego de haber perforado cada una de las mismas. Sin embargo, durante las primeras implementaciones luego de haber tecnificado por completo la operación, otros beneficios fueron observados mientras se perforaba con revestimientos que poseen un diámetro mayor al que usualmente tienen las tuberías de perforación convencional. A continuación se describen cada uno de los beneficios que se han logrado identificar tras la implementación de la tecnología de perforación direccional con revestimiento y como aplicados al Campo Chichimene, podrían ayudar en la mitigación de los problemas asociados a la inestabilidad de la zona descritos anteriormente.

3.2.1 Efecto de empañetamiento. Considerado el principal beneficio aportado por la tecnología de perforación direccional con revestimiento, el efecto de empañetamiento es causado por el continuo cubrimiento de las paredes del pozo como consecuencia de una mínima diferencia entre el diámetro del pozo y del revestimiento, la cual incrementa la velocidad anular presente entre ambos. El revoque originado por el fluido de perforación se adhiere a las paredes del pozo como normalmente ocurre en una operación de perforación convencional, y no se ve afectado por las constantes corridas de la broca la cual generalmente raspa dicho revoque disminuyendo su grosor. Adicional al revoque originado por el fluido de perforación, cierta cantidad de los cortes triturados por la broca a lo largo de su trayectoria terminan adhiriéndose también a las paredes del pozo.

El fenómeno de adhesión de los cortes a las paredes del pozo ocurre por la combinación de las fuerzas generadas por la suave rotación del revestimiento y una alta velocidad anular que toma lugar entre el diámetro externo del revestimiento y las paredes del pozo. Como resultado de la combinación de ambas fuerzas, el efecto de empañetamiento permite presionar los cortes triturados contra las paredes de las formaciones que se están perforando, formando inmediatamente una capa de revoque impermeable que las fortalecerá mecánicamente. En proporción con los cortes que retornan a superficie, entre el 10% y el 30% de los cortes que originalmente debían disponerse para tratamiento son forzados contra las paredes del pozo, lo cual disminuye considerablemente la cantidad de cortes a tratar en superficie por medio de los equipos de control de sólidos, adicional a ello los cortes que llegan a superficie tienen una contextura

más fina a los originados durante la perforación convencional, por lo tanto son más fáciles y económicos de controlar.

La **Figura 42** muestra el funcionamiento del efecto de empañetamiento contra las paredes de un pozo.

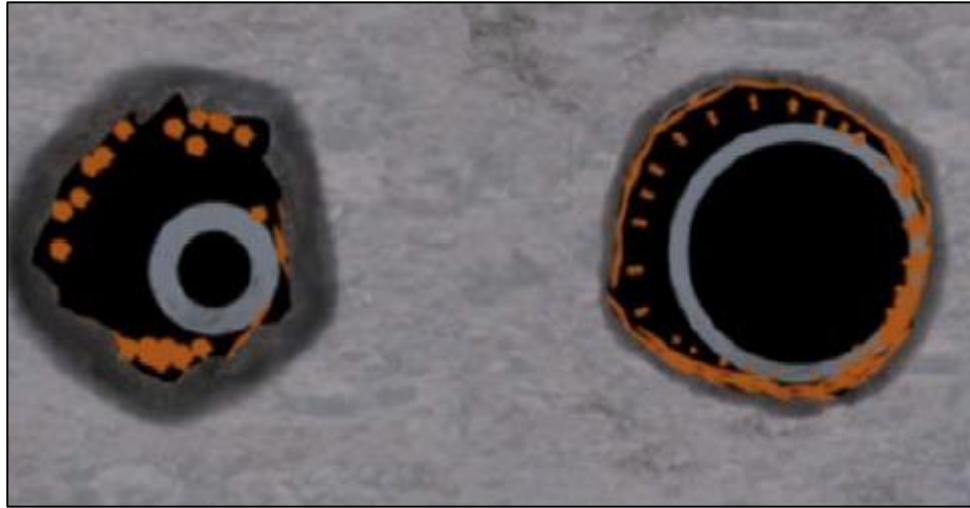
Figura 42. Efecto de empañetamiento



Fuente: How Casing Drilling improves wellbore stability [en línea]. Houston: American Association of Drilling Engineers, 2011 [consultado 02 de Octubre de 2015]. Disponible en internet: <http://www.aade.org/app/download/6857682704/aade-11-ntce-64.pdf>. Modificado por los autores.

Durante las operaciones de perforación convencional, el contacto entre la sarta de perforación y las paredes del pozo (cuando esta golpea sus paredes debido a un bajo calibre del pozo) ocurre de forma brusca y por lo general el revoque originado por el fluido de perforación es raspado de las paredes del pozo, debilitando su estabilidad. La **Figura 43** compara la estabilidad de pozo brindada por la técnica de perforación convencional y la técnica de perforación con revestimiento, como consecuencia del movimiento de la tubería y el revoque originado en sus paredes.

Figura 43. Estabilidad brindada al pozo implementado perforación convencional y perforación con revestimiento.



Fuente: How Casing Drilling improves wellbore stability [en línea]. Houston: American Association of Drilling Engineers, 2011 [consultado 02 de Octubre de 2015]. Disponible en internet: <http://www.aade.org/app/download/6857682704/aade-11-ntce-64.pdf>.

Con el fortalecimiento mecánico de las paredes del pozo como consecuencia de la operación de perforación con revestimiento, el gradiente de fractura aumenta y por consiguiente lo hará también la ventana de operación. Esta ampliación en la ventana de operación permite un mejor diseño del revestimiento, dependiendo de la profundidad a la cual se desee asentarlo.

Aplicado al proyecto que busca implementar la tecnología de perforación direccional con revestimiento en el Campo Chichimene, el efecto de empañetamiento podría llegar a ser la clave para mitigar en gran medida muchos de los problemas operacionales enumerados anteriormente. Gracias a su modelo de funcionamiento, pudiera ser posible brindar mayor estabilidad a las paredes de las formaciones presentes a lo largo de la columna litológica del Campo Chichimene, sobre todo a aquellas unidades compuestas por lutitas inestables mecánicamente. Alternativo al fortalecimiento de las paredes de las formaciones lutíticas, otros problemas asociados a la estabilidad del pozo como empaquetamientos del pozo, embolamiento de la broca y pegadas de tubería (mecánica por empaquetamiento), reducirían igualmente sus índices de riesgo y probabilidad de ocurrencia, ya que en teoría, no debería existir la presencia de desmoronamiento de partículas que taponen los alrededores de la broca y del revestimiento.

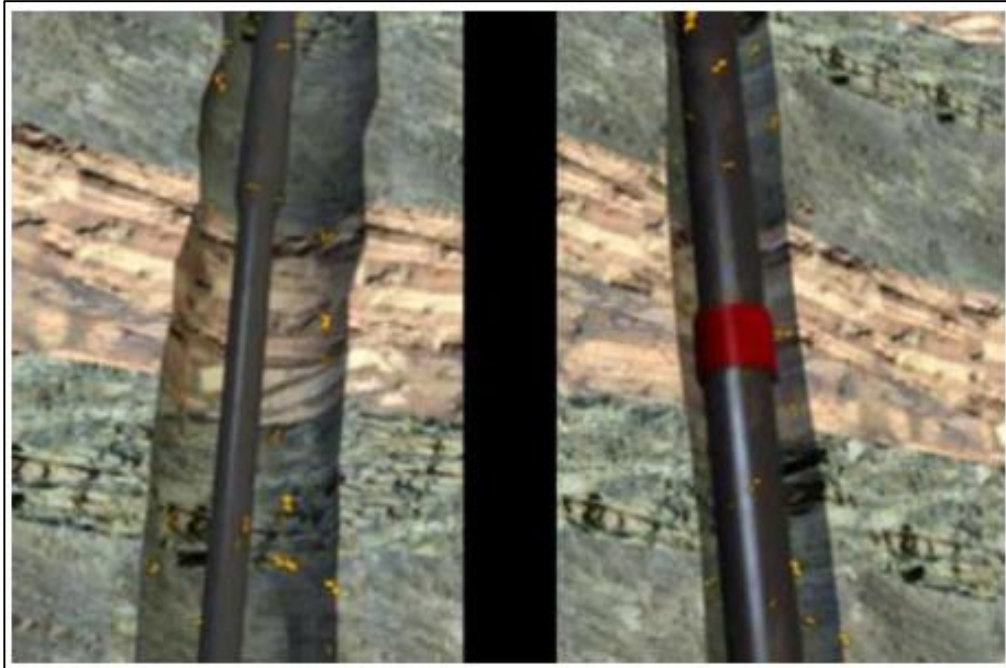
Otro problema que pudiera ser mitigado mediante el efecto de empañetamiento son las pérdidas parciales de circulación; el forzamiento de los cortes contra las

paredes del pozo genera una capa de revoque de carácter impermeable la cual obstruiría el flujo de fluidos desde el pozo hacia las formaciones y viceversa, siempre y cuando exista variedad en el tamaño de los granos que creen dicho revoque, lo cual es muy probable que ocurra durante la perforación de las secciones intermedias en el Campo Chichimene debido a la heterogeneidad existente a lo largo de toda su columna.

3.2.2 Reducción en las corridas de revestimiento. Otra de las principales ventajas que ofrece la perforación direccional con revestimiento es la eliminación de los viajes de tubería dentro del pozo a partir de la perforación de la sección intermedia, esto debido a que el revestimiento siempre permanecerá dentro del pozo hasta culminar la operación por completo. Muchos de los problemas por inestabilidad del pozo ocurren debido a recurrentes viajes de tubería. El problema más común asociado a esta operación son el efecto de suaveo y surgencia que podrían desencadenar en incidentes por bajo control del pozo y pérdidas de circulación. La eliminación de los viajes de tubería no permite que estos problemas ocurran, por lo tanto, podría ser otra medida importante para reducir los problemas por pérdidas de circulación recurrentes en el Campo Chichimene.

3.2.3 Pozo calibrado. La amplia relación de diámetros del revestimiento y el pozo comparados con el diámetro de una sarta de perforación convencional, crean diámetros de pozo mucho más uniformes y calibrados a lo largo de toda su trayectoria. El suave y continuo movimiento del revestimiento a lo largo del pozo por la acción efectiva de la broca piloto y los ensanchadores, generan un perfil más circular en el pozo. La generación de un pozo de mayor calibre podría mitigar aquellos problemas ocasionados por la reducción en el diámetro del pozo, esto debido a que el diámetro del pozo sería más uniforme y libre de irregularidades, imposibilitando la aparición de pegas mecánicas de la tubería. La **Figura 44** muestra una comparación geométrica entre el perfil generado por una sarta de perforación convencional y el generado durante la aplicación de la tecnología de perforación direccional con revestimiento.

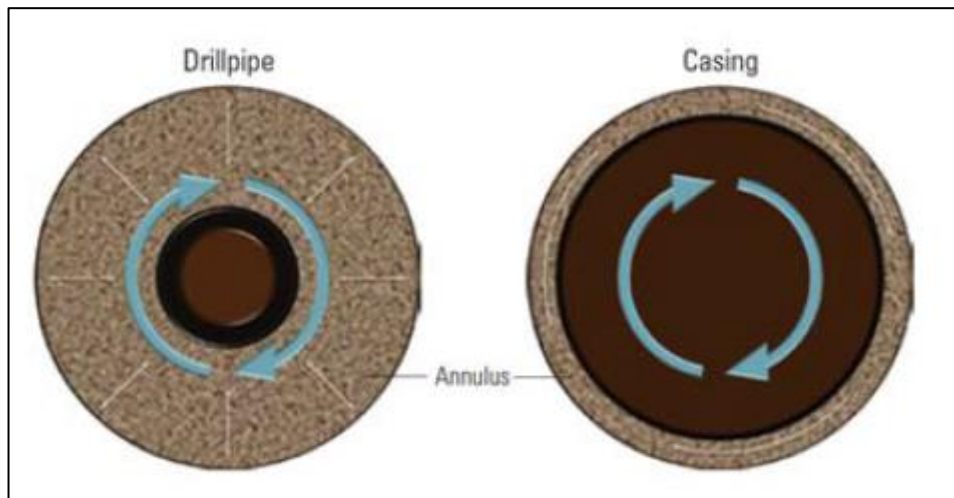
Figura 44. Geometría de un pozo implementando perforación convencional y geometría de un pozo implementando perforación con revestimiento.



Fuente: How Casing Drilling improves wellbore stability [en línea]. Houston: American Association of Drilling Engineers, 2011 [consultado 02 de Octubre de 2015]. Disponible en internet: <http://www.aade.org/app/download/6857682704/aade-11-ntce-64.pdf>.

3.2.4 Mayor eficiencia en la limpieza del pozo. Varios de los problemas operacionales causados por la inestabilidad del pozo (empaquetamiento del pozo y pegas de tubería) también se encuentran relacionados con la baja eficiencia en la limpieza de los pozos; la mayoría de ellos se encuentran asociados a pozos direccionales con un alto ángulo de desviación que oscila entre los 40° y 65° de inclinación, es el caso de muchos de los pozos que se perforan en el Campo Chichimene. Implementando la tecnología de perforación direccional con revestimiento, se asegura una capacidad de limpieza del pozo superior debido al reducido espacio anular generado entre el revestimiento y las paredes del pozo, dicho espacio anular aumenta la velocidad con la que el fluido transporta los cortes hacia superficie y a la vez ayuda en la formación del efecto de empañetamiento. La **Figura 45** muestra una comparación entre el espacio anular generado en una operación de perforación convencional y el generado luego de implementar la tecnología de perforación direccional con revestimiento.

Figura 45. Espacio anular implementando perforación convencional y espacio anular implementando perforación con revestimiento.



Fuente: How Casing Drilling improves wellbore stability [en línea]. Houston: American Association of Drilling Engineers, 2011 [consultado 02 de Octubre de 2015]. Disponible en internet: <http://www.aade.org/app/download/6857682704/aade-11-ntce-64.pdf>.

3.2.5 Optimización de la hidráulica. Debido al reducido espacio anular resultante del gran tamaño del revestimiento que se implementa en esta técnica, la densidad equivalente de circulación y la ventana de operación (limitada por la presión de poro y fractura) incrementan a una tasa de flujo equivalente. La hidráulica planteada para las operaciones de perforación con revestimiento se diseña para utilizar tasas de flujo bajas que produzcan una densidad equivalente de circulación ligeramente superior a la observada durante las operaciones de perforación convencional, este incremento generalmente es considerado un aspecto negativo en el diseño de la hidráulica de un pozo convencional debido a la alta susceptibilidad de fracturar la formación y ocasionar pérdidas de circulación. Sin embargo, el proceso de perforación con revestimiento utiliza altas densidades equivalentes de circulación para actuar contra posibles colapsos de las paredes del pozo, brindándole mayor estabilidad y facilitando la aparición del efecto de empañetamiento.

4. DISEÑO DE PERFORACIÓN PARA LA SECCIÓN 12 ¼" DEL POZO CH-D1 EMPLEANDO LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON REVESTIMIENTO

En este capítulo se describen las variables necesarias para la elaboración del diseño de perforación de la sección intermedia 12 ¼" del pozo CH-D1 usando la tecnología de perforación direccional con revestimiento teniendo en cuenta parámetros como: diseño del revestimiento, plan direccional, tipo de broca y fluido, ensamblaje de fondo, entre otros con el fin de asegurar el óptimo desarrollo de la operación.

4.1 CONSIDERACIONES INICIALES PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN 12 ¼" DEL POZO CH-D1

El principal objetivo de diseñar un pozo es el de alcanzar el óptimo desarrollo del mismo al concluir su implementación en el campo con base al plan de perforación previamente estipulado. Es necesario predefinir cada uno de los parámetros geomecánicos, físicos y técnicos que ayuden en la identificación de diversas condiciones críticas bajo las cuales se ve influenciada la operación de perforación y completamiento del pozo, esto con el fin de garantizar una correcta selección de herramientas que asegure el éxito de la operación.

Durante el diseño de la sección intermedia empleando la tecnología de perforación direccional con revestimiento, inicialmente los siguientes parámetros fueron tenidos en cuenta para el ajuste del diseño más pertinente para la sección:

- Modelo geológico regional y local, donde se describe la litología que compone la columna estratigráfica general del campo y la distribución de unidades en la zona específica, donde se perforará el pozo con el fin de definir los puntos de asentamiento de la tubería de revestimiento y el plan direccional.
- Modelo geomecánico donde se evalúa la ventana de estabilidad de la columna estratigráfica con el fin de modelar las cargas, a las que se verá sometida la tubería de revestimiento y el ensamblaje de fondo.

Cada uno de los parámetros referenciados anteriormente es detallado a continuación.

4.1.1 Modelo geológico. La descripción geológica regional fue descrita con anterioridad en el primer capítulo de este documento. Se estableció un margen de profundidades basado en una correlación de registros con pozos *offset* para establecer la continuidad de cada una de las formaciones y determinar sus topes efectivos según las coordenadas del pozo. Los datos resultantes en cuanto a

topes de dicha correlación se muestran en la **Tabla 3**, en donde se especifican el nombre de la formación, la profundidad medida (MD) y la profundidad verticalmente perforada (TVD) de las formaciones que componen la columna estratigráfica.

Tabla 3. Tope de formaciones por geología plan Pozo CH-D1

Formaciones	Unidades	MD (pies)	TVD (pies)
Guayabo	-	0	0
Carbonera	Areniscas superiores	1,598	1,598
	Lutita E	2,945	2,945
	C1	3,329	3,329
	Areniscas carbonera	3,815	3,815
	C2	4,452	4,452
	Lutita E3	6,353	6,340
	T1	6,802	6,789
	Lutita E4	6,958	6,944
San Fernando	T2	7,564	7,551
Guadalupe	K1 superior	7,915	7,902
	K1 inferior	8,170	8,157
	K2	8,382	8,368

4.1.2 Modelo geomecánico. El análisis de desempeño de las operaciones con respecto a la estabilidad del campo, se realiza con base en la distribución de tiempos no productivos registrados en el Campo Chichimene, las fallas observadas a partir de la sísmica y registros eléctricos tomados en la zona, y finalmente en los conceptos de esfuerzo.

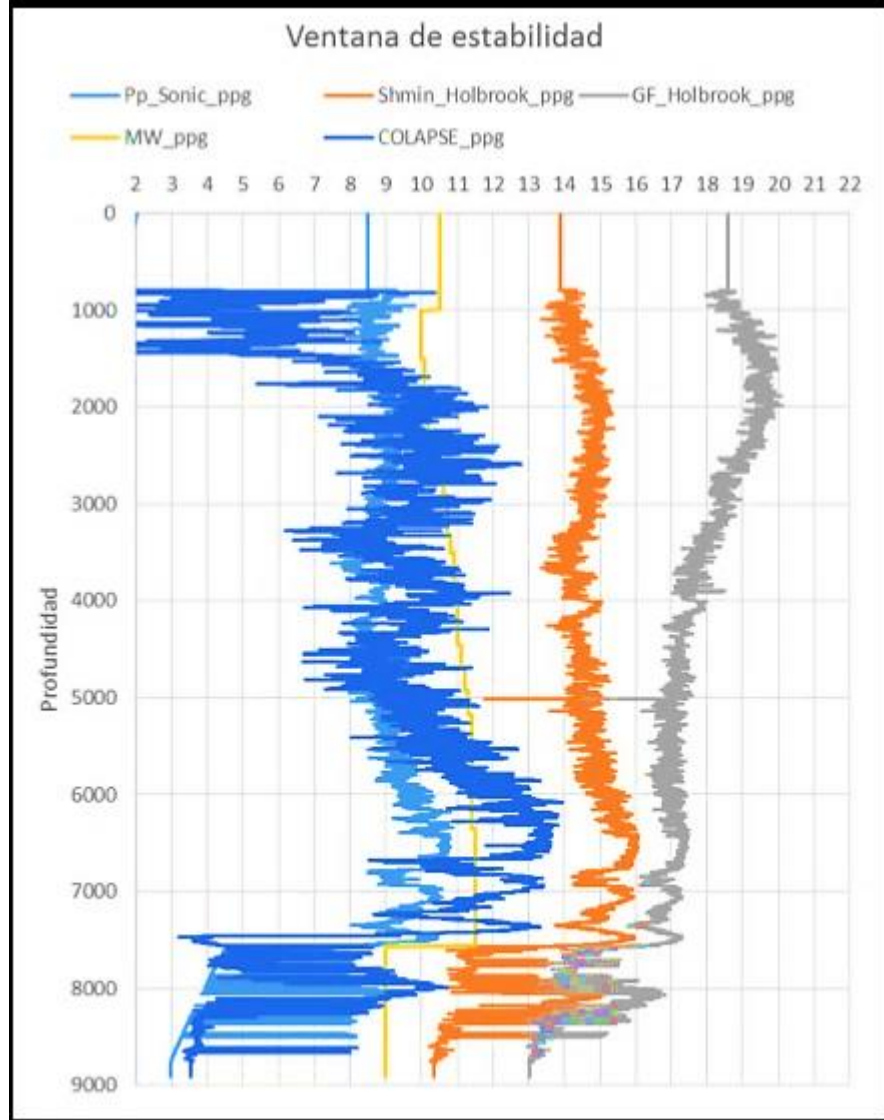
La construcción de las curvas, que determinan la ventana de estabilidad para el pozo CH-D1 se realizan teniendo en cuenta los datos de presión de poro y gradiente de fractura mínimos y máximos esperados para cada una de las formaciones que componen la columna estratigráfica del Campo Chichimene (ver **Tabla 4**), estos datos son parámetros fundamentales a tener en cuenta en el momento en el que se diseñe el revestimiento.

Tabla 4. Ventana de estabilidad plan Pozo CH-D1

Formación	Presión poro (ppg)		Presión fractura (ppg)	
	Min	Max	Min	Max
Guayabo	8.33	9.5	21	21
Areniscas superiores	8.4	9.7	16.4	20
Lutita E	8.7	10.1	17.5	19.9
C1	8.4	9.5	16.1	19
Areniscas Carbonera	8.4	10	15.9	16.5
C2	9.1	10.6	16.3	17.2
E3	9.5	10.8	16.2	17.1
T1	8.3	9.7	15.1	17
E4	9.5	11	15.7	16.5
T2	3.43	8	13.1	14.2
K1	8.4	10	15.1	16.5
K2	6.4	8	13.6	15.2

La **Gráfica 4** muestra la ventana de estabilidad del pozo CH-D1 que hace referencia a la presión de poro y fractura presentes en el pozo.

Gráfica 4. Ventana de estabilidad Pozo CH-D1.



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe interno Pozo Chichimene D1. Bogotá, 2015. 1 archivo de computador.

4.2 DISEÑO DEL POZO CH-D1

Para realizar el programa de perforación del pozo CH-D1 aplicando la tecnología de perforación direccional con revestimiento, se tuvieron en cuenta los parámetros descritos anteriormente que son la base de entrada para el posterior inicio del diseño. Cabe resaltar, que algunos parámetros conjuntos al plan operacional tales como el diseño del fluido de perforación y el programa de cementación, fueron establecidos entre la compañía operadora Ecopetrol S.A. y la compañía contratista de perforación Weatherford Colombia Limited, por lo cual no se hará énfasis en ello en el capítulo en curso.

4.2.1 Plan direccional. Mediante el software Compass™, se genera el diseño direccional del pozo CH-D1 teniendo en cuentas sus coordenadas en superficie y las coordenadas que se busca alcanzar en fondo correspondientes a la Formacion Guadalupe Unidad K2. Basado en estas premisas y luego de evaluar diversas configuraciones direccionales, se determina que la mejor alternativa en cuanto al tipo de trayectoria del pozo CH-D1 es una configuracion en S, con el fin de alcanzar de la mejor manera la profundidad total establecida.

Una vez establecida la configuracion inicial del pozo CH-D1, se procede a determinar los *targets* necesarios para cumplir con la trayectoria propuesta, en este caso se establecieron dos *targets* básicos definidos a partir de pozos perforados anteriormente en el Campo Chichimene, uno corresponde a la profundidad objetivo del pozo al tope de la Formacion Guadalupe Unidad K2 y el otro al punto de entrada en la Formacion San Fernando Unidad T2.

4.2.1.1 Procedimiento para configurar el software Compass para el diseño del plan direccional. Inicialmente para generar el *box target*, utilizar la ventana *target properties* del editor de target para ingresar la siguiente información:

- 1) En la pestaña “*name & location*”, ingresar las coordenadas en superficie y fondo del pozo.
- 2) En la pestaña “*geometry*” ingresar las siguientes especificaciones:
 - Seleccionar como geometría del target la opción “*Rectangle*”.
 - En la sección “*dimensions*”, ingresar los parametros para definir el ancho y largo del target (82 pies en cada uno).
 - En la sección “*Offset centre from target centre*”, ingresar 0 pies para posicionar el target sin moverlo del centro de las coordenadas estipuladas en fondo.
 - En la sección “*Thickness*” dejar un valor de 0 pies tanto en *Up* como en *Down* ya que no se empleará un target cúbico.
 - En la sección “*Rotation about target centre*”, ingresar 0 ya que no se busca rotar el target en ninguna direccion.
 - Finalmente en la sección “*Formation plane*” ingresar valores de 0° en los recuadros “*dip angle from horizontal*” y “*azimuth of dip direction*” ya que no se busca inclinar el target sino dejarlo perpendicular al eje del pozo.

Para diseñar la trayectoria del pozo, utilizar la ventana *plan design properties* para ingresar la siguiente información:

1) En la pestaña “*Tie-on*”, ingresar el punto donde inicia la trayectoria del pozo, allí se selecciona la opción “*from surface*” e ingresar los valores de inclinación y azimuth del cabezal (0° y 169.44 respectivamente).

2) En la pestaña “*Survey tool program*”, ingresar la profundidad final que se desea alcanzar en la casilla “*MD To*” (8908 pies MD).

3) Luego de ingresar la información referente a las propiedades del diseño y para ingresar la trayectoria direccional, en el plan editor de la ventana principal seleccionar la última línea vacía de la cuadrícula.

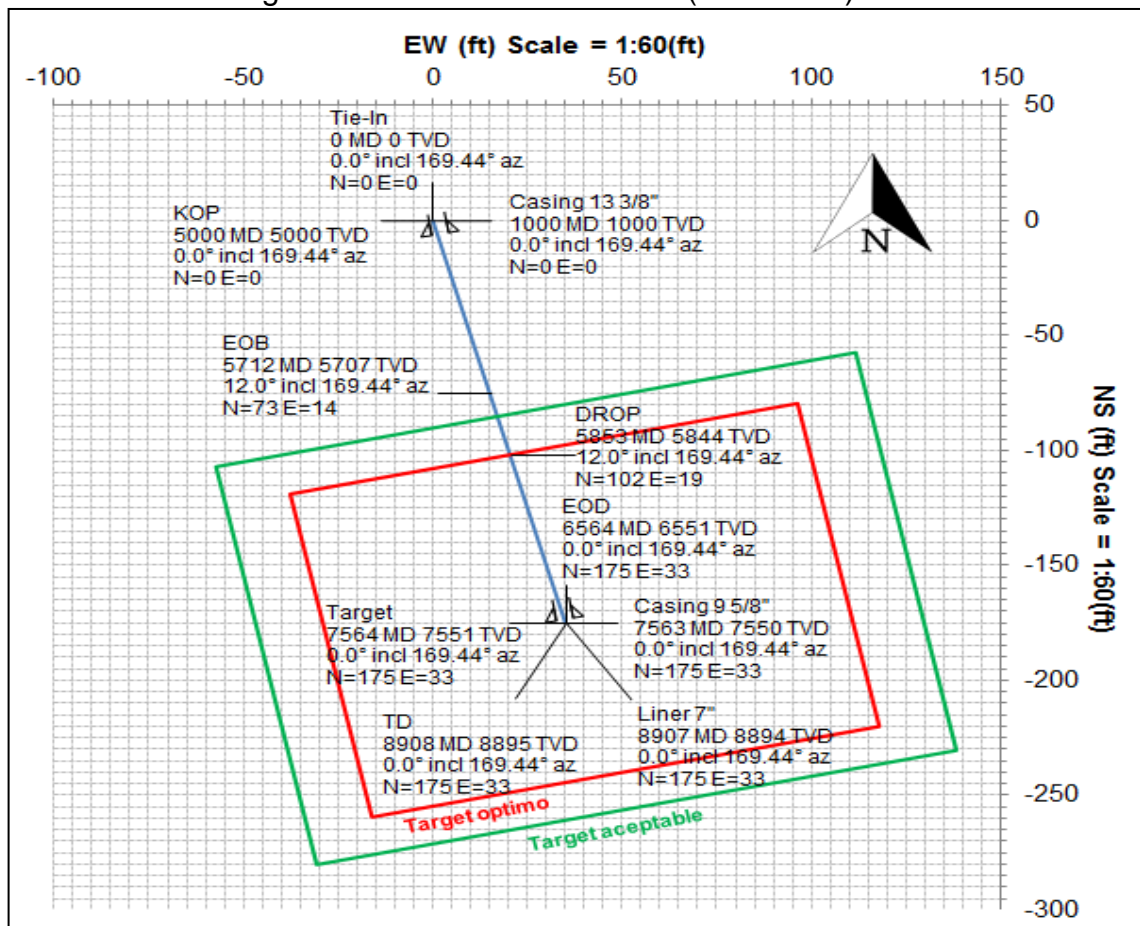
4) En la sección “*Planning methods*”, se indica el tipo de trayectoria a generar, en éste caso seleccionamos la opción “*S well*” e ingresamos 5 de los 7 parámetros presentados a continuación:

- 1st Hold length (profundidad medida al KOP, ingresar un valor de 5000 pies).
- 1st Build rate (valor límite para la construcción de ángulo, ingresar un valor de 1.69°/100 pies).
- Maximum angle held (valor máximo de inclinación para el pozo, ingresar un valor de 12°).
- 2nd Hold length (longitud del trayecto mientras se construye ángulo, valor desconocido)
- 2nd Build rate (valor para tumbar ángulo, ingresar un valor de -1.69°/100 pies).
- Final inclination (valor final de inclinación del pozo, ingresar un valor de 0°).
- Final Hold length (longitud del trayecto final del pozo, valor desconocido).

5) Una vez ingresados los parámetros, los 2 parámetros desconocidos son calculados a partir de los 5 ingresados. Finalmente seleccionar la opción calcular para generar el survey y las posteriores gráficas.

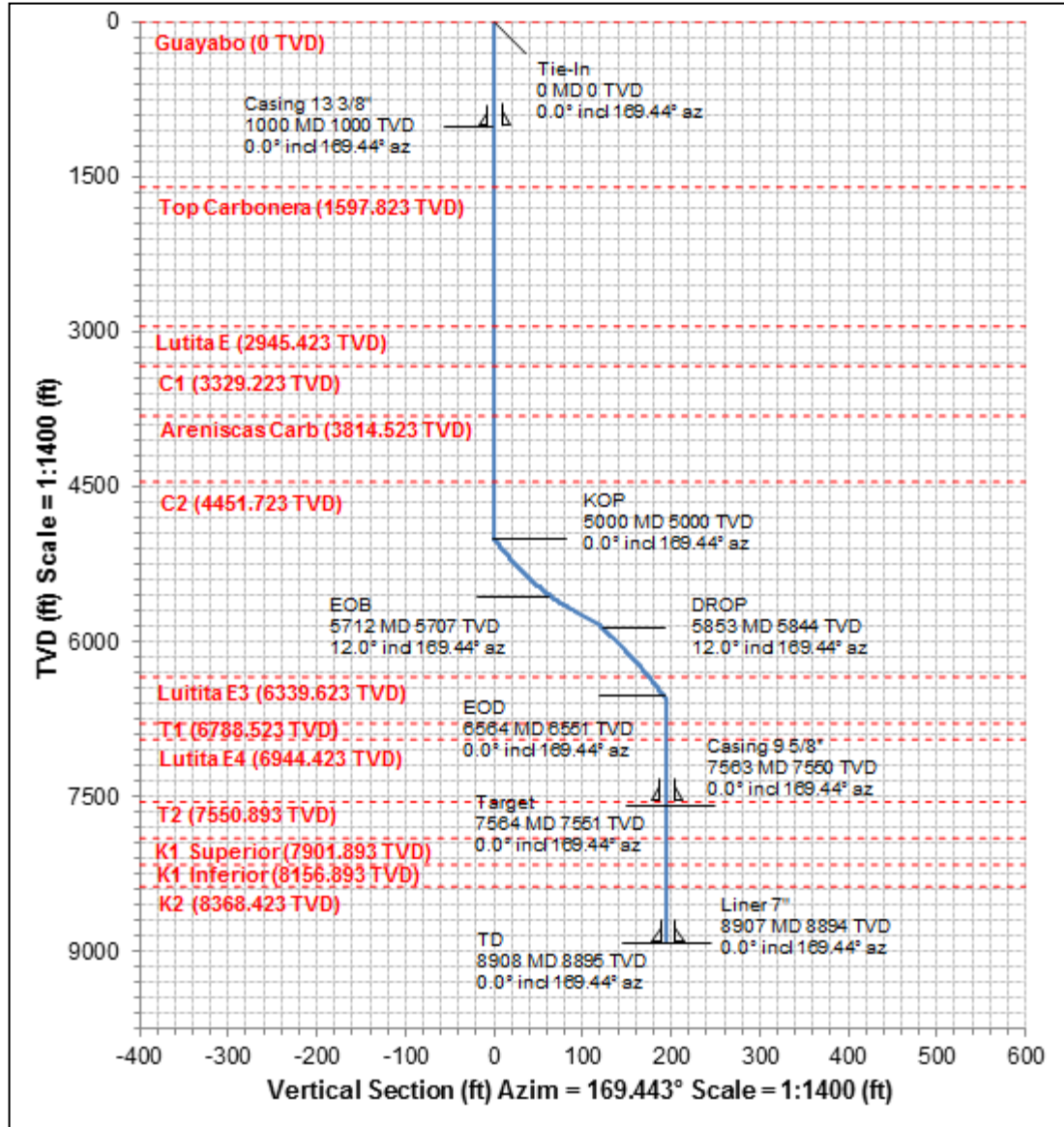
4.2.1.2 Box target Formación San Fernando (Unidad T2). Basado en aplicaciones direccionales con buenos resultados en pozos *offset* ubicados en el Campo Chichimene los cuales tuvieron profundidades objetivo similares a las que se tienen para el pozo CH-D1, se propone un *box target* a la profundidad tope de la Formación San Fernando (Unidad T2), con el fin de asegurar el mejor punto de entrada a dicha formación y continuar con verticalidad hasta la profundidad total. La **Grafica 5** muestra una vista de planta del *box target* optimo (cuadro rojo) correspondiente a un cuadrado de 82 pies x 82 pies centrado en las coordenadas objetivo. Adicionalmente se genera un *box target* de mayor tamaño (cuadro verde) empleando un factor de seguridad como metodo de contingencia, para que en el determinado caso de no alcanzar el target optimo, se tenga la certeza de que la operación de perforación no vera alterada su trayectoria de manera drástica.

Gráfica 5. Box target Formación San Fernando (Unidad T2)



4.2.1.3 Diseño de la trayectoria. A partir de la información referenciada anteriormente en cuanto a la configuración de la trayectoria y los *targets* establecidos para la operación, se procede a establecer el esquema de la trayectoria del pozo CH-D1 con ayuda del software Compass™. (Ver **Grafica 6**)

Gráfica 6. Trayectoria Pozo CH-D1



En cuanto al trazado direccional tipo S de la sección intermedia del pozo, el esquema de la trayectoria del pozo CH-D1 propone mantener la verticalidad del pozo hasta una profundidad de 5,000 pies, a partir de allí se establece el *kick off point* (KOP) o punto de comienzo de desviación en el cual se limita la construcción de ángulo a un valor máximo de 1.69°/100 pies, la construcción de ángulo se mantiene hasta una profundidad de 5,712 pies en donde se sitúa el *end of build point* (EOB) o punto de finalización de la desviación, en ese punto se espera alcanzar una inclinación máxima total de 12° y un azimuth de 169.44°. Luego se propone seguir un trayecto tangencial hasta 5853 pies, punto en el cual se localiza el punto de inicio de verticalización (DROP) y se inicia a tumbar inclinación nuevamente con un valor máximo de 1.69°/100 pies hasta 6,564 pies, a partir de

allí se recupera la verticalidad total del pozo en el *end of drop point* (EOD) y se continua así hasta entrar al *box target* establecido en el tope de la Formación San Fernando a una profundidad de 7,551 pies.

El **Cuadro 2** resume el plan direccional establecido para la perforacion de cada una de las secciones del pozo CH-D1.

Cuadro 2. Resumen plan direccional Pozo CH-D1

Sección	Descripción	Comentarios
Superficie (0 pies – 1,000 pies)	Vertical	Se perfora sin control direccional con ensamblaje de fondo convencional y broca triconica desde superficie hasta 280 pies por la posible presencia de conglomerados. Luego perforar empleando la tecnologia de perforacion con revestimiento Casing Drilling™ Nivel II hasta 1,000 pies. Se deben tomar tres <i>surveys</i> en modo inclinación dentro del revestimiento 13 3/8” con el ensamblaje para perforar la fase intermedia.
Intermedia (1,000 pies – 7,564 pies)	KOP@ 5,000 pies EOB@ 5,712 pies DROP@ 5,853 pies EOD@ 6,564 pies Máx. Inc: 12° Azimuth: 169.44°	Se perfora empleando la tecnologia de perforacion direccional con revestimiento Casing Drilling™ Nivel III, utilizando Power Drive (PD X6) manteniendo verticalidad hasta 5,000 pies, luego se inicia a construir ángulo hasta 5,712 pies, se mantiene tangente hasta 5,853 pies donde se inicia a tumbar inclinación hasta 6,564 pies, inclinación: 0°, Azimut: 0°. Luego se mantiene verticalidad hasta el tope de T2.
Producción (7,564 pies – 8,908 pies)	Vertical	Se perfora verticalmente sin control direccional desde T2 hasta TD a 8,908 pies.

4.2.2 Profundidad de asentamiento del revestimiento. Al tratarse de un pozo de desarrollo, la compañía operadora Ecopetrol S.A. ha procurado seleccionar los puntos de asentamiento de las tuberías de revestimiento con base en experiencias surgidas a partir de operaciones previas de perforación realizadas en el Campo Chichimene, y también en algunos criterios que se evalúan para determinar la profundidad de asentamiento óptima, ello con el fin de suplir las necesidades por cubrir aquellas zonas expuestas a pérdidas severas de circulación y por controlar las presiones anormales que puedan surgir como consecuencia de las formaciones que atraviesa el pozo.

4.2.2.1. Procedimiento para configurar el software StressCheck para seleccionar el punto de asentamiento. En la pestaña “*Tubular*” de la ventana principal, seleccionar la opción “*burst loads*” e ingresar los siguientes parámetros:

- 1) En la pestaña “*select*” seleccionar la opción “*Gas kick profile*”.
- 2) En la pestaña edit ingresar los siguientes parámetros:
 - En *influx depth* ingresar la profundidad de asentamiento propuesta pies.
 - En *kick tolerance* ingresar el valor límite establecido por Ecopetrol S.A. en barriles.
 - En *kick intensity* ingresar el valor establecido por Ecopetrol S.A. para pozos de desarrollo.
 - En *máximum mud weight*, el valor de presión de fractura máximo para la profundidad propuesta para el asentamiento.
 - En *kick gas gravity* dejar el valor predeterminado por el simulador (0.7).
 - Y finalmente el diámetro externo del revestimiento.
- 3) Seleccionar el botón apply; allí el cuadro ajustará el parámetro “*kick volume*” dependiendo la profundidad ingresada.
- 4) Finalmente se comparan el “*kick tolerance*” ingresado inicialmente y el generado por el software, si el generado es menor al ingresado la profundidad propuesta cumple con los requerimientos para ser el punto de asentamiento del revestimiento.

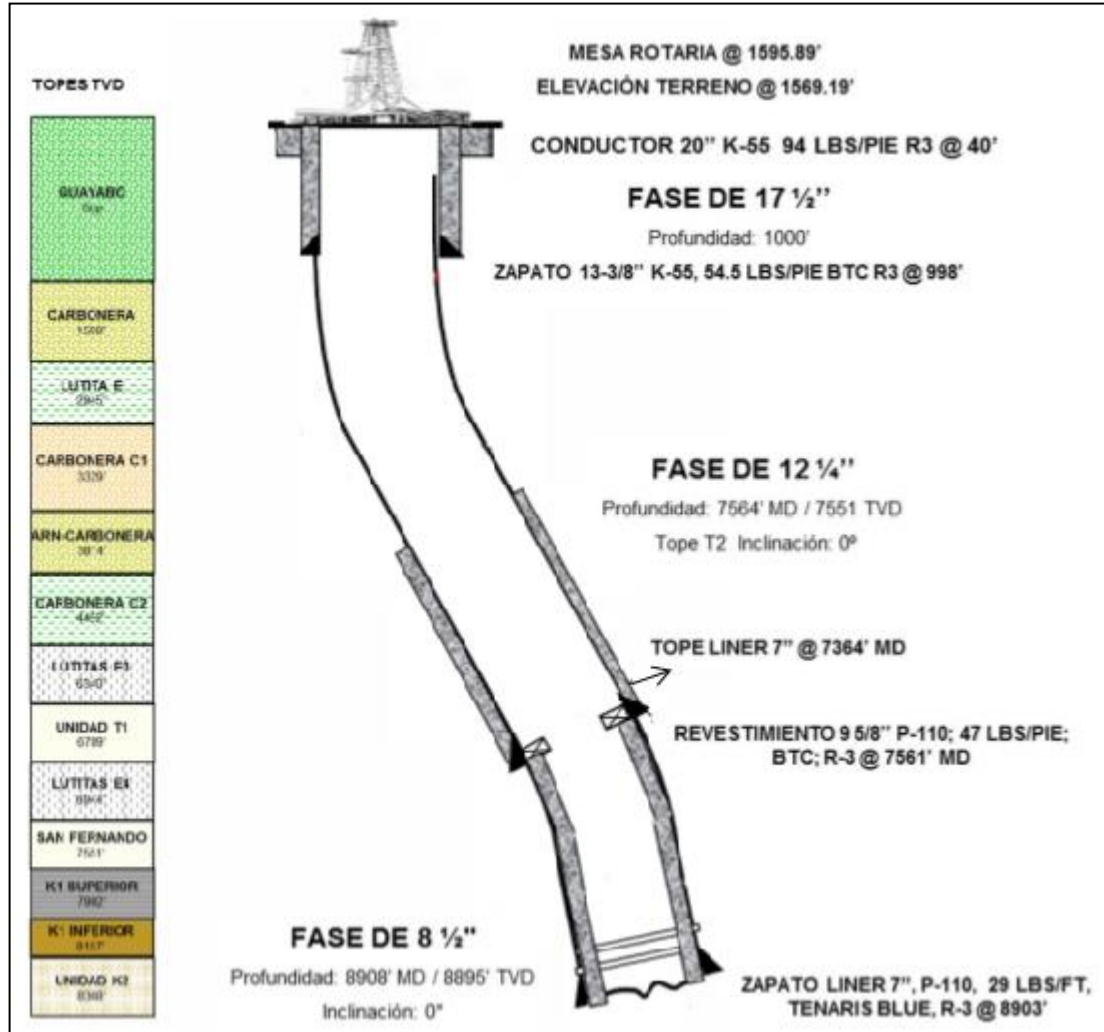
4.2.2.2. Selección de la profundidad de asentamiento del revestimiento. Dentro de los criterios que se evalúan para seleccionar el punto de asentamiento óptimo de la tubería de revestimiento intermedia, se encuentra el máximo volumen

de gas soportado por el zapato o límite de patada (kick tolerance) en el punto donde se desea asentar el revestimiento. Se establece una profundidad de asentamiento tentativa de 7,561 pies correspondiente al tope de la Formación San Fernando basado en la prognosis geológica del pozo.

Mediante el software StressCheck™, se obtiene el límite de patada este punto, para ello se debe ingresar el valor máximo de presión de fractura encontrada en la Formación San Fernando (14.2 ppg) y evaluarlo con un *kick intensity* de 0.5 ppg (según estándares de Ecopetrol S.A., para pozos en desarrollo se evalúa 0.5 ppg por encima del peso del lodo manejado en la sección estudiada). Luego de realizar la simulación del *kick tolerance*, se obtiene un límite de patada de 12.6 barriles, el cual es menor al límite estándar establecido por Ecopetrol S.A para pozos de desarrollo (25 barriles). En conclusión, la profundidad seleccionada para asentar la tubería de revestimiento intermedia cumple con la normativa establecida por Ecopetrol S.A ya se tiene control sobre las formaciones a atravesar en dicha sección.

4.2.3 Estado mecánico del pozo CH-D1. El programa de perforación establecido para el pozo CH-D1 indica que dicho pozo estará compuesto de tres secciones: La primera correspondiente a la sección superficial con un diámetro de hueco de 17 ½" y revestimiento de 13 ¾", la segunda correspondiente a la sección intermedia que es la de interés posee un diámetro de hueco de 12 ¼" y revestimiento de 9 ⅝", por último la sección de producción con un diámetro de hueco de 8 ½" y liner de 7". En la **Figura 46** se muestra el estado mecánico anteriormente descrito.

Figura 46. Estado mecánico pozo CH-D1



Fuente: ECOPELROL S.A. Informe interno Pozo Chichimene D1. Bogotá, 2015. 1 archivo de computador.

Según su clasificación descriptiva el pozo corresponde a un pozo A0 es decir de desarrollo. Es un pozo direccional tipo "S" de bajo desplazamiento. En el **Cuadro 3** se presenta la justificación del estado mecánico de cada una de las secciones del pozo CH-D1 y su principal objetivo operacional.

Cuadro 3. Justificación estado mecánico Pozo CH-D1

Intervalo MD (pies)	Diámetro hueco (in)	Diámetro revestimiento (in)	Justificación
Superficie – 1,000 pies	17 1/2"	Revestimiento 13 3/8"	Instalar BOP y cubrir la zona conglomerática de la Formación Guayabo que presenta influjos de agua y/o pérdidas de circulación; dar integridad a la próxima sección.
1,000 pies – 7,564 pies	12 1/4"	Revestimiento 9 5/8"	Perforar y revestir las arcillas hinchables de la Formación Guayabo y las zonas inestables de la Formación Carbonera tales como C1, C2 y Lutita E3, posteriormente cubrir las unidades T1 y Lutita E4 para luego llegar al tope de la Formación San Fernando donde se encuentra el punto de asentamiento del revestimiento
7,564 pies – 8,908 pies	8 1/2"	Liner 7"	Proveer la estabilidad requerida durante la etapa de producción para eliminar cualquier posibilidad de colapso y/o migración de fluidos indeseables (gas o agua).

4.2.4 Diseño del revestimiento. El diseño mecánico de una tubería de revestimiento se encuentra asociado a cada una de las diferentes cargas que ésta debe soportar durante el desarrollo de las operaciones de perforación, corrida de tuberías, cementación, completamiento y producción del pozo. Dichas cargas hacen necesario que la tubería de revestimiento posea ciertas propiedades específicas que le provean resistencia mecánica, funcionalidad durante la operación y cumplan con los requerimientos exigidos por el diseño del pozo.

Algunos de los esfuerzos bajo los cuales se ve sometida una tubería de revestimiento durante el desarrollo de una operación de perforación son originados tanto desde su perfil interno generados por la carga hidrostática de los fluidos dentro de la tubería, como en su perfil externo debido a presiones externas generadas a partir de la columna de fluido que rodea la tubería. Es necesario

identificar cada una de las cargas bajo las que estará sometida la tubería de revestimiento para llevar a cabo su adecuada selección y que posea suficientes propiedades mecánicas y físicas que le permitan soportar dichas cargas pronosticadas.

4.2.4.1 Consideraciones iniciales para le modelamiento de cargas. El modelamiento de estos esfuerzos se realiza a partir del software StressCheck™, en la que se busca relacionar cada carga con la profundidad medida durante la perforación (MD). Inicialmente es necesario considerar parámetros que permitan determinar el grado de interacción existente entre las formaciones atravesadas por la sección y el revestimiento, para ello se utiliza la ventana de estabilidad generada a partir de las presiones de poro y fractura de cada formación (ver Tabla 4). Otros parámetros importantes a tener en cuenta durante el modelamiento de esfuerzos, son los factores de diseño especificados para cada tubería de revestimiento, los cuales limitan la carga que puede soportar un revestimiento cuando es posicionado a lo largo de la trayectoria del pozo. La **Tabla 5** referencia los factores de diseño especificados por Ecopetrol S.A. para un revestimiento de 9 5/8” de acuerdo al tipo de carga a soportar.

Tabla 5. Factores de diseño para revestimiento de 9 5/8”

Cargas	Factor de diseño
Estallido	1.1
Colapso	1.1
Tensión (axial)	1.5
Compresión (axial)	1.2
Triaxial	1.25

A partir de los parámetros descritos anteriormente, se procede a realizar el modelamiento de esfuerzos mediante el software StressCheck™. La simulación de cargas se realiza empleando una tubería de revestimiento de 9 5/8” P-110 de 47 lb/pie, la cual ha brindado excelentes resultados en cuanto a funcionalidad e integridad durante operaciones de perforación llevadas a cabo previamente en el Campo Chichimene.

4.2.4.2 Procedimiento para configurar el software StressCheck para el modelamiento de cargas. Inicialmente, seleccionar la pestaña “wellbore” en donde se especifican las condiciones generales del pozo, allí se realiza el siguiente procedimiento:

- 1)** En la sección “General” se ingresa la profundidad final del pozo (8895 pies TVD).

2) En la sección "*Casing scheme*", se ingresa cada una de los revestimientos que componen las fases del pozo; allí se ingresan los valores de diámetro externo (OD en pulgadas), nombre (conductor, superficial, intermedio o producción), tipo (casing o liner) y diámetro del pozo.

3) En la sección "*Pore pressure*" se establecen los valores de presión de poro para cada formación, allí se debe ingresar la profundidad de cada formación y su valor de presión de poro en ppg para que automáticamente se calcula la presión de cada formación en psig.

4) En la sección "*Frac gradient*" se establecen los valores de presión de fractura para cada formación, allí se debe ingresar la profundidad de cada formación y su valor de presión de fractura en ppg.

5) En la sección "*Undisturbed temperatura*" ingresar la temperatura de superficie (95 °F) y el gradiente de temperatura para calcular la temperatura en fondo.

6) Finalmente en la sección "*Deviation*", mediante el comando survey editor, importar el survey generado en el plan direccional.

A continuación se selecciona la pestaña "*tubular*" para especificar los parámetros y propiedades del revestimiento siguiendo el siguiente procedimiento:

1) En la sección "*Current string*" seleccionar el revestimiento intermedio (12 ¼" Intermediate casing), el cual fue creado en el cuadro *casing scheme* de la pestaña *wellbore*.

2) En la sección "*Design parameters*", ingresar los factores de diseño para cada carga a modelar (colapso, estallido, tensión, compresión y triaxial).

3) En la sección "*Initial conditions*" ingresar parámetros de cementación como *mix wáter density* y *lead slurry density*, ambas en ppg con el fin de establecer el perfil hidrostático post-cementación.

4) En la sección "*String sections*" se terminan de especificar las propiedades del revestimiento como su peso (47 lbm/pie), grado (P-110) y profundidad de asentamiento (7561 pies).

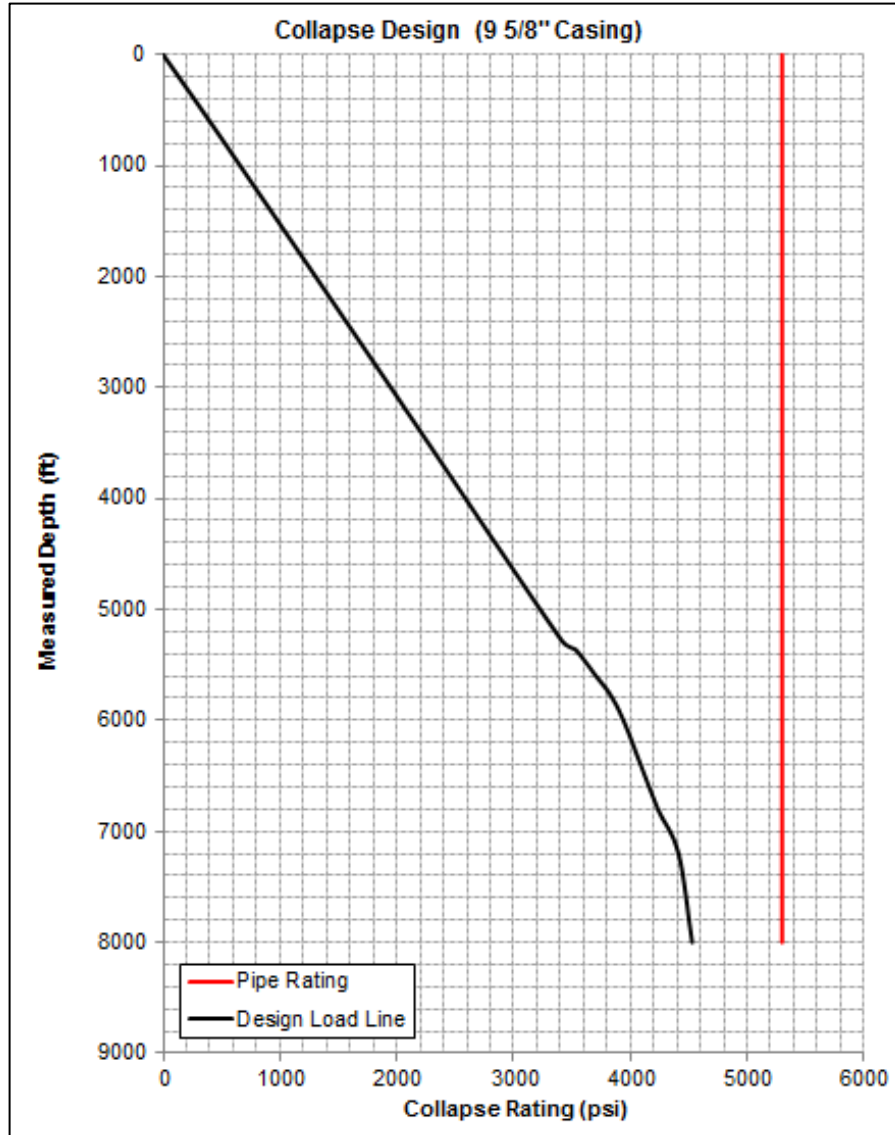
5) En la sección "*Connections*" se especifica el tipo de conexión empleada por el revestimiento (API BTC).

6) Finalmente en la sección "*Pipe inventory*" se ingresan nuevamente los valores de diámetro externo del revestimiento, peso, grado, diámetro interno y los valores de rating para las cargas por colapso, estallido y axiales.

4.2.4.3 Diseño para colapso. Se define como la fuerza mecánica capaz de deformar un revestimiento como resultado del efecto que produce la presión hidrostática generada a partir de la columna de fluido que rodea la tubería de revestimiento (presión externa > presión interna). Por lo general, el punto crítico por colapso de cargas se sitúa en la sección más profunda del revestimiento.

Durante el modelamiento de cargas por colapso, se genera como presión límite de diseño un valor cercano a la máxima presión de colapso para un revestimiento de 9 5/8" P-110 y 47 lb/pie, equivalente a 5,300 psi. Luego de construir la línea de diseño (ver **Gráfica 7**), se puede observar que la máxima presión aplicada sobre la pared externa del revestimiento P-110 es de aproximadamente 4,530 psi, indicando un rango de tolerancia de 770 psi, por lo tanto el revestimiento de 9 5/8" P-110 y 47 lb/pie, cumple satisfactoriamente con los requerimientos técnicos para mitigar cargas por colapso.

Gráfica 7. Diseño de colapso revestimiento 9 5/8''

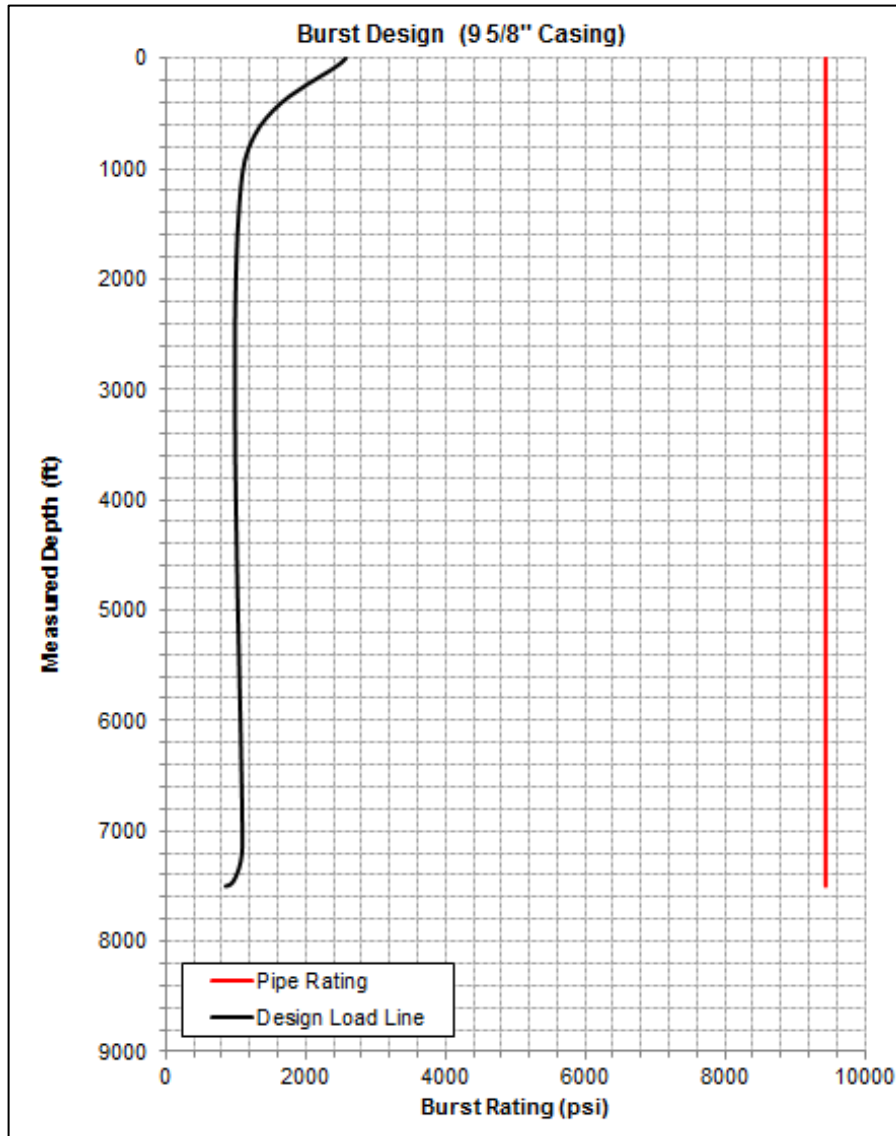


4.2.4.4 Diseño para estallido. Se define como la mínima presión interna que debe ser aplicada para iniciar una deformación permanente o causar la cedencia de las paredes de la tubería de revestimiento (presión externa < presión interna).

Durante el modelamiento de cargas por estallido, se genera como presión límite de diseño un valor cercano a la máxima presión de estallido para un revestimiento de 9 5/8" P-110 y 47 lb/pie, equivalente a 9,440 psi. Luego de construir la línea de diseño (ver **Gráfica 8**), se puede observar que la máxima presión aplicada sobre la pared interna del revestimiento de superficie es de aproximadamente 2,571 psi. A partir de una profundidad de 1,000 pies, la línea de diseño presenta un nuevo comportamiento de carácter constante indicando que la máxima presión aplicada

sobre la pared interna del revestimiento intermedio 9 5/8" P-110 es de aproximadamente 1,095 psi, indicando un rango de tolerancia de 8,345 psi, por lo tanto este revestimiento cumple con las especificaciones necesarias de operación para mitigar posibles esfuerzos por estallido.

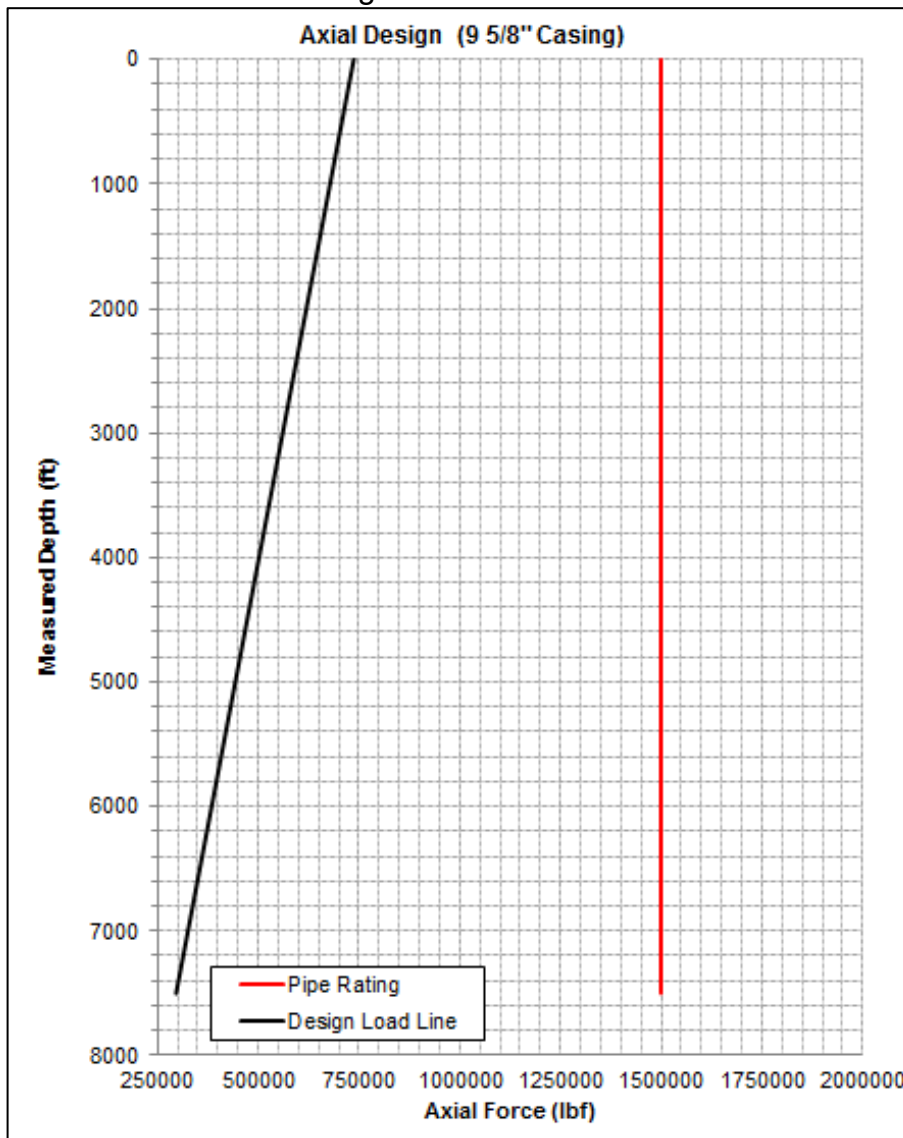
Gráfica 8. Diseño de estallido revestimiento 9 5/8"



4.2.4.5 Diseño para cargas axiales. En los revestimientos la carga axial se expresa generalmente como esfuerzos de tensión o compresión, ésta es el resultado de la aplicación de condiciones inducidas como el peso de apoyo o asentamiento, condiciones operativas y por variaciones tales como los cambios de temperatura los cuales producen la expansión o la contracción de la tubería.

Para el modelamiento por compresión y tensión del revestimiento, se presenta un valor máximo de 1,499,700 lbf para cargas axiales como se ve en la **Gráfica 9**. La línea de diseño presenta un perfil uniformemente decreciente teniendo un máximo valor de fuerzas axiales de 678,650 lbf evidenciando así que el revestimiento se encuentra en condiciones apropiadas para soportar los posibles esfuerzos axiales a los cuales se puede ver sometido.

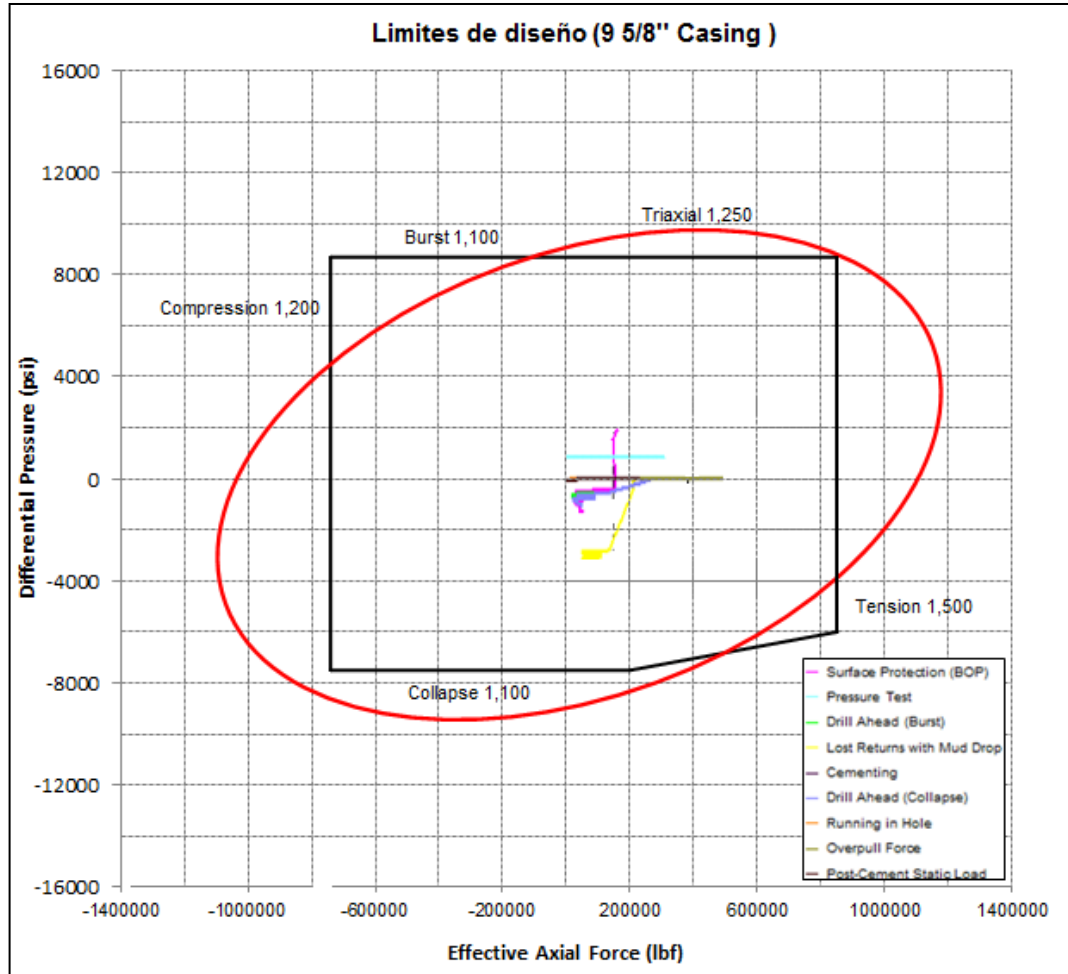
Gráfica 9. Diseño de cargas axiales revestimiento 9 5/8"



Finalmente la **Gráfica 10** muestra los límites de diseño y la elipse Von Mises Equivalent Stress como resultado de todos los esfuerzos analizados anteriormente (colapso, estallido y axial) y cargas triaxiales, parámetros indispensables para concluir si diseño del revestimiento finalmente escogido podrá soportar la

combinación de todas estas cargas durante diversas operaciones presentes a lo largo de la vida útil del pozo.

Gráfica 10. Límite de diseño revestimiento 9 5/8''



En dicho gráfico se muestran las líneas que representan las cargas axiales efectivas de cada una de las operaciones involucradas durante la perforación, cementación y completamiento de la sección intermedia del pozo. El hecho de que cada una de estas líneas (operaciones) no se encuentre próxima a los límites de diseño, señala que durante el desarrollo de estas operaciones en ninguna se presentarán esfuerzos adicionales por colapso, compresión, tensión y estallido. Adicionalmente, dichas líneas se encuentran también demasiado alejadas con respecto al borde de la elipse Von Mises, indicando que a pesar de que el revestimiento de grado P-110 cumple satisfactoriamente con los requerimientos necesarios para soportar cargas triaxiales, se presenta un caso de sobredimensionamiento (una tubería de menor grado podría suplir los requerimientos necesarios para soportar cada una de las cargas mencionadas con anterioridad).

4.2.4.6 Resultados modelamiento de cargas. A pesar de que el diseño se encuentra sobredimensionado, finalmente la empresa operadora (Ecopetrol S.A.) ha optado por implementar el revestimiento de grado P-110 como medida de contingencia debido a que esta referencia de revestimiento ha tenido excelentes resultados en aplicaciones previas de la tecnología y se necesita dar la mayor confiabilidad y seguridad posible a la operación de perforación pues esta es la primera implementación que se hace en el Campo Chichimene utilizando la tecnología de perforación direccional con revestimiento.

4.2.5 Broca. Se tuvieron en cuenta diferentes parámetros para el diseño y selección de la broca a utilizar durante la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1, a continuación se describe cada uno de ellos:

4.2.5.1 Descripción litológica. La composición litológica de las formaciones que atraviesa el pozo CH-D1 se conforma en general por intercalaciones de areniscas, limolitas, arcillolitas y lutitas las cuales varían de espesor, dureza y granulometría a lo largo de la columna estratigráfica teniendo en cuenta el predominio de areniscas hacia la parte superior y de lutitas hacia la parte inferior.

4.2.5.2 Estado mecánico propuesto. El pozo CH-D1 es de tipo direccional "S" de bajo desplazamiento. La sección intermedia 12 ¼" inicia a una profundidad de 1,000' abarcando la parte inferior de la Formación Guayabo, y finaliza a una profundidad de 7,564' en donde se encuentra el tope de la Formación San Fernando, lugar en el cual se encuentra el punto de asentamiento del revestimiento intermedio.

4.2.5.3 Lecciones aprendidas y comportamiento de la broca. En una operación previa de perforación, se decidió implementar una broca tipo PDC para la perforación de la sección intermedia del pozo CH-P1 en el Campo Chichimene, en ella se obtuvieron los resultados que se presentan a continuación en el **Tabla 6**.

Tabla 6. Evaluación de desgaste de brocas IADC Pozo CH-P1

Estructura de corte				B	G	Observaciones	
Hilera Interior (I)	Hilera Exterior (O)	Característica de Desgaste (D)	Ubicación (L)	Sello de Cojinete (B)	Calibre 1/16" (G)	Otras características (O)	Razón Salida (R)
1	1	WT	A	X	I	NO	TD

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe interno Pozo Chichimene P1. Bogotá, 2015. 1 archivo de computador.

La anterior tabla reporta el desgaste de cada uno de los componentes esenciales que definen el desempeño de la estructura de corte y sistema de cojinetes de la broca, además señala algunas otras observaciones realizadas en cuanto a las características del tipo de desgaste tras culminar la operación. Con el fin de realizar un adecuado análisis de desgaste de la broca, la **Tabla 7** clasifica cualitativa y cuantitativamente cada una de los parámetros mencionados anteriormente.

Tabla 7. Tabla general para la evaluación de desgaste de brocas IADC

Evaluación de desgaste de brocas IADC							
Estructura de corte				B	G	Observaciones	
Hilera Interior (I)	Hilera Exterior (O)	Característica de Desgaste (D)	Ubicación (L)	Sello de Cojinete (B)	Calibre 1/16" (G)	Otras características (O)	Razón Salida (R)
1	2	3	4	5	6	7	8
1- Estructura de corte Hilera Interior (Elementos sin contacto con la pared del pozo)				3- Características de Desgaste			
2- Estructura de corte Hilera Exterior (Elementos en contacto con la pared del pozo)				*BC - Cono Roto		LN - Boquilla perdida	
En la columna 1 y 2 se utiliza una escala lineal de 0 a 8 para describir las condiciones de la estructura de corte de acuerdo con los lineamientos utilizados para cada tipo de broca específico				BF - Falla en el enlace		LT - Dientes perdidos	
				BT - Diente/Cortado roto		OC - Desgaste excéntrico	
				BU - Broca embolada		PB - Broca comprimido	
				*CC - Cono fisurado		PN - Boquillas tapadas	
				*CD - Cono arrastrado		RG - Calibre redondeado	
Brocas con cortadores de acero	Medida de la pérdida de altura de los dientes debido a abrasión o daño			CI - Interferencia de conos		RO - Anillado	
	0- No hubo pérdida de altura			CR - Coroneado		SD - Daño en el extremo de la pata	
8- Pérdida total de altura			CT - Dientes astillados		SS - Autoafilado		
Brocas con insertos	Medida de reducción total estructura de corte por pérdida, deterioro o rotura de insertos			ER - Erosión		TR - Sobre huella	
	0- No hubo pérdida, deterioro ni rotura de insertos			FC - Crestas achatadas		WO - Lavado	
8- 0% de insertos y/o estructura de corte restante			HC - Fisuras por calentamiento		WT - Diente/Cortador desgastado		
Brocas con cortadores fijos	Medida de la pérdida de altura de los dientes debido a abrasión o daño			JD - Daño por chatarra		NO - Sin desgaste	
	0- No hubo pérdida, deterioro ni rotura de estructura de corte			*LC - Cono perdido			
8- 100% pérdida, deterioro y/o rotura de estructura de corte			* Indicar No. De conos en la columna 4				

Fuente: IADC [en línea]: Dull bit grading. Reino Unido: Kingdom drilling services Ltd., 2005 [consultado 20 de Enero de 2016]. Disponible en internet: http://www.jsdrilling.com.qa/Services/Downloads/IADC_BIT_Grading.PDF. Modificado por los autores.

Tabla 7. (Continuación)

Evaluación de desgaste de brocas IADC							
Estructura de corte				B	G	Observaciones	
Hilera Interior (I)	Hilera Exterior (O)	Característica de Desgaste (D)	Ubicación (L)	Sello de Cojinete (B)	Calibre 1/16" (G)	Otras características (O)	Razón Salida (R)
1	2	3	4	5	6	7	8
4- Ubicación				6- Calibre			
Cono de rodillo		Cortadores fijos		x - In gauge	1/16 - 1/16 fuera de calibre	1/8 - 1/8 fuera de calibre	3/16 - 3/16 fuera de calibre
N – Hilera de nariz	G – Calibre	C - Cono	S – Hombro	1/4 - 1/4 fuera de calibre	5/16 - 5/16 fuera de calibre	3/8 - 3/8 fuera de calibre	7/16 - 7/16 fuera de calibre
M – Hilera intermedia	A – Todas las hileras	N – Nariz	G - Calibre	1/2 - 1/2 fuera de calibre	9/16 - 9/16 fuera de calibre	5/8 - 5/8 fuera de calibre	etc.
Estado del cono # o #'s		T - Taper	A – Todas las áreas	7- Otras características de desgaste			
5- Sello de cojinetes				Refiérase al numeral 3			
Cojinetes no sellados		Cojinetes sellados		8- Razón de salida de la broca			
Se estima la vida utilizada del cojinete mediante una escala lineal (0-Cojinete nuevo-->8, 100% Cojinete sin vida útil)		E – Sello efectivo	F – Sello falló	BHA - Cambio de ensamble de fondo			
		N – No es posible graduar	X – Broca con cortadores fijos	DMF - Falla de Motor de Fondo		LOG - Perfilaje	
				DTF - Falla de herramientas de fondo		PP – Presión de la bomba	
				DSF - Falla de barras		PR – Penetración menor	
				DST - Ensayo de formación		RIG – Reparación del equipo	
				DP - Barra tapada		TD – Profundidad final	
				CM - Tratamiento fluido		TW – Barra torcida	
				CP - Coroneado		TQ – Torque	
				FM - Cambio de formación		WC – Condiciones climáticas	
				HP - Problema de diámetro		LIH - Dejado en el pozo	

Fuente: IADC [en línea]: Dull bit grading. Reino Unido: Kingdom drilling services Ltd., 2005 [consultado 20 de Enero de 2016]. Disponible en internet: http://www.jsdrilling.com.qa/Services/Downloads/IADC_BIT_Grading.PDF. Modificado por los autores.

Inicialmente se indica el grado de desgaste de las hileras tanto internas como externas de la broca, al tratarse de un broca tipo PDC la cual posee cortadores fijos, el valor reportado en la tabla 6 para ambos parametros (igual a 1) señala que el desgaste de la estructura de corte de ambas hileras fue minimo. Luego se procede a describir las características de desgaste que presenta la estructura de corte, la tabla 6 referencia las siglas WT para señalar que hubo una reducción en la altura de los elementos de corte de la broca lo cual representa el modo de desgaste más común y esperado en todas las operaciones de perforación; cabe recalcar que la columna “otras características (O)” se utiliza para reportar

fenómenos de desgaste adicionales en la broca, allí se referencian las siglas NO indicando que no existen características adicionales de desgaste. Posteriormente se indica la localización sobre la cara de la broca donde se presentó la característica de desgaste referenciada anteriormente, el área de desgaste reportada en la tabla 6 tiene una clasificación tipo A es decir que todas las áreas de la broca presentaron el mismo tipo de desgaste. Luego se describen las características del sistema de cojinetes en la broca, tabla 6 indica una clasificación tipo X asignado siempre a aquellas brocas que poseen cortadores fijos. A continuación se estima el calibre de la broca (diámetro de sus elementos de corte), la tabla 6 reporta un valor de 1/16 fuera del calibre original de la broca. Finalmente se indica la razón por la cual la broca fue sacada del pozo, la tabla 6 referencia las siglas TD indicando que la broca se sacó del pozo luego de alcanzar la profundidad final esperada.

Los buenos resultados obtenidos tras implementar una broca tipo PDC para la perforación de la sección intermedia del pozo CH-P1 en el Campo Chichimene permiten concluir que este tipo de broca cumple con los requerimientos técnicos y operativos establecidos por el plan de perforación.

4.2.5.4 Selección de la broca. Con base en cada uno de los parámetros analizados anteriormente, se ha considerado utilizar una broca piloto tipo PDC de 8 ½". Es importante recordar que la broca piloto será la encargada de perforar el hueco guía de 8 ½" el cual posteriormente será ensanchado y calibrado al diámetro estipulado por el estado mecánico (12 ¼") mediante el uso de rimadores acoplados al ensamblaje de fondo.

La broca piloto seleccionada es compatible con la tecnología de perforación direccional con revestimiento Casing Drilling™ Nivel III de Schlumberger, por lo tanto es de carácter recuperable a través del ensamblaje de fondo. El modelo seleccionado corresponde a una broca recuperable modelo Smith Mi 519 (ver **Figura 47**) con insertos de diamante térmicamente estables los cuales aseguran al máximo el calibre del pozo.

Figura 47. Broca Smith Mi 519



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe interno Pozo Chichimene D1. Bogotá, 2015. 1 archivo de computador.

El diseño de los cortadores utilizados por esta broca adopta la tecnología ONYX, diseñados para soportar mejor el desgaste abrasivo y degradación térmica, mejorando así su durabilidad e incrementando la velocidad de penetración (ROP) si así es requerido. Otra de las características que posee la broca seleccionada es su capacidad de incremento en la limpieza, enfriamiento y evacuación de los cortes, empleando una tasa alta de flujo del lodo de perforación y minimizando al máximo el incremento de presión en las bombas que hacen circular el pozo, esto permite reducir al máximo el riesgo de embotamiento de la broca. Las especificaciones de la broca Smith Mi 519 se observan en la **Tabla 8**.



Tabla 8. Especificaciones técnicas broca 8 ½" PDC

Especificaciones Broca Smith Mi 519	
Cortadores totales	34
Tamaño de cortadores	13 mm (1/2 in), 16 mm (5/8 in), 19 mm (3/4 in)
Cara de los cortadores	(17) 19 mm
Calibre de los cortadores	(7) 16 mm
Cortadores Back-Up	(4) 13 mm
Numero de aletas	(6) 19 mm
Boquillas	5
Tipo de conexión	7 Estándar serie 50N
Calibre	Longitud: 2"
Longitud	Make-Up: 9 1/2 in, Conjunto: 13 11/16 in
Cuello	Diámetro: 6", Longitud: 3 7/16"
Parámetros operativos	
Peso sobre la broca	4,000 a 30,000 Lbf
Tasa de flujo (GPM)	300 a 800
Poder hidráulico (HSI)	1 a 6
Torque recomendado	16,600 a 21,600 ft/lbs

Fuente: ECOPEL S.A. Informe interno Pozo Chichimene D1. Bogotá, 2015. 1 archivo de computador.

4.2.6 Ensamblaje de Fondo. El ensamblaje de fondo seleccionado teniendo en cuenta el programa de perforación establecido para la sección intermedia en la cual se aplicará la tecnología de perforación direccional con revestimiento, consiste en una configuración con herramientas especiales diseñadas para acoplarse a dicha tecnología. El diseño del ensamblaje de fondo es presentado en la **Figura 48**.

Figura 48. Ensamblaje de fondo sección intermedia 12 1/4" pozo CH-D1

Configuracion Revestimiento		Configuracion BHA			
	1. Casing 9 5/8", P110, 47 Lb/ft, R3		5. Drill Lock Assembly		
	2. Casing Profile Niple (CPN) 9 5/8"		6. Internal Tandem Stabilizer		
	3. Shoe joint 9 5/8"		7. X-OVER		
	4. Directional Guide Shoe		8. Under Reamer 12 1/4"		
Descripcion BHA			9. X-OVER		
Cantidad	No.		OD	ID	10. Roller Reamer
186	1		9.625"	8.681"	11. NMDC
1	2		9.625"	-	12. Telescope MWD
1	3		9.625"	-	13. Short Hope (with float valve)
1	4		9.625"	-	14. PD 675 X6 8 1/2"
1	5		8.380"	2.75"	15. Broca PDC 8 1/2", 5 aletas, cortadores 19 mm, TFA 0.869
1	6		6.75"	2.875"	
1	7		6.75"	2.813"	
1	8		8.25"	3.4"	
1	9		6.75"	2.813"	
1	10	6.5"	2.25"		
1	11	6.5"	2.813"		
1	12	6.75"	5.109"		
1	13	6.75"	2.875"		
1	14	6.75"	4.2"		
1	15	8.5"	N.A		

Algunos de los elementos que componen la configuración del ensamblaje de fondo a utilizar, poseen algunas especificaciones que les permite acoplarse a los requerimientos operacionales de la tecnología. Estos elementos se describen en forma descendente a continuación:

4.2.6.1 Power Drive X6® (RSS). Es el sistema rotativo direccional creado por Schlumberger el cual minimiza los efectos que surgen por diversos factores externos a la operación tales como las vibraciones cercanas a la broca, mejorando su desempeño y capacidad de aplicación. Está diseñado para un control total direccional sobre la sarta mientras ésta rota. Se ha demostrado que este sistema es el más indicado al momento de realizar operaciones direccionales y debido a experiencias previas se ha concluido que esta herramienta es la que ha tenido la mayor eficacia a la hora de aplicar la tecnología de perforación direccional con revestimiento. En la **Tabla 9** se observan las especificaciones de esta herramienta.

Tabla 9. Especificación PowerDrive 675 X6®

Especificaciones PowerDrive 675 X6®	
Diámetro externo nominal (API)	6.75 in [171.5 mm]
Tamaño de hoyo	7 7/8 in a 9 7/8 in
Longitud total	13.48 ft [4.11 m]
Collar dogleg Max.	16°/100 ft [16°/30 m] deslizando, 8°/100 ft [8°/30 m] rotando
Tasa de construcción	0°-8°/100 ft
Torque de operación Max.	16000 ft.lbf [21700 Nm]
Carga de operación Max.	1100000 lbf [4900000 N]
Peso sobre la broca Max.	65000 lbf [290000 N]
Peso de ensamblaje en el aire	1700 lbf [7500 N]
Material de pérdida de circulación Max.	50 lbm/bbl medium nut plug

Fuente: Power Drive 675 X6 [en línea]. Schlumberger, 2010 [consultado 20 de Febrero de 2015]. Disponible en Internet: http://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/directional_drilling/powerdrive_x6.pdf.

Tabla 9. (Continuación)

Especificaciones PowerDrive 675 X6®	
Rango de flujo	200-950 galUS/min [750-3,590 L/min]*
Vibraciones laterales	Nivel 3 de choque [50 g _n limite], 30 min limite
Stick/Slip	±100 % velocidad de rotación, 30 min limite
Velocidad de rotación Max.	220 rpm
Temperatura Max.	302°F [150°C]
Presión hidrostática Max.	20,000 psi [138 Mpa]
Caída de presión a través de la herramienta recomendada	600-750 psi [4.1-5.2 Mpa]
Contenido Mud Sand	1% por volumen
Conexiones rotativas	
Conexión Collar Up	4 1/2 IF box
Bit box	4 1/2 Reg
Sensores	
Bit box a Gamma Ray	6.40 ft [1.95 m]
Bit box a inclinación	7.27 ft [2.21 m]
Bit box a azimuth	9.37 ft [2.85 m]
Exactitud de inclinación	0.11 (a 1 nivel sigma)
Exactitud de azimuth	1.8 a 90° inclinación (a 1 nivel sigma)
Exactitud de Gamma Ray, azimuthal 4-quadrant	± 5% (30 s averaging window)
Limite detector de choque, radial	50 g _n ± 5 g _n (± 500 g _n max. peak)
* Dependiendo del valor del peso del lodo	

Fuente: Power Drive 675 X6 [en línea]. Schlumberger, 2010 [consultado 20 de Febrero de 2015]. Disponible en Internet: http://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/directional_drilling/powerdrive_x6.pdf.

4.2.6.2 TeleScope®. Consiste en un herramienta telemétrica que transmite información a alta velocidad permitiendo una mejor comunicación entre el Power Drive® y el centro de control en superficie. Posee una detección estable de señal que permite el procesamiento de información y posterior análisis de forma eficiente inclusive en pozos de alta profundidad (>10,000 pies). En la **Tabla 10** se observan las especificaciones de esta herramienta.

Tabla 10. Especificaciones TeleScope 675®

Especificación TeleScope 675®	
Frecuencia de operación (Hz)	0.25 a 24
Fuente de alimentación	Potencia de turbina
Tipo de telemetría	Onda continua
Diámetro externo nominal de la herramienta (in [mm])	6.75 [171.45]
Diámetro máximo de la herramienta (in [mm])	6.89 [175.01]
Longitud de la herramienta (ft [m])	24.7 [7.53]
Peso (lbm [kg])	2,085 [946]
Temperatura de operación	
Estándar (°F [°C])	300 [150]
Especial (°F [°C])	350 [175]
Severidad Dogleg Max.	
Rotary Mode (°/100 ft [°/30 m])	4.5 [4.5]
Sliding Mode (°/100 ft [°/30 m])	15 [15]
Choque Max.	30 min a nivel 3 de choque (>10 Hz arriba de 50 g _n) 200000 choques acumulados arriba de 50 g _n .
Presión externa Max.	
Servicio estándar (psi [MPa])	20,000 [138]
Servicio especial (psi [MPa])	30,000 [207]
Rango de flujo (gal/min [L/min])	275,800 [1,041 a 3,028]

Fuente: Telescope [en línea]. Schlumberger, 2010 [consultado 20 de Febrero de 2015]. Disponible en Internet: http://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/lwd/scope/telescope_insert.pdf.

4.2.6.3 Ensanchadores tipo 5C PDC®: Herramienta adaptable a aplicaciones operativas mediante el uso de la tecnología de perforación direccional con revestimiento; provee el ensanchamiento y la calibración necesaria al hoyo previamente perforado por la broca piloto para la admisión total del revestimiento. Esta herramienta posee boquillas de chorro las cuales son adaptadas a la herramienta para permitir la activación de los brazos rimadores (los cuales poseen cortadores tipo PDC) por diferenciales de presión inducidos por bajas tasas de flujo. La **Tabla 11** muestra las principales especificaciones de esta herramienta.

Tabla 11. **Especificaciones Ensanchadores PDC Tipo 5C**

Especificaciones Ensanchadores PDC Tipo 5C	
Diámetro externo nominal, in [mm]	8 [203.2]
Diámetro externo de estabilización, * in [mm]	8.475 [215.26]
Diámetro de hoyo rimado, * in [mm]	12.25 [34.15]
Diámetro interno nominal, in [mm]	2 [50.8]
Longitud nominal, in [mm]	57 [1447.8]
Peso, lbm [Kg]	567 [257.2]
Brazos rimadores	Tres brazos
Conexiones de rosca, in	
Upper	6 5/8 API Reg
Lower	6 5/8 API Reg
Torque input Max., ft.lbf [Nm]	15,000 [2,033]
Peso sobre la broca Max., lbf [N]	25,000 [11,120]
Flujo a través de la herramienta, galUS/min [L/min]	1,000 [3,784]
Velocidad de rotación Max., rpm	120
Presión de accionamiento, psi [kPa]	120 [827]
* Opción personalizada disponible	

Fuente: Type 5C PDC Underreamer [en línea]. Schlumberger, 2013 [consultado 20 de Febrero de 2015]. Disponible en Internet: http://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/drilling_applications/casing_type5C_pdc_underreamer_ps.pdf.

4.2.6.4 Casing Profile Nipple. Consiste en una herramienta instalada en el zapato del revestimiento que tiene como función proporcionar un mecanismo de bloqueo torsional y axial entre el ensamblaje de fondo y el revestimiento. Su principal aplicación se encuentra ligada a operaciones en donde se utiliza la tecnología de perforación con revestimiento y gracias a su acople con el DLA, permite recuperar el ensamblaje de fondo cuantas veces sea necesario. Algunas especificaciones de tamaño y peso para esta herramienta son observadas en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Tamaños y pesos disponibles para CPN.

Disponibilidad de tamaños y pesos CPN	
Tamaño del revestimiento, in [mm]	Peso del revestimiento, lbm/ft [N]
7 [178]	23 a 32 [34.2 a 47.6]
7 5/8 [194]	24 a 39 [35.7 a 58]
9 5/8 [244]	36 a 53.5 [53.6 a 79.6]
10 3/4 [273]	40.5 a 55.5 [60.3 a 82.6]
13 3/8 [340]	54.5 a 68 [81.1 a 101.2]

Fuente: Casing Profile Nipple [en línea]. Schlumberger, 2013 [consultado 20 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: http://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/drilling_applications/casing_profile_nipple_ps.pdf.

4.2.7 Fluido de perforación. El fluido elegido por la compañía encargada de su diseño (M-I SWACO, Schlumberger) para la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1 es el sistema Kla-Shield, el cual es un inhibidor orgánico base poliamina que brinda estabilización a las lutitas. Tiene como principal objetivo el proporcionar inhibición química para controlar el hinchamiento de las arcillas y la reactividad de las lutitas e inhibición mecánica con un efectivo encapsulamiento de los sólidos perforados que incide en una menor cantidad de sólidos de baja gravedad específica en el sistema de lodo y en una efectiva reducción del filtrado. Las principales características del fluido de perforación diseñado para esta sección se muestran a continuación en la **Tabla 13**.

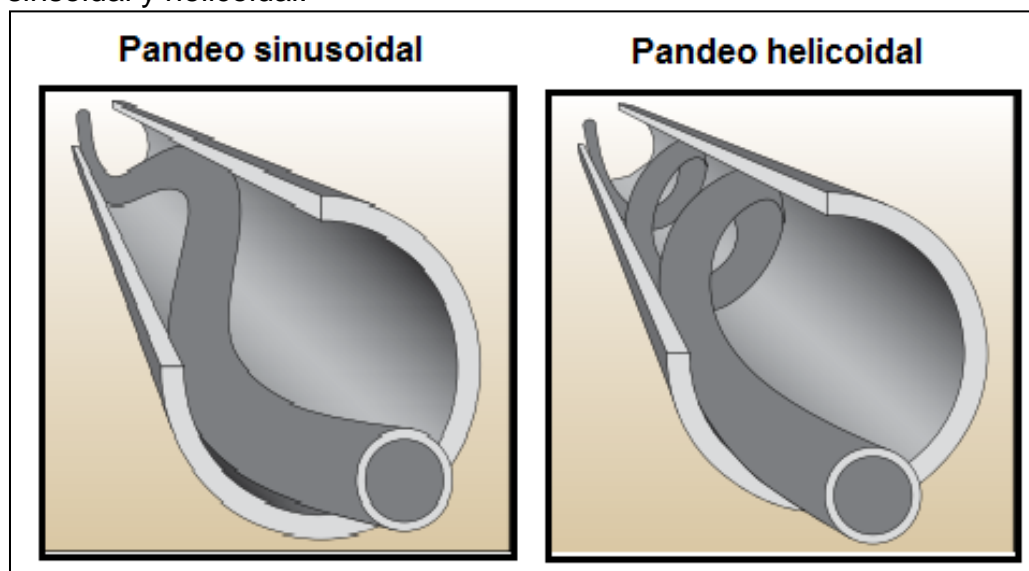
Tabla 13. Propiedades del fluido de perforación sección 12 ¼" pozo CH-D1

Propiedades fluido de perforación				
Intervalo 12 1/4" (MD)		1,000 – 7,564 pies		
Formaciones		Guayabo, León, Carbonera y San Fernando		
Fluido recomendado		KLASHIELD		
Propiedades	Unidad	Desde 1000' hasta Tope Areniscas de Carbonera	Areniscas de Carbonera hasta Tope C2	Desde C2 hasta Tope San Fernando
Densidad	Lb/gal	10.0 - 11.0	11.0 - 11.5	11.5
Viscosidad plástica	cP	20 – 25	22 – 28	22 – 28
Punto cedencia	(Lb/100 ft ²)	25 – 28	25 – 28	28 – 30

4.2.8 Análisis de torque y arrastre. Se define torque como una medida de la resistencia a la rotación, ocasionada por la fricción presente entre la tubería y las paredes del pozo. El arrastre hace referencia a una medida de la resistencia al movimiento ascendente o descendente de la tubería dentro del pozo. La magnitud de ambos fenómenos se encuentra en función del efecto tensión/compresión que sufre la tubería dentro del pozo, de su área de contacto con el mismo y su peso. Para una operación que involucre la perforación de un pozo vertical, los efectos por torque y arrastre sobre la tubería son nulos siempre y cuando ésta se encuentre centrada adecuadamente en el pozo. Cuando una operación involucra la perforación de un pozo direccional, la tubería experimenta grados variables de torque y arrastre que producen fuerzas adicionales debido al contacto de la tubería con las paredes del hueco.

El efecto de pandeo o flexión de la tubería surge cuando las fuerzas de compresión resultantes del arrastre pliegan la tubería contra las paredes del pozo, generando una configuración sinusoidal inicialmente y luego helicoidal si las cargas continúan creciendo, lo cual restringe el movimiento descendente de la tubería, la **Figura 49** muestra la configuración geométrica generada a partir de ambos tipos de pandeo.

Figura 49. Efecto sobre la tubería de revestimiento por efectos de pandeo sinusoidal y helicoidal.



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe interno diseño de revestimiento. Bogotá, 2014. 1 archivo de computador.

4.2.8.1 Consideraciones iniciales. Es necesario entonces modelar las posibles cargas generadas a partir de los fenómenos de torque y arrastre que son aplicadas sobre la tubería de revestimiento y el ensamblaje de fondo, permitiendo predecir sus magnitudes y conocer bajo que escenarios podría ocurrir el efecto de pandeo sobre las mismas. Este modelamiento se realiza a través del software WellPlan™, en el cual se debe tener en cuenta la configuración del ensamblaje de fondo (ver Figura 48) y algunos datos de entrada iniciales que son referenciados en la **Tabla 14**. Algunos de estos datos fueron determinados a partir de experiencias previas utilizando la tecnología de perforación direccional con revestimiento y de parámetros empleados durante la perforación de pozos convencionales en el Campo Chichimene.

Tabla 14. Datos iniciales de entrada al software WellPlan™ para el análisis de torque y arrastre

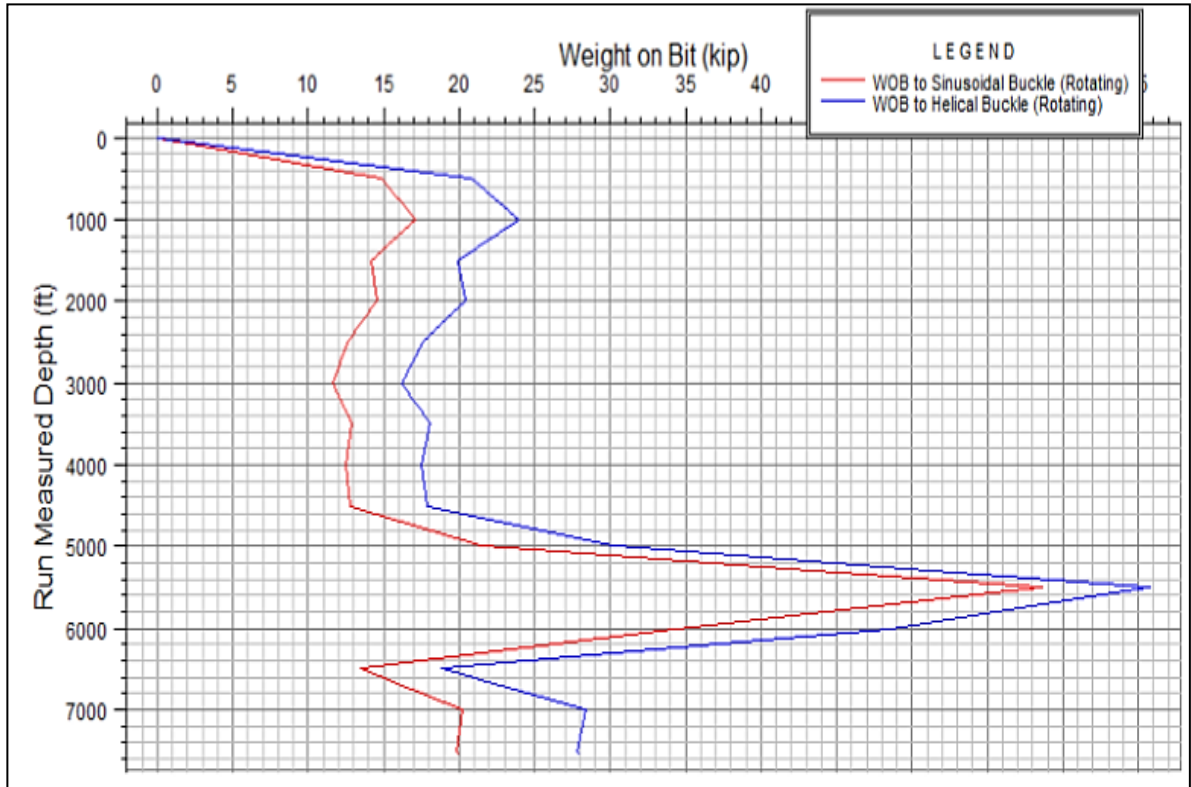
Parámetro	Valor
Torque aplicado sobre la broca	2,552 lbf-pie
Peso sobre la broca	20,000 lbf
Caudal máximo	760 gpm
Peso máximo del fluido de perforación	11.5 ppg

4.2.8.2 Procedimiento para configurar el software WellPlan para el análisis de torque y arrastre. Antes de configurar el software, previamente se debe importar los datos correspondientes a la geometría del pozo, propiedades del revestimiento y BHA, survey y parámetros del fluido de perforación, los cuales fueron generados en las simulaciones anteriores a través de los aplicativos Compass y StressCheck. Una vez ingresados los parámetros anteriormente mencionados, se realiza el siguiente procedimiento:

- 1) Para seleccionar el modelamiento de los fenómenos por torque y arrastre, en la pestaña “*Modules*” de la ventana principal seleccionar la opción “*Normal analysis*”.
- 2) En la pestaña “*case*” seleccionar las casillas correspondientes a “*maximum weight-on-bit*” tanto *no sinusoidal* como *no helical buckling*.
- 3) En la pestaña *parameters*, seleccionar la opción “*mode data*” e ingresar los siguientes parámetros:
 - WOB y torque aplicado sobre la broca para cada modo operacional (*rotating on bottom, slide drilling, backreaming* y *rotating off bottom*)
 - Tasa de penetración en pies/hora.
 - Velocidad de flujo en rpm.
 - Factores de fricción los cuales se generan automáticamente a partir de la data ingresada para la geometría del pozo.

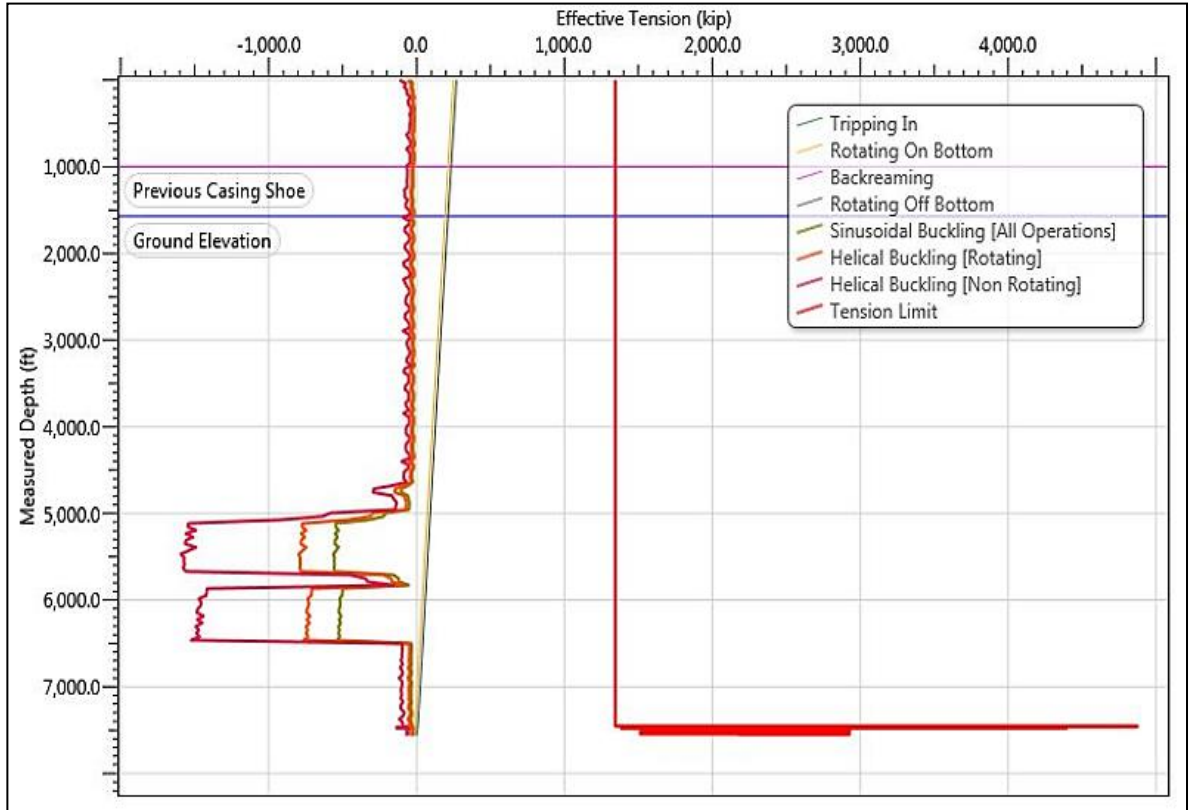
4.2.8.3 Análisis de peso sobre la broca. En la **Gráfica 11** se muestran los resultados en cuanto al manejo ideal del peso sobre la broca para no generar pandeo sinusoidal y helicoidal en el ensamblaje de fondo durante la perforación de la sección intermedia. Como se puede observar, el caso más crítico puede presentarse al perforar con WOB mayores a 12,500 lbf a profundidades entre 4,500 y 6,500 pies luego de detectar un aumento abrupto en ambas curvas de pandeo, por lo tanto se debe limitar esta variable en dicho intervalo.

Gráfica 11. Límites del peso sobre la broca para no generar pandeo en el revestimiento



4.2.8.4 Análisis de tensión efectiva. La tensión efectiva es utilizada para determinar cuándo puede ocurrir el fenómeno de pandeo. En la **Gráfica 12** se pueden observar los diferentes modos operacionales aplicados sobre el ensamblaje de fondo y la magnitud de las cargas por tensión generadas a partir de cada uno de ellos. Adicionalmente se grafican una serie de curvas que indican la carga mínima requerida para que ocurra el fenómeno de pandeo sobre el ensamblaje (sinusoidal y helicoidal) y la línea límite de tensión generada a partir del diseño seleccionado.

Gráfica 12. Modelamiento de la tensión efectiva

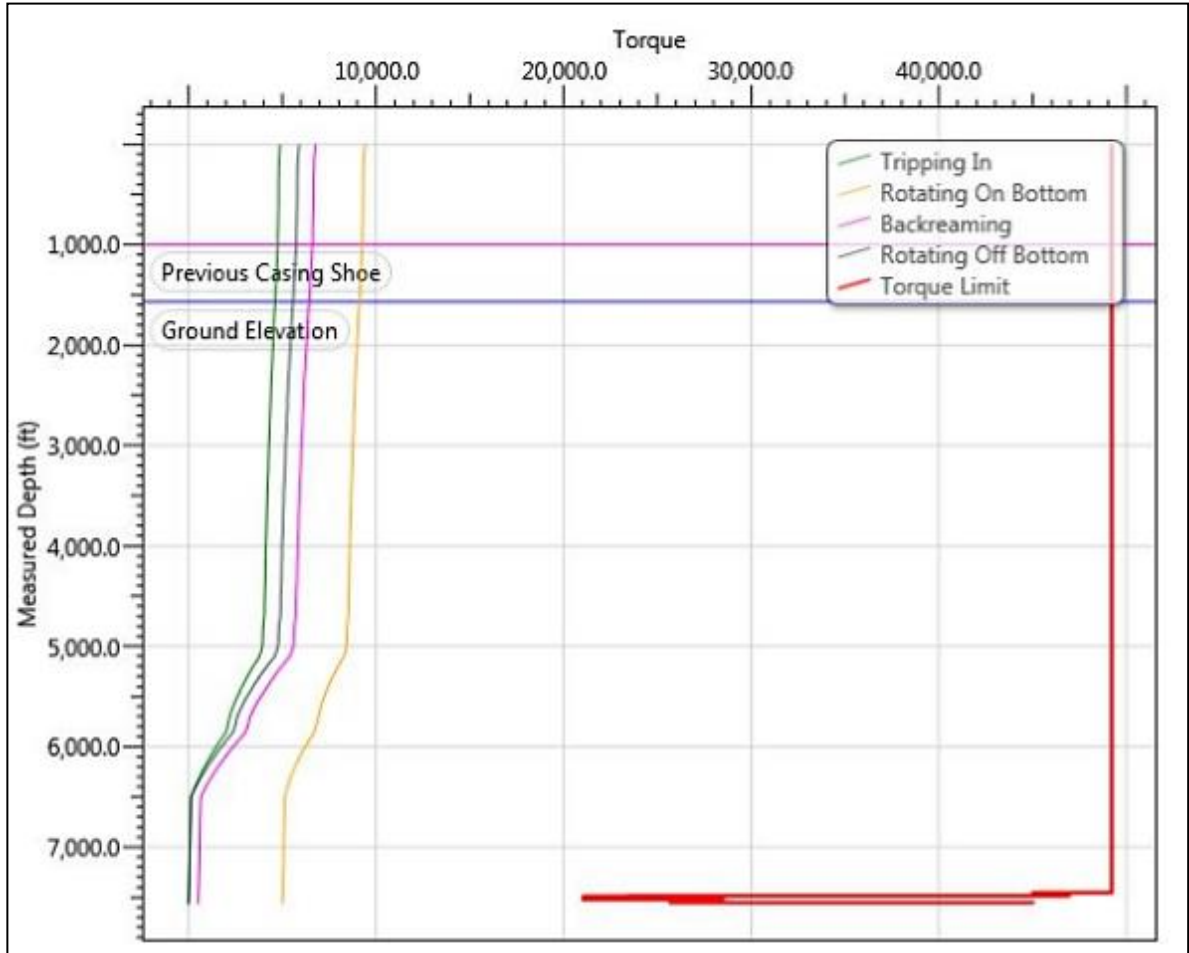


A pesar de que ninguna línea de operación cruza alguna de las líneas de carga por pandeo asegurando que no se presentará dicho efecto, la proximidad entre ambas líneas indica que posiblemente éste fenómeno ocurra durante la perforación del intervalo final de la sección intermedia tras aplicar cualquier modo de operación sobre el ensamblaje de fondo. Como acción de contingencia a este posible fenómeno, se ha tomado la decisión de controlar la tasa de penetración al llegar a este punto con el fin de identificar el tope de la Formación San Fernando (Unidad T2), por lo cual los pesos manejados en este último tramo serán bajos y no generarán pandeo. También es posible identificar que ninguna de las líneas operativas alcanza el límite de tensión generado para este tipo de ensamblaje, por lo tanto se asegura su integridad a lo largo de toda la sección.

4.2.8.5 Análisis de torque máximo. La **Gráfica 13** relaciona cada modo operacional al que es sometido el revestimiento dentro del pozo, con el torque requerido por cada uno dependiendo la profundidad alcanzada, y adicionalmente se muestra la línea límite de torque generada a partir del diseño seleccionado. Se puede observar que las líneas operativas no sobrepasan la línea límite de torque y que se espera obtener un torque máximo en superficie de 9,419 lbf-pie, lo cual en realidad no es crítico ya que no se acerca al valor límite del revestimiento de 49,190 lbf-pie; en conclusión dicha variable no representa una limitante en el

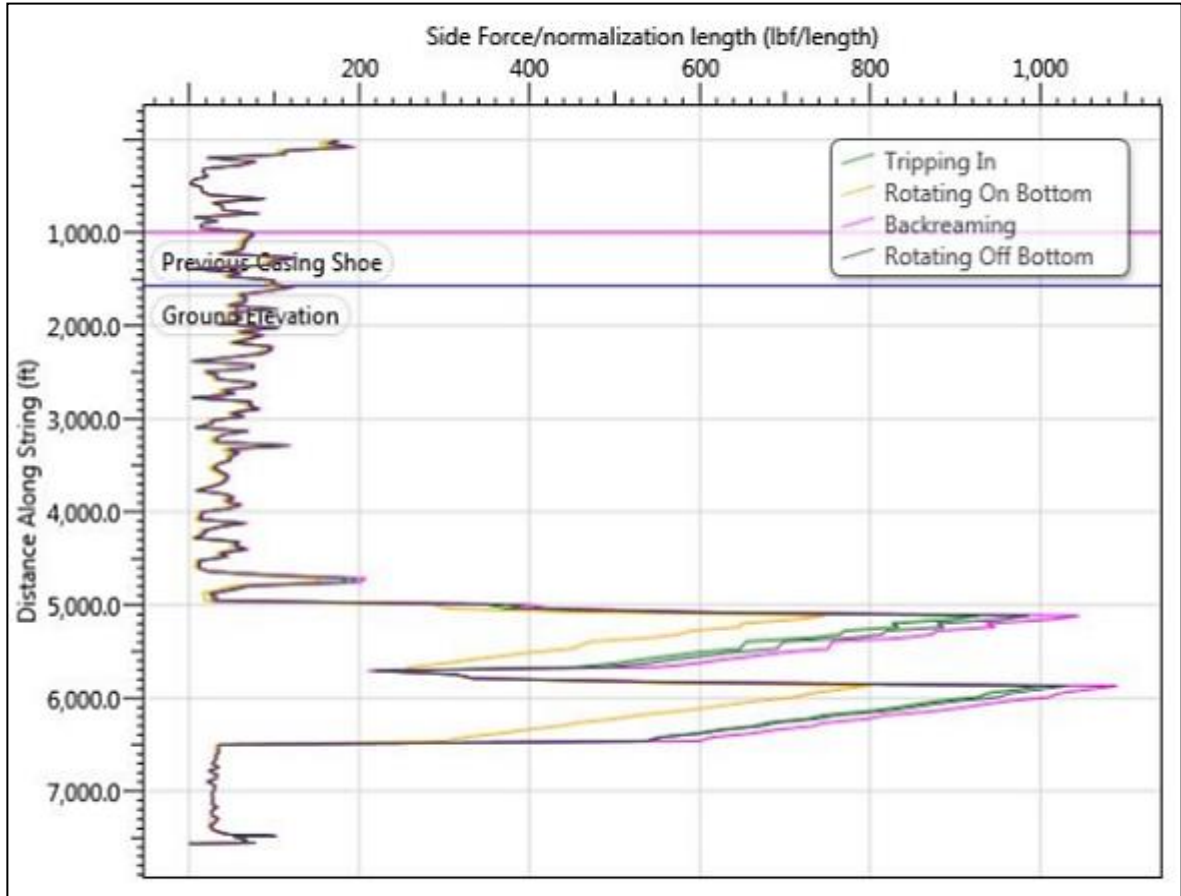
diseño preestablecido. Sin embargo cabe resaltar el hecho de que las líneas de operación se encuentren tan alejadas de la línea límite de torque, esto como consecuencia de la implementación de los anillos de torque multi-lóbulo en las conexiones API BTC del ensamblaje de fondo.

Gráfica 13. Modelamiento del torque máximo



4.2.8.6 Análisis de fuerzas laterales. La fuerza lateral se define como aquella que actúa perpendicularmente al revestimiento. La **Gráfica 14** muestra el comportamiento de la fuerza lateral por unidad de longitud normal (30 pies) ejercida sobre el revestimiento tras el modelamiento de cada modo operacional presente durante la perforación de la sección intermedia. Se toma como valor límite recomendado para preservar la integridad del revestimiento un total de 2000 lbf/30 pies. Como se puede observar en la gráfica, este valor no es alcanzado por ningún punto de la curva por lo tanto esta fuerza no representa un problema real para la operación.

Gráfica 14. Modelamiento de fuerzas laterales



4.2.8.7 Resultados análisis torque y arrastre. Con base en los resultados obtenidos tras el modelamiento de los fenómenos de torque y arrastre en el software WellPlan™, es posible concluir que no se esperan inconvenientes en cuanto a cargas por pandeo y torque durante la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1 empleando la tecnología de perforación direccional con revestimiento.

4.2.9 Simulación hidráulica. Al analizar el sistema hidráulico predeterminado para cada sección de un pozo, es necesario evaluar dos parámetros fundamentales para lograr su optimización: la limpieza del anular en cada sección y la tasa de penetración (ROP) a utilizar durante su perforación. La limpieza del hueco es usualmente relacionada directamente con las propiedades del fluido de perforación y la velocidad de flujo a la cual se desea circular el pozo; por otra parte, la tasa de penetración es relacionada con el tamaño de las boquillas que posee la broca a utilizar. En aquellos casos en donde se requiere la implementación de brocas tipo PDC, se requiere un sistema hidráulico en el que se emplee cierta velocidad de flujo específica para obtener una aceptable tasa de penetración, por lo que ambos parámetros se encuentran relacionados uno con el

otro. Debido a que ambas variables se afectan una a la otra, es necesario modelar un sistema hidráulico que permita optimizar el comportamiento de ambas en función de la profundidad perforada y las formaciones atravesadas en su trayecto.

4.2.9.1 Consideraciones iniciales. El modelamiento hidráulico para la sección intermedia del pozo CH-D1 se realiza a través del software WellPlan™, con la cual se busca evaluar el desempeño en la limpieza del anular por medio de la determinación del porcentaje de cortes generados a partir de la velocidad de flujo y tasa de penetración utilizadas. El análisis se efectúa bajo tres condiciones de profundidad y litología diferentes en donde según experiencias previas de perforación en el Campo Chichimene, se obtuvieron problemas por empaquetamiento del hueco.

Los datos de entrada requeridos para realizar el modelamiento hidráulico de la sección intermedia, son referenciados en la **Tabla 15**. Las variables relativas a tasa de penetración y velocidad de flujo, son modificadas durante el análisis de resultados con el fin de simular el escenario hidráulico más viable para la operación. Para algunos datos adicionales de entrada como diámetro de cortes (cualquier valor entre 0.1 in y 0.25 in), densidad de cortes y porosidad del lecho de cortes, sus valores se encuentran estandarizados a partir de aplicaciones previas en el Campo Chichimene.

Tabla 15. Datos iniciales de entrada al software WellPlan™ para la simulación hidráulica de la sección intermedia.

Parámetro	Valor		
	Simulación #1	Simulación #2	Simulación #3
Tasa de penetración	200 pies/hora	110 pies/hora	60 pies/hora
Velocidad de rotación	100 rpm	100 rpm	100 rpm
Velocidad de flujo	750 gpm	740 gpm	660 gpm
Diámetro del corte	0.125 in	0.125 in	0.125 in
Densidad del corte	2.5 sg	2.5 sg	2.5 sg
Porosidad del lecho	36%	36%	36%
Intervalo a evaluar	4,452 pies	6,353 pies	7,564 pies

4.2.9.2 Procedimiento para configurar el software WellPlan para la simulación hidráulica. Para configurar el software con el fin de realizar cada simulación hidráulica requerida, se realiza el siguiente procedimiento:

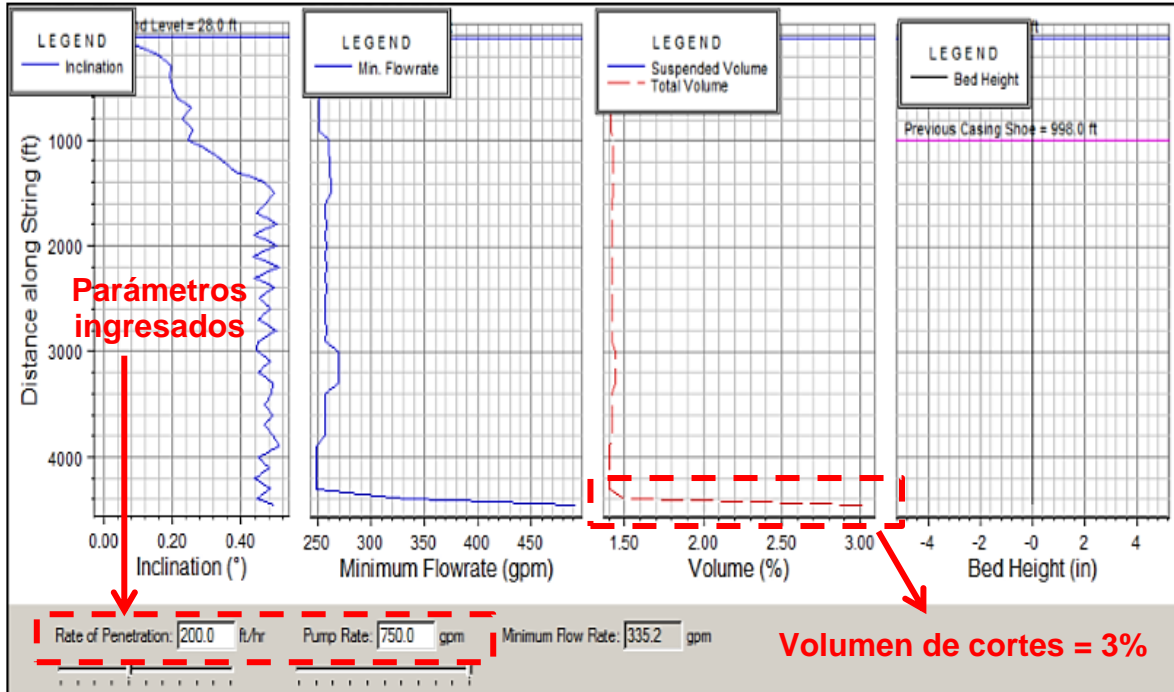
1) En la pestaña “*module*” seleccionar inicialmente la opción “*Hydraulics*” y luego “*hole cleaning-operational*” para determinar la tasa mínima de flujo con la cual se obtendrá una correcta limpieza del anular.

2) En la pestaña “*parameters*” seleccionar la opción “*transport analysis data*” e ingresar los siguientes parámetros:

- Profundidad a analizar en pies.
- Tasa de penetración en pies/hora.
- Velocidad de flujo o *pump rate* en gpm.
- Velocidad de rotación en rpm
- Densidad del corte en sg.
- Diámetro del corte en pulgadas.
- Porosidad del lecho en %.

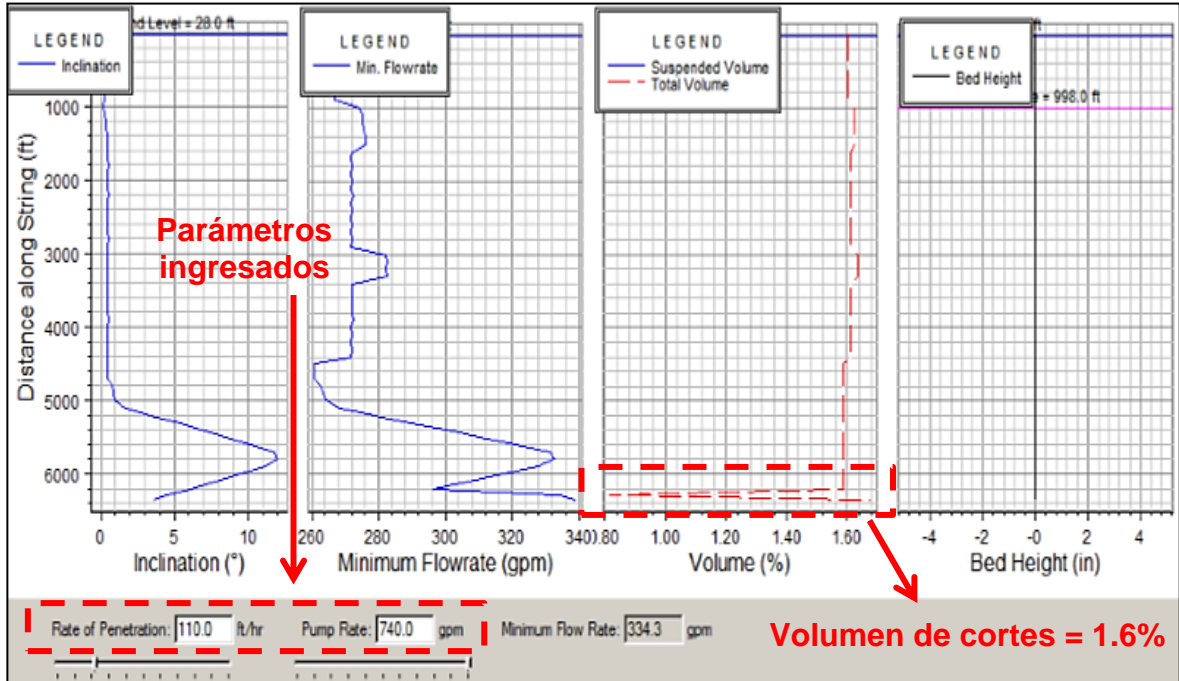
4.2.9.3 Simulación tope Formación Carbonera Unidad C2. Inicialmente se realiza el modelamiento hidráulico a una profundidad de 4,452 pies (profundidad a la que se espera encontrar el tope de la Formación Carbonera Unidad C2). La **Gráfica 15** muestra los resultados obtenidos para los parámetros de tasa de penetración y velocidad de flujo ingresados. Se puede apreciar que el porcentaje de volumen de cortes generados a partir de dichos parámetros es muy bajo (aproximadamente 3%), imposibilitando la formación de un lecho de cortes alrededor del revestimiento. Adicionalmente, se establece una velocidad de flujo mínima a la cual se debe circular el pozo de 335.2 gpm, por lo tanto ambos parámetros (200 pies/hora y 750 gpm) son suficientes para limpiar satisfactoriamente el hueco a esta profundidad.

Gráfica 15. Simulación hidráulica Formación Carbonera Unidad C2



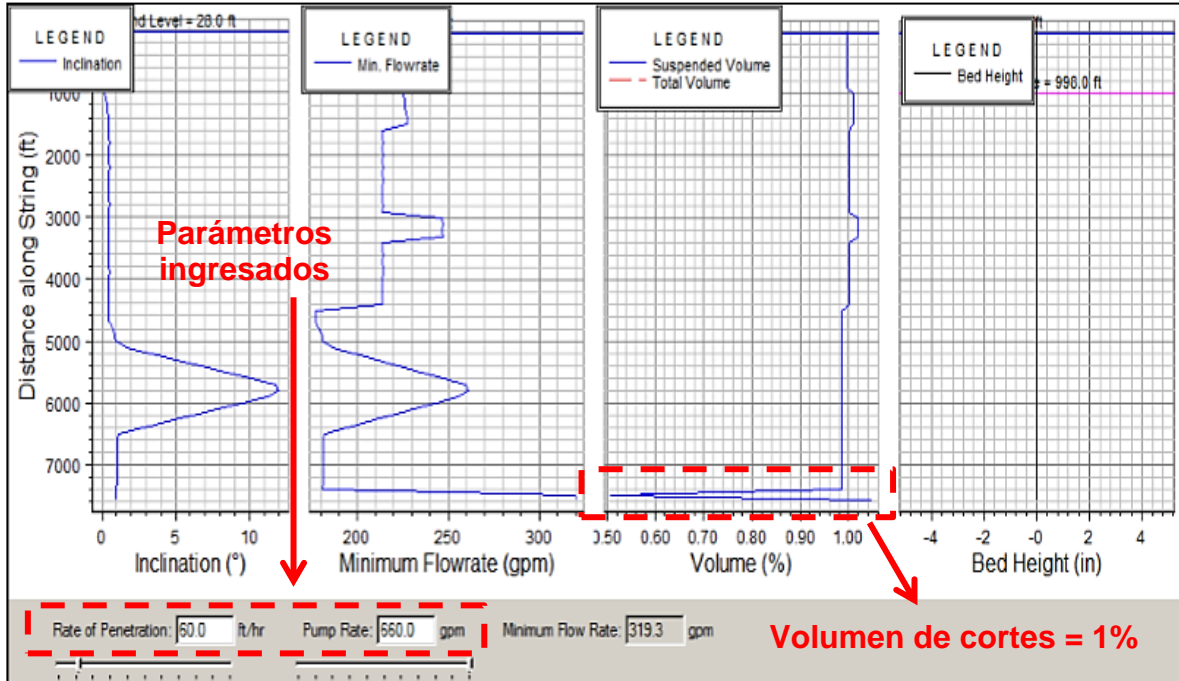
4.2.9.4 Simulación tope Formación Carbonera Unidad Lutita E3. A continuación se realiza el modelamiento hidráulico a una profundidad de 6,353 pies (profundidad a la que se espera encontrar el tope de la Formación Carbonera Unidad E3). La **Gráfica 16** muestra los resultados obtenidos luego de cambiar los parámetros ingresados de tasa de penetración y velocidad de flujo. En este caso el porcentaje de volumen de cortes suspendidos en el anular disminuyó en casi un 50% con respecto a la profundidad analizada anteriormente (aproximadamente 1.6%), por lo tanto ambos parámetros (100 pies/hora y 740 gpm) son suficientes para limpiar satisfactoriamente el hueco a esta profundidad. Se establece una velocidad mínima de circulación del pozo de 334.3 gpm.

Gráfica 16. Simulación hidráulica Formación Carbonera Unidad Lutita E3



4.2.9.5 Simulación tope Formación San Fernando Unidad T2. Para finalizar, se realiza el modelamiento hidráulico a una profundidad de 7,564 pies (profundidad a la que se espera encontrar el tope de la Formación San Fernando Unidad T2). La **Gráfica 17** muestra los resultados obtenidos a dicha profundidad. Nuevamente el porcentaje de volumen de cortes suspendidos en el anular disminuyó con respecto a las profundidades analizadas anteriormente (aproximadamente 1%), señalando que no existe el riesgo de formación de un lecho de cortes alrededor del revestimiento. Para este último caso se determina que los parámetros de tasa de penetración y velocidad de flujo (60 pies/hora y 660 gpm) cumplen satisfactoriamente con los requisitos de limpieza del hueco a esta profundidad. Se establece una velocidad mínima de circulación del pozo de 319.3 gpm.

Gráfica 17. Simulación hidráulica Formación San Fernando Unidad T2



4.2.9.6 Resultados simulación hidráulica. Tras finalizar el modelamiento hidráulico de cada uno de los escenarios planteados, se concluye que mediante la implementación del sistema hidráulico generado a partir de los parámetros establecidos anteriormente (tasa de penetración y velocidad de flujo), es posible optimizar convenientemente la limpieza del pozo durante la perforación de su sección intermedia. Adicionalmente, ha de tomarse en cuenta que tras implementar la tecnología de perforación direccional con revestimiento, las condiciones de limpieza del hueco pueden mejorar aún más ya que es posible que el porcentaje de volumen de cortes disminuya con respecto a los valores establecidos en la simulación, esto como consecuencia del efecto de empañetamiento generado a partir de altas velocidades en el anular (considerado una de las principales ventajas de dicha tecnología).

5. PROCEDIMIENTO PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO CHICHIMENE

En este capítulo se describe la secuencia operacional mediante la cual se lleva a cabo la perforación de cada una de las secciones del pozo CH-D1 en el Campo Chichimene empleando la tecnología de perforación direccional con revestimiento así como los resultados obtenidos en cuanto a tiempos no productivos y totales de operación.

5.1 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE SUPERFICIE 17 ½”

Esta sección comprende la perforación de la Formación Guayabo desde superficie hasta 1,000 pies así: Con ensamblaje de fondo convencional y broca tricónica hasta 280 pies ya que este es el primer pozo del clúster. Luego se perforará con revestimiento y broca perforable desde 280 pies hasta 1,000 pies. Posteriormente se cementará el revestimiento de 13 3/8” hasta superficie, seguido se procede a instalar y probar la Sección A y preventoras de reventón del cabezal del pozo.

El objetivo de la instalación de la sección A y las preventoras de reventón es cubrir la Formación Guayabo donde se han presentado influjos de agua y/o pérdidas de circulación. También se busca dar integridad a la próxima sección y proteger la sarta de desgastes indeseables.

5.1.1 Consideraciones iniciales sección 17 ½”. Antes de recibir el equipo se debe:

- Asegurar la eficiencia de las bombas, verificar calibración de todos los sensores (en especial manómetros del stand pipe y consola del perforador), funcionamiento de la línea de succión del contrapozo (chupador), funcionamiento de las mangueras de lodo, conexión independiente del sensor de presión de la unidad de geología (mud logging). Asegurar una buena alineación y equipo de perforación a nivel.
- Inspeccionar y medir la tubería de perforación.
- Se debe recibir el equipo con 5,000 pies de tubería de perforación de 5” parados en la torre.
- El peso del lodo inicial es de 10.5 ppg, se adicionará material para pérdidas de circulación (LCM) los primeros 400 pies, en caso de no presentarse pérdidas se suspenderá la adición de éste. Tener preparado 200 barriles de píldora pesada de 14 ppg, mantener suficiente material densificante en caso de influjos de agua.

- Durante la perforación de esta fase se debe tener habilitado la línea de succión del contrapozo (chupador) para circular por la válvula de 6”.
- Inspeccionar y medir el revestimiento previo al inicio de la perforación y generar las respectivas anotaciones en el tally.
- Seguir el programa de perforación para un buen desarrollo durante las operaciones y evitar tener un daño prematuro en su estructura de corte o inducir a un embolamiento temprano, lo que podría llevar a aumentos de presión y baja tasa de penetración (ROP).

5.1.2 Secuencia operacional para la perforación de la sección 17 ½”.

- Realizar armado del ensamblaje de fondo con broca tricónica para perforar la sección de conglomerados (+/- 280 pies), utilizar parámetros controlados con el fin de no inducir pérdidas de fluido, repasar 3 veces cada parada con altas RPM (entre 90 y 120). Una vez en fondo circular pozo y sacar el ensamblaje de fondo hasta superficie.
- Realizar el montaje de herramientas de corrida de revestimiento 13 3/8”. Conectar el zapato perforador 17 ½”, aplicar soldadura líquida y torquar, conectar segunda junta más el collar flotador convencional junto con el collar flotador sin rotación (válvula sencilla), aplicar soldadura líquida y torquar nuevamente.
- Bajar, posicionar y sentar la primera junta de revestimiento de 13 3/8” en el pozo a nivel del acoplamiento de la tubería de revestimiento y mesa rotaria. Realizar prueba de integridad de los equipos (zapato perforador más collar flotador) bombeando aproximadamente 180/200 GPM, tomar presiones para evidenciar el pase del fluido por las boquillas y el correcto funcionamiento del collar flotador.
- Continuar con el levantamiento de cada una de las juntas hasta fondo perforado (+/- 280 pies), aplicar el torque hasta llegar a la base del triángulo. Instalar anillos de torque, asegurando cada junta de revestimiento mediante el uso de la cuña para revestimiento 13 3/8”.
- Iniciar perforación con los parámetros recomendados, a 500 pies circular pozo hasta retornos limpios.
- Continuar perforando hasta 1,000 pies, en las 4 últimas juntas aumentar peso y RPM al máximo, con el fin de desgastar la corona del zapato obteniendo un drill out efectivo y así preservar la estructura de corte de la broca que continúa en la siguiente sección.

5.2 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA 12 1/4"

Esta sección comprende la perforación de las formaciones Guayabo, León y Carbonera, desde 1,000 pies hasta tope de la Formación San Fernando (Unidad T2), así: Con ensamblaje de fondo convencional se realizará el drill out y se perforará un bolsillo de 140 pies, luego se continuará la perforación implementando la tecnología de perforación direccional con revestimiento nivel III (Con RSS PowerDrive 675 X6® y TeleScope 675®) desde 1,140 pies hasta la base de la Formación Carbonera (Unidad Lutita E4). Luego será cementado hasta una altura de 2,000 pies, 1,000 pies de lechada principal y 1,000 pies de lechada de relleno en el anular, seguido se procederá a instalar y probar la Sección B y preventoras de reventón.

El objetivo es el de revestir las zonas inestables de la Formación Carbonera tales como C2, E3 y cubrir las lutitas de E4 que presentan inestabilidad mecánica.

5.2.1 Secuencia operacional Drill Out 17 1/2".

- Parar ensamblaje de fondo y tubería de perforación faltante hasta la sección perforada.
- Armar ensamblaje de fondo convencional con broca PDC de 12 1/4" para realizar drill out y perforar 140 pies de bolsillo.
- Continuar armando ensamblaje de fondo convencional y bajar hasta 200 pies antes del tope teórico de cemento.
- Circular fondo arriba (reciprocando sarta). Realizar prueba de integración (PIT) en revestimiento 13 3/8", con una presión de 1000 psi durante 10 min.
- Realizar drill out: Limpiar cemento, perforar tapón más el collar flotador sin rotación y el collar flotador convencional junto con el zapato perforador.
- Continuar drill out de cemento, perforar 10 pies de formación nueva. Realizar prueba PIT.
- Continuar perforando fase de 12 1/4" desde 1010 pies hasta 1140 pies (bolsillo) con caudal de flujo de 900 GPM, 40 –50 RPM y peso sobre la broca 2-5 klb.
- Circular pozo hasta retornos limpios con 900 GPM.

- Sacar ensamblaje de fondo hasta superficie. Evaluar y reportar la calificación de la broca.

5.2.2 Secuencia operacional para la configuración del ensamblaje de fondo de la sección 12 ¼”.

- Se procede a armar el ensamblaje de fondo asignado para aplicar la tecnología de perforación direccional con revestimiento. Debido a su longitud, el ensamblaje de fondo direccional se deberá dividir en dos partes para poder realizar las pruebas en superficie del sistema RSS, MWD y ensanchador (UR), cada una de estas herramientas se encuentran descritas en los capítulos 2 y 4 del presente documento. La primera parte correspondiente al ensamblaje direccional está compuesta por:
 - Broca 8 ½”
 - Herramienta direccional PowerDrive®
 - Short hub con Float valve
 - XOver
 - Herramienta MWD TeleScope®
 - XOver
 - NMDC (Non-magnetic Drill Collar)
- Instalar el elevador 9 5/8” en los brazos del TDS, para manejo de la segunda parte del ensamblaje de fondo. Posteriormente se sube a la mesa la segunda parte del ensamblaje de fondo que corresponde al ensamblaje Casing Drilling™ Nivel III:
 - Roller Reamer
 - XOver
 - UR
 - XOver
 - Reamer Shoe + Shoe Joint + Casing Profile Niple + Tubería corta (Pup Joint) (Externamente)

- Secuencia de estabilizadores internos (Internal tandem stabilizer) + Drill Lock Assembly (Internamente)

Estos componentes serán torqueados en las rampas para tubería así:

- Conecte el ensamblaje de fondo Casing Drilling™ Nivel III con el ensamblaje de fondo direccional.
- Bajar el ensamblaje de fondo total por debajo de la mesa rotaria y dejar en cuñas el revestimiento en la parte superior de la tubería corta (pup joint).
- Levantar las herramientas para la corrida del revestimiento, desconectar tubería corta (pup joint) que se encuentra sobre el CPN y reemplazarlo por una junta completa, realizar la prueba al UR aplicando presión, con el equipo de superficie CDS lentamente 150-200 GPM. Registrar caudal y presión con que se abren los brazos.
- Conecte la siguiente junta que contiene la herramienta de cementación PLN (pupdown displacement plug) al final de la configuración.
- Bajar con revestimiento así: primero el ensamblaje de fondo direccional y luego el ensamblaje de fondo Casing Drilling™ Nivel III hasta 1,140 pies. Instalar centralizadores. Dos juntas antes de llegar al TD del bolsillo, reduzca la velocidad de viaje.

5.2.3 Secuencia operacional para la perforación de la sección 12 1/4”.

- Comenzar la perforación de la fase de 12 1/4" desde 1,140 pies hasta 4,453 pies aproximadamente con 760 GPM, 100 RPM, manteniendo una tasa de penetración efectiva de 200 pies/hora.
- Iniciar la perforación con Casing Drilling™ Nivel III con 60 RPM en superficie y con caudal mínimo (550 GPM), una vez el UR toque formación nueva, comparar con la prognosis geológica establecida y levantar de fondo al menos 5 pies, e inicie aplicación de parámetros recomendados para las operaciones de Casing Drilling™.
- Circular un fondo a profundidades de 2,150 pies, 3,000 pies y 4,453 pies (garantizando un volumen de cortes menores a 1,0 barril/hora), con la sarta en movimiento.
- Continuar la perforación de la fase de 12 1/4" según el plan direccional desde 4,453 pies hasta el tope de la Unidad E3, con caudal 740 GPM, 100 RPM para garantizar una adecuada limpieza del hueco.

- Circular un fondo a profundidades de 5,500 pies y 6,354 pies (garantizando un volumen de cortes menores a 1.0 barril/hora), con la sarta en movimiento.
- Perforar fase 12 1/4" según plan direccional desde 6,354 pies hasta 50 pies arriba de la Formación San Fernando (Unidad T2) por prognosis, con un caudal de 660 GPM y una RPM de 100.
- Continuar perforando fase de 12 1/4" controlando la tasa de penetración (ROP) hasta la base de la Unidad Lutita E4 evitando entrar en la Formación San Fernando para reducir el riesgo de pérdidas de circulación.
- Circular pozo hasta retornos limpios. Observar retornos en zarandas (garantizar un volumen de cortes menor a 1.0 barril/hora).
- Ubicar Landing Joint, CDS y preparar top drive. Correr la sarta de perforación con el ensamblaje de fondo de recuperación (MRPT Mechanical Release Pulling Tool). Liberar drill lock assembly (DLA) del casing profile nipple (CPN). Sacar la sarta de perforación con ensamblaje de fondo de pesca y DLA/BHA.
- Desmontar ensamblaje de fondo direccional más ensamblaje DLA y montar el CDS para iniciar ensanchamiento de hueco piloto.
- Con el zapato rimador guía instalada en el revestimiento realizar el ensanchamiento del hueco piloto.

5.2.4 Secuencia operacional para la cementación del revestimiento de 9 5/8". El programa de cementación se ajusta a las condiciones reales del pozo previo al desarrollo de la operación mediante el diseño de las lechadas de cemento teniendo en cuenta los parámetros mostrados en la **Tabla 16**.

Tabla 16. Parámetros operacionales lechada de cementación fase intermedia.

Rango de Parámetros	Lechada Principal	Lechada de Relleno
Densidad (ppg)	15.8 – 16.0	13.6
Tiempo de bombeabilidad (70 Bc) (HH:MM)	04:15	04:40
Agua libre (%)	0	0
Reología (Viscosidad plástica (cp)/ Punto de Cedencia (lb/100 pies²))	180/70-80	100/45-50
Filtrado (ml/30 min)	40 - 60	100
Resistencia a la compresión 24 horas (psi)	3,000	1,000
Resistencia tensil 24 hr (psi)	480	150
Módulo de Young (psi)	< 1.0 x 10 ⁶	<0.6 x 10 ⁶
Relación de Poisson	0,15	-
Expansión	0	0
Porcentaje en peso de Elastómero (%)	0	0
Tiempo de desarrollo geles estáticos lectura de 100 lb/ 100 pies² (SGS)	03:00	-
Tiempo de Transito de 100 lb/ 100 pies² a 500 lb/100 pies (SGS)	<0:35	-

- Levantar y conectar cabeza de cementación con tapón de desplazamiento instalado (PDDP).
- Armar líneas de superficie para cementación. Probar líneas de cementación. Circular y aumentar el caudal hasta 300 GPM, monitoreando presión.
- Continuar circulando el revestimiento en fondo con la cabeza de cementación.
- Realizar cementación del revestimiento de 9 5/8" de acuerdo al programa de cementación ajustado a las condiciones reales del pozo.

- Registrar presión final de cementación y back flow. Verificar retornos en superficie.
- Desarmar líneas y cabeza de cementación, retirar línea de flujo, campana, limpiar contrapozo y soltar set de preventoras de reventón.
- Instalar casing hanger y tubing head spool y preventoras de reventón.

5.3 PROCEDIMIENTO OPERATIVO PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN DE 8 ½"

La sección de 8 ½" comprende las formaciones San Fernando (Unidad T2) y Guadalupe (Unidades K1 Superior e Inferior y K2). Se procede a perforar desde la Formación San Fernando (Unidad T2) hasta la Formación Guadalupe (Unidad K2 + 500 pies) de la siguiente manera: Con ensamblaje de fondo convencional y fluido bifásico (tixotrópico y nitrógeno) hasta 50 pies abajo del tope de la Unidad K1 Superior, dado el alto riesgo de pérdidas de circulación en la Unidad T2, luego se circula el nitrógeno del pozo y se deja el hueco lleno de fluido tixotrópico. Se revestirán las formaciones perforadas con un liner de 7" (Ciego) dejando un traslape de 200 pies para posteriormente cementar el liner, dejándolo listo para las operaciones de completamiento.

5.3.1 Secuencia Operacional para la perforación de la sección 8 ½".

- Instalar la cabeza rotativa (RCD), 13 5/8" 5K y se conectará al equipo de superficie previamente armado.
- Armar ensamblaje de fondo convencional con broca PDC para la fase 8 ½".
- Continuar armando y bajando ensamblaje de fondo libre hasta 200 pies antes del tope teórico del cemento
- Realizar prueba de integridad de revestimiento de 9 5/8" con 1,000 psi. Limpiar cemento, perforar PDDP y shoe track hasta 1 pie arriba del tope del bolsillo.
- Realizar el desplazamiento de agua-cemento por lodo de 9.0 ppg.
- Circular el pozo hasta obtener condiciones estables de circulación, (mezcla del N₂ y el lodo de perforación).
- Perforar hueco de 8 ½" desde la Unidad T2 hasta 50 pies debajo de la Unidad K1 superior.

- Realizar prueba de circulación, si no se presentan pérdidas continuar con la perforación convencionalmente hasta TD.
- Perforar hueco de 8 ½" hasta TD. Se perforan 500 pies en MD después del tope de la Unidad K2, con caudal 320 GPM. Circular 1 minuto antes de cada conexión.
- Circular en fondo con caudal de 320 GPM, reciprocando la sarta una parada hasta retornos limpios, mínimo 2 fondos arriba.
- Realizar viaje a superficie y quebrar ensamblaje de fondo y broca.
- Realizar corrida de registros.

5.3.2 Secuencia Operacional para la corrida del Liner de 7". Después de perforar y registrar, se correrá un liner de 7" y se colgará hidráulicamente dejando un traslape de aproximadamente 200 pies por encima del zapato del revestimiento de 9 5/8". A continuación:

- Levantar la primera junta y conectarla al zapato. Aplicar soldadura líquida.
- Levantar la segunda junta y conectarla al Collar Flotador, levantar tercera junta y conectar Landing Collar, aplicar soldadura líquida, probar equipo de flotación llenando las juntas con lodo.
- Bajar Liner 7" llenando cada 5 juntas.
- Monitorear retornos y arrastre de la sarta. Romper geles periódicamente.
- Conectar el Liner Hanger 7" y realizar trabajos con toma de parámetros al colgador.
- Realizar el desmonte de herramientas de bajada del Liner.
- Continuar bajando liner 7" con 11 paradas de tubería pesada más sarta de perforación 5" por paradas.
- Armar el Cementing Manifold y dejar listo. Calibrar el dripulg de la tubería de perforación, para que permita el paso de la bola de 2 1/2" para llevar a cabo la expansión.
- Continuar bajando Liner 7" por paradas en hueco abierto con cauda de 190 GPM.

- Posicionar el zapato dejando 5 pies de bolsillo, aumentar gradualmente caudal a 190 GPM y circular un fondo arriba (garantizando un volumen de cortes menor a 2.0 barriles/hora).
- Conectar cabeza de cementación.
- Realizar trabajo de asentamiento y liberación con toma de parámetros.
- Realizar conexiones de la unidad de cementación.
- Realizar corrida de liner de 7" hasta TD.
- Circular fondos hasta retornos limpios. Al llegar a la TD circular liner un fondo arriba reciprocándolo, después circular un fondo arriba con rotación si el pozo lo permite.
- Cementar liner 7", según programa. Anotar los volúmenes y ratas de bombeo.
- Rotar durante el desplazamiento del cemento si el pozo lo permite.
- Sentar liner Hanger de acuerdo al programa de la compañía asignada.
- Levantar setting tool. Sacar la cabeza de cementación y dejarla en el mouse hole.
- Levantar 5 paradas de sarta de perforación 5" y chequear presión diferencial.
- Bombear píldora con material abrasivo para limpiar exceso de cemento en la tubería con un caudal de 300 GPM.
- Sacar tubería de perforación 5" hasta superficie. Tumbear cabeza de cementación y Setting tool.
- Iniciar programa de completamiento de acuerdo al plan establecido.

5.4 RESULTADOS DE LA PERFORACIÓN

5.4.1 Resumen operativo Pozo CH-D1. Con la movilización del taladro Weatherford 839 y su posterior adecuación en el área asignada para tal fin en el mes de octubre del año 2015, se dio inicio a la operación de perforación del pozo CH-D1 en el Campo Chichimene. Con base en el programa operacional establecido previamente, se realizó la perforación de cada una de las secciones bajo las siguientes características:

5.4.1.1 Sección de superficie 17 ½”. Se perforó y revistió con casing 13 3/8” la sección superficial que abarca la Formación Guayabo (desde 40 pies hasta 1,083 pies) implementando principalmente la tecnología de perforación con revestimiento Casing Drilling™ Nivel II (empleando un zapato perforable no recuperable). Adicionalmente se configuraron dos ensamblajes de fondo convencional durante el proceso con el fin de probar inicialmente la funcionalidad del taladro y realizar el drill out perforando el tapón de cemento.

5.4.1.2 Sección intermedia 12 ¼”. Se perforó y revistió con casing 9 5/8” la sección intermedia que abarca la Formación Carbonera Unidades Areniscas superiores, Lutita E, C1, Areniscas de carbonera, C2, Lutita E3, T1 y parte de la Unidad Lutita E4 (desde 1,083 pies hasta 7,545 pies correspondiente al punto de asentamiento del revestimiento), implementando la tecnología de perforación direccional con revestimiento Casing Drilling™ Nivel III. Se decidió no llegar al tope de la Formación San Fernando (Unidad T2) con el fin de no inducir pérdidas de circulación adicionales en esta sección.

Para la sección intermedia, se circula el pozo de 3 a 5 minutos en cada conexión y se decidió tomar survey y pesos sobre la broca cada 3 tres juntas. En el Anexo A se puede observar la secuencia operacional resultante para la perforación de la sección intermedia 12 ¼” del pozo CH-D1.

5.4.1.3 Sección de producción 8 ½”. Se perforo y revistió con liner 7” la sección de producción que abarca parte de la Formación Carbonera Unidad Lutita E4, Formación Guadalupe superior (Unidad K1 superior e inferior) y Formación Guadalupe másico Unidad K2 (desde 7,541 pies hasta 8,758 pies), implementando un sistema de perforación con presión controlada (MPD) a través de la inyección de nitrógeno. Se implementaron seis ensamblajes de fondo (tres convencionales y tres de pesca luego de presentarse un evento de rotura de tubería de perforación). Se paró la perforación de la sección antes de la prognosis establecida (8,908 pies) por orden del departamento de yacimientos de Ecopetrol debido a caída de gases (a los 8,650 pies) y pérdida de manchamiento (a los 8,560 pies).

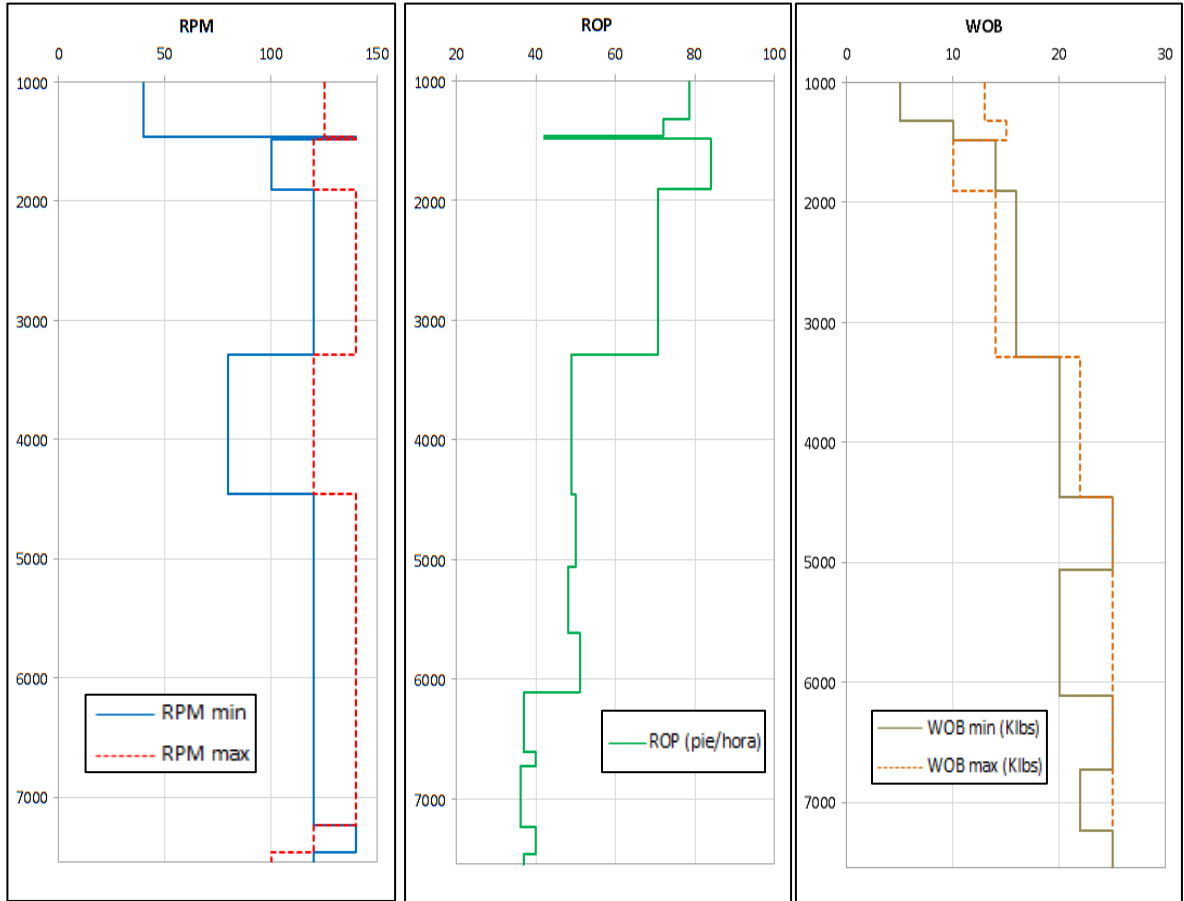
5.4.2 Resumen tiempos totales CH-D1. La **Tabla 17** muestra el tiempo total de operación para la perforación del pozo CH-D1. El tiempo total de operación desde que se inició la perforación de la sección superficial hasta que se termina el completamiento del pozo es de 842 horas (35.08) días, del cual la perforación de la sección intermedia requirió 207.5 horas (8.65 días), es decir aproximadamente el 25% respecto a la duración total del pozo

Tabla 17. Tiempo total de operación pozo CH-D1

Operación	Horas	Días
Sección superficial 17 1/2"	65.5	2.73
Sección intermedia 12 1/4"	207.5	8.65
Sección producción 8 1/2"	281.5	11.73
Completamiento	287.5	11.98
TOTAL	842.00	35.08

5.4.3 Parámetros operacionales durante la perforación de la sección 12 1/4". La **Gráfica 18** muestra los principales parámetros medidos durante la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1. Se obtuvieron valores promedios para la velocidad de 114.4 RPM, para la tasa de penetración (ROP) de 53.4 pies/hora y para el peso sobre la broca de 18.3 Klbs. La variación de estos parámetros son definidos por las características que presentan cada una de las litologías presentes en la sección intermedia del pozo.

Gráfica 18. Valores de RPM, ROP y WOB



Se emplea una ROP relativamente baja comparado con las tasas utilizadas normalmente en las operaciones convencionales de perforación en el Campo Chichimene (superiores a 100 pies/hora), esto con el fin de mantener una operación controlada al máximo debido a que es la primera aplicación de la tecnología en el campo. Adicionalmente se observa una reducción en el volumen de cortes obtenidos al mantener un valor promedio de 0.77 barriles/hora.

Se presentaron pérdidas parciales de circulación por un total de 372 barriles de fluido durante la operación de perforación de la sección intermedia.

6. COMPARACIÓN DE LOS TIEMPOS DE PERFORACIÓN RESULTANTES DE LA PERFORACIÓN DEL POZO CH-D1 MEDIANTE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON REVESTIMIENTO Y POZOS PERFORADOS CONVENCIONALMENTE

En este capítulo se identifican y analizan los tiempos surgidos a partir de la perforación de los pozos CH-P1 y CH-P2 los cuales fueron perforados utilizando técnicas de perforación convencional, también se realiza la respectiva confrontación de tiempos con los resultados obtenidos a partir de la perforación del pozo CH-D1 en el Campo Chichimene tras utilizar la tecnología de perforación direccional con revestimiento.

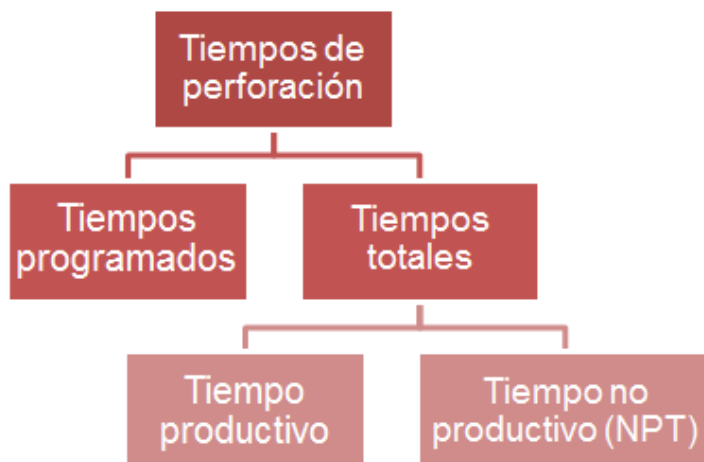
6.1 TIEMPOS DE PERFORACIÓN

Se define tiempo de perforación como el tiempo necesario para la ejecución de cada una de las actividades operacionales, con base en el programa de perforación establecido al comienzo del proyecto. El tiempo que tarda la compañía operadora en culminar totalmente el programa de perforación determina la rentabilidad financiera del proyecto. Algunos de los tiempos programados que surgen a lo largo de la operación y que conforman el tiempo de perforación son los siguientes:

- Tiempo total empleado para la perforación del hueco en el cual también se incluyen los tiempos de circulación del pozo, viajes de tubería, viajes de limpieza, trabajo direccional, etc.
- Tiempos planos que se refieren a aquellos en los que no existe avance en la profundidad perforada. Dentro de estos tiempos se incluyen generalmente los tiempos de corrida de la tubería de revestimiento, cementación del revestimiento, instalación de las preventoras y cabezales del pozo.
- Tiempo de armado, desarmado y acondicionamiento de equipos y herramientas en la mesa rotaria.
- Tiempo para evaluación de formaciones que incluye el tiempo de toma de registros eléctricos y muestras.
- Tiempo para pruebas de formación y terminación del pozo.

6.1.1 Clasificación de los tiempos de perforación. La **Figura 50** indica la clasificación general de los tiempos de perforación.

Figura 50. Clasificación de tiempos de perforación



6.1.1.1. Tiempos programados. Se define como aquellos tiempos que forman parte de la planificación inicial de cada una de las actividades que componen el programa de perforación pre establecido al comienzo del proyecto.

6.1.1.2. Tiempos totales. Hace referencia al tiempo de ejecución total de las operaciones de perforación tras la culminación de cada una de las actividades que la componen (sumatoria de los tiempos productivos y no productivos).

6.1.1.3. Tiempos productivos. “Es el tiempo efectivo de ejecución de operaciones de perforación; es decir sin considerar retrasos debidos a las fallas de equipos, de planificación, decisiones técnicas entre otros”²⁴.

6.1.1.4. Tiempos no productivos (NPT). Se define como aquellos tiempos en los cuales no existe avance en la perforación de un pozo o en el que la tasa de perforación es demasiado baja. Algunas razones por las cuales se provocan tiempos no productivos durante la perforación de un pozo son por inestabilidad en el hueco, pérdidas de circulación, pegas de tubería, falla en los equipos y herramientas de perforación, influjos de fluidos, cementaciones secundarias, operaciones de pesca, etc.

²⁴ AYALA TRUJILLO, Diego Roberto y TORRES QUITIGUIÑA, Henry Fernando. Análisis técnico económico del tiempo no productivo (NPT) en las operaciones de perforación del Campo Oso. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Quito: Escuela politécnica nacional. Facultad de ingeniería en geología y petróleos, 2016. p. 23.

6.2 TIEMPOS DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO CHICHIMENE

Las operaciones de perforación llevadas a cabo en el Campo Chichimene han tenido buenos resultados en cuanto al tiempo empleado para la culminación total de la perforación de pozos, en comparación con otros campos en donde condiciones geológicas adversas (por inestabilidad mecánica de la zona) aumentan su grado de dificultad. Sin embargo, en gran parte de los pozos que se perforan en dicho campo se presentan dificultades durante la perforación de cada una de sus secciones, traduciéndose en la aparición de tiempos no productivos que no permiten obtener la máxima rentabilidad posible durante el desarrollo de la perforación. La mayoría de estos casos en los que se presentan regularmente durante la perforación de la sección intermedia.

En la **Tabla 18** se describen los tiempos resultantes de la perforación de la sección intermedia 12 ¼" de 14 pozos con distintos tipos de trayectoria direccional en el Campo Chichimene entre los años 2014 y 2015. Luego de relacionar los NPT obtenidos con el tiempo total de perforación de la sección, se obtuvieron porcentajes que luego fueron promediados para obtener un valor estándar que representara el comportamiento general de los NPT respecto al tiempo total de perforación en el Campo Chichimene. El valor obtenido fue de 19.6 %.

Tabla 18. Resultados de tiempos totales de perforación y NPT de pozos tipo ubicados en el Campo Chichimene

Nombre	Tipo	Diámetro sección intermedia (pulg)	Profundidad sección (pies)	Tiempo total (Hrs)	NPT (Hrs)	Relación NPT/Total (%)
CH-P2	S especial	12 1/4"	8,136	541	180	33.27
CH-C6	S especial		8,642	382.5	67.5	17.65
CH-Y7	S especial		8,465	392.5	87.5	22.29
CH-K3	S especial		9,144	498	70.5	14.16
CH-O9	S especial		9,146	360	52	14.44
CH-I1	S especial		9,920	861	100.5	11.67
CH-R4	Tangencial		9,782	993.5	225.5	22.69
CH-F8	S especial		9,089	596.5	81.5	13.66
CH-V3	J		8,562	822.5	131.5	15.99
CH-H2	J		6,120	570.5	83.5	14.64
CH-Z1	J		7,720	393	71.5	18.19
CH-P1	S especial		7,701	211.5	42	19.86
CH-M5	Tangencial		10,820	2,909	1,078	37.06
CH-S9	S especial		8,755	368	69.5	18.89
					Promedio	19.6

Para realizar el análisis de tiempos teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1 utilizando la tecnología de perforación direccional con revestimiento, es necesario realizar un comparación respecto a otros pozos que hayan sido perforados de manera convencional, con el fin de confrontar la eficiencia en tiempos de ambas técnicas. Se ha decidido analizar dos pozos perforados convencionalmente, los cuales son seleccionados de la Tabla 18 (color naranja) teniendo en cuenta los siguientes criterios:

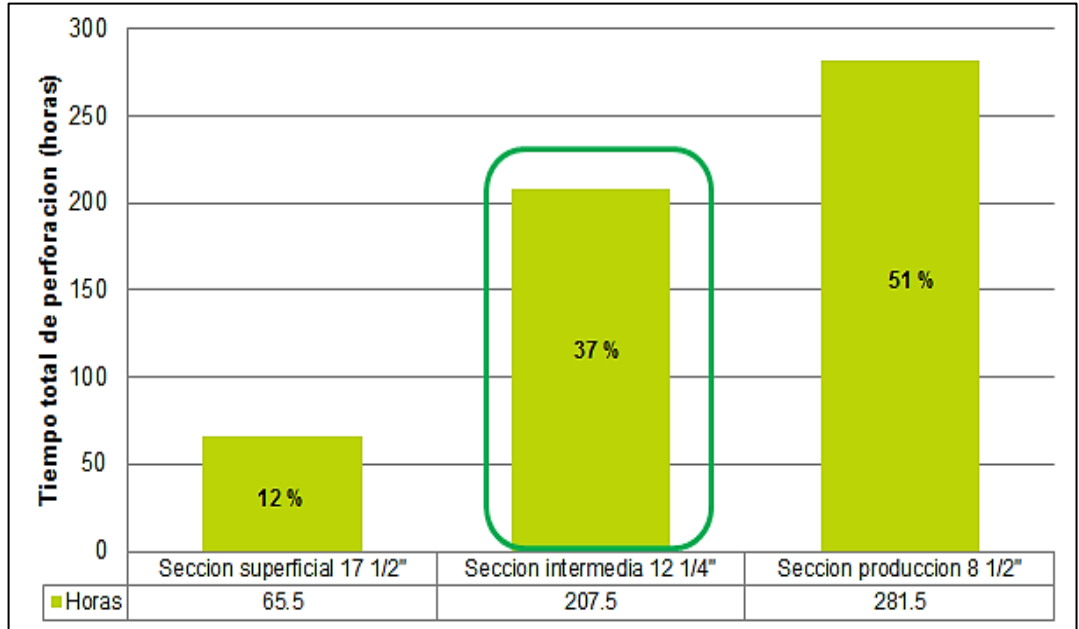
- Con base en la relación NPT/Tiempo total, se decide analizar un pozo con un porcentaje similar al promedio del campo y otro pozo que lo exceda (con el fin de comparar el pozo CH-D1 con uno que haya tenido complicaciones durante la perforación de su sección intermedia).
- Con base en su tipo de trayectoria, que sea similar a la del pozo CH-D1 (tipo S).
- Con base en la profundidad alcanzada por su sección intermedia, que sea similar a la del pozo CH-D1 (de 7,545 pies).

Los pozos seleccionados para realizar el análisis de tiempos fueron los pozos CH-P1 y CH-P2, los cuales cumplen en mejor medida con los requerimientos planteados anteriormente. Es necesario señalar que los tres pozos no poseen la misma profundidad perforada, por lo tanto se realizará el debido análisis de tiempos de los pozos CH-P1 y CH-P2 sobre la profundidad alcanzada por la sección intermedia del pozo CH-D1 (7,545 pies).

6.3 ANÁLISIS DE TIEMPOS DE PERFORACIÓN POZOS CH-D1, CH-P1 Y CH-P2

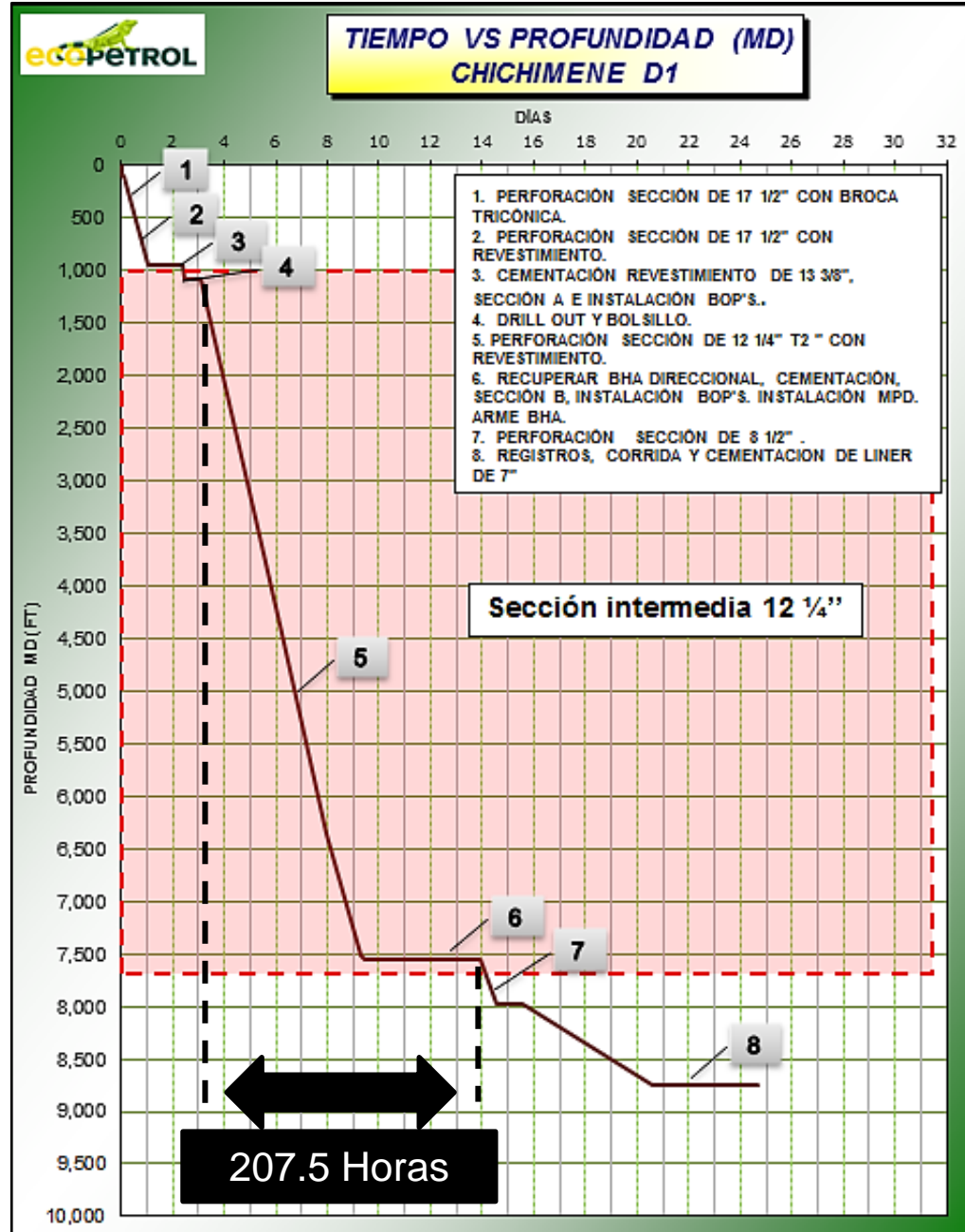
6.3.1 Tiempos Pozo CH-D1. El tiempo total de perforación para la sección intermedia del pozo CH-D1 fue de 207.5 horas (8.65 días); como se puede observar en la **Gráfica 19**, la cual indica el tiempo total de perforación para cada una de las secciones del pozo CH-D1. El porcentaje de contribución al tiempo total de perforación por parte de la sección intermedia 12 ¼" corresponde al 37%.

Gráfica 19. Tiempo total de perforación de cada sección del pozo CH-D1



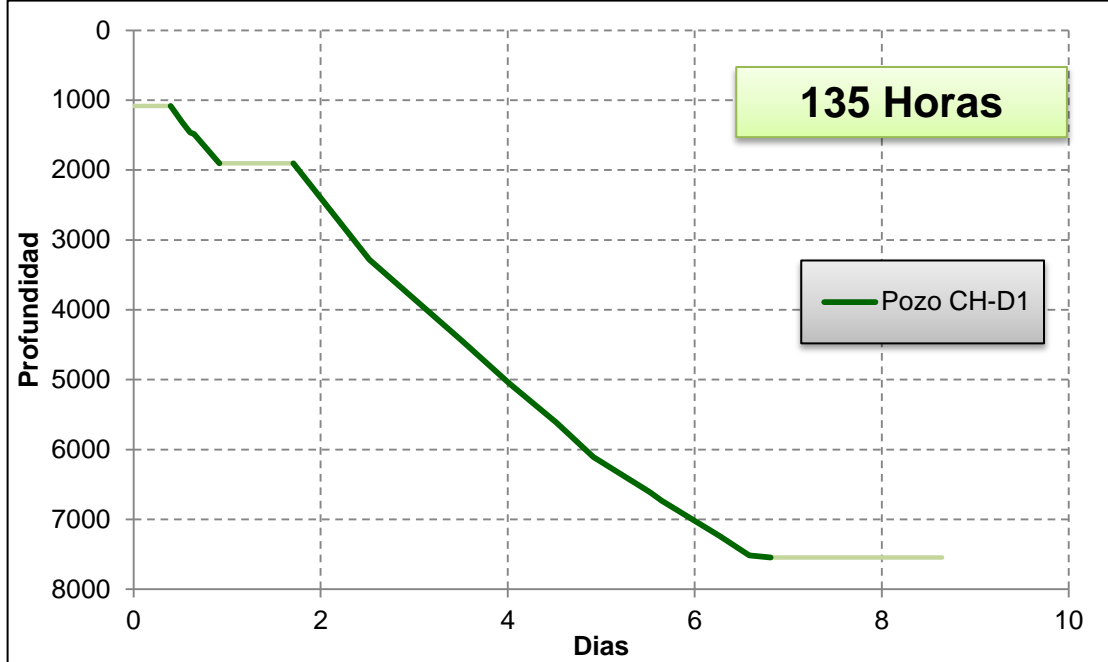
La **Gráfica 20** indica el tiempo de duración para cada una de las actividades operativas que componen la perforación de las distintas secciones del pozo CH-D1 luego de implementar la tecnología de perforación direccional con revestimiento.

Gráfica 20. Tiempo vs. Profundidad Pozo CH-D1



6.3.1.1 Tiempo neto de perforación y corrida de revestimiento Pozo CH-D1. La perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1 utilizado la tecnología de perforación direccional con revestimiento se llevó a cabo en 207.5 horas (8.65 días), de las cuales se necesitaron 143.5 horas netas (5.98 días) para alcanzar una profundidad de 7,545 pies y asentar el revestimiento. La **Gráfica 21** muestra el tiempo neto de perforación empleado para la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1.

Gráfica 21. Tiempo neto de perforación Pozo CH-D1

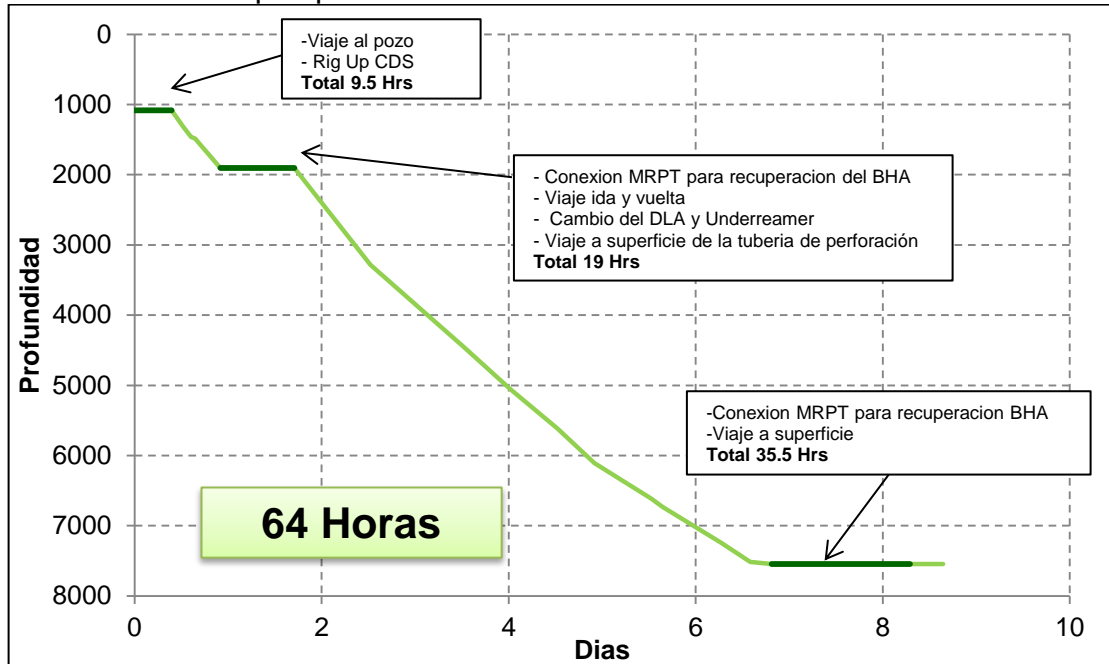


Respecto al tiempo de corrida y asentamiento del revestimiento, ha de tenerse en cuenta que a pesar de que la tecnología de perforación direccional con revestimiento permite perforar y a la vez revestir el pozo, una vez alcanzada la profundidad perforada final se debe terminar de profundizar el revestimiento la longitud equivalente a la sección de ensamblaje expuesta al hueco abierto (ya que el revestimiento se encuentra por encima de 2/3 del ensamblaje de fondo). El tiempo requerido por el pozo CH-D1 para terminar de profundizar el revestimiento en el pozo CH-D1 desde 7,350 pies hasta 7,541 pies fue de 8.5 horas (0.35 días).

6.3.1.2 Tiempos planos Pozo CH-D1. La **Gráfica 22** indica los tiempos planos surgidos a partir de la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1 luego de implementar la tecnología de perforación direccional con revestimiento (líneas verde oscuro). Como lo muestra la gráfica, se produjeron tres acontecimientos durante los cuales no hubieron avances en la profundidad perforada de la sección intermedia del pozo: el primero corresponde inicialmente a la instalación del Casing Drive System (CDS) y posterior viaje del ensamblaje de fondo y revestimiento desde superficie hasta la profundidad alcanzada por el drill out (operación que no se tuvo en cuenta dentro de las actividades involucradas en la perforación de la sección intermedia ya que ésta se realizó con el ensamblaje de fondo empleado para la aplicación de la tecnología de perforación con revestimiento Casing Drilling™ Nivel II en la sección superficial). El segundo acontecimiento involucra un viaje ida y vuelta de tubería de perforación para la recuperación del ensamblaje de fondo (sin sacar el revestimiento) ya que hubo la necesidad de cambiar el DLA y el ensanchador debido a la aparición de fisuras o

washouts. Finalmente, el último evento involucra la desconexión del CDS y la conexión nuevamente del MRPT para la recuperación final del ensamblaje de fondo. El tiempo equivalente a la suma de los tiempos planos durante la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1 es de 64 horas (2.67 días).

Gráfica 22. Tiempos planos Pozo CH-D1



6.3.1.3 Tiempos no productivos Pozo CH-D1. Respecto a los tiempos no productivos (NPT) presentes durante la perforación de la sección intermedia 12 ¼” del pozo CH-D1, se obtuvo un total de 32.5 horas (1.35 días) en las cuales se presentaron inconvenientes operacionales que alargaron el tiempo total de perforación del pozo en cerca de un 13% respecto a la duración total de la perforación de dicha sección. A pesar de que se presentaron pérdidas de circulación (372 barriles), este evento no le significó un inconveniente a la operación debido a que fueron de carácter parcial.

La **Tabla 19** describe cada uno de los NPT que se presentaron durante la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1.

Tabla 19. Tiempos no productivos Pozo CH-D1

TIEMPOS NO PRODUCTIVOS (NPT) POZO CH-D1		
Descripción de la actividad	NPT (Hrs)	Justificación NPT
Perforar hueco de 12 ¼" desde 1,140 pies hasta el tope de la Unidad C2 a 4,478 pies correspondiente a la Formación Carbonera.	4.5	Perforando la fase 12 ¼" con BHA direccional Casing Drilling™ Nivel III, se observó a los 1,463 pies una caída de presión de 1,400 psi a 950 psi. Se verificó la limpieza de los filtros de succión de las bombas de lodos 1 y 2 y se realizaron pruebas en superficie con 2,000 psi durante 10 min, OK. Se verificaron los sensores de presión, OK. Se continuó perforando hasta 1,904 pies observando grumos en los cortes que retornan a superficie. Se circula el pozo y se decide sacar BHA a superficie.
	16.5	Se observó Drill Lock Assembly (DLA) y ensanchador con washout. Fue necesario el cambio de dichas herramientas.
Perforar hueco de 12 ¼" desde 6,354 pies hasta 50 pies antes de alcanzar el tope de la Formación San Fernando (Unidad T2) a 7,557 pies.	0.5	A los 6,731 pies se observaron problemas en la toma de survey por posibles problemas de ruido en las bombas de lodos. Se verificaron las bombas de lodo, OK. Se repitieron survey, OK.
Circular hasta tener pozo limpio (observar zarandas). Incrementar el peso del lodo para mitigar la inestabilidad de las lutitas de la Unidad Lutita E4 a 7,545 pies.	11	Se decide parar el pozo en la base de la Unidad Lutita E4 por prognosis para densificar el lodo de 10.6 ppg a 11.4 ppg. Posteriormente se circuló el pozo.
TOTAL	32.5	

6.3.2 Tiempos Pozo CH-P1. El pozo CH-P1 es un pozo de desarrollo de bajo ángulo y desplazamiento, con un perfil direccional tipo S. El pozo se perforó en tres fases: la sección superficial de 17 ½” se perforó con revestimiento (Casing Drilling™ Nivel II) con un perfil vertical y se revistió con revestimiento de 13 3/8”, la sección intermedia de 12 ¼” se perforó convencionalmente con control direccional y se bajó un revestimiento de 9 5/8”, y la sección de producción de 8 ½” se perforó convencionalmente y se revistió con liner de 7”. El objetivo final del pozo fue la Formación Guadalupe Unidad K2, alcanzando una profundidad total de 9,060 pies.

La perforación de la sección intermedia 12 ¼” del pozo CH-P1 comenzó a los 1,026 pies y culminó a los 7,701 pies en dos viajes completos, empleando dos ensamblajes de fondo direccional así: ambos conformados por una broca PDC de 12 ¼”, motor de desplazamiento positivo QLE 6740 de 8”, camisa STB (de 11 ¾” para el primero y de 11 ½” para el segundo), estabilizador de 11 ½”, mule shoe, herramienta MWD, NMDC de 8”, crossover, DC de 6 ½” y HWDP de 5”. Se obtuvieron cortes con un valor aproximado de 19.5 barriles/hora durante toda la perforación de la sección intermedia.

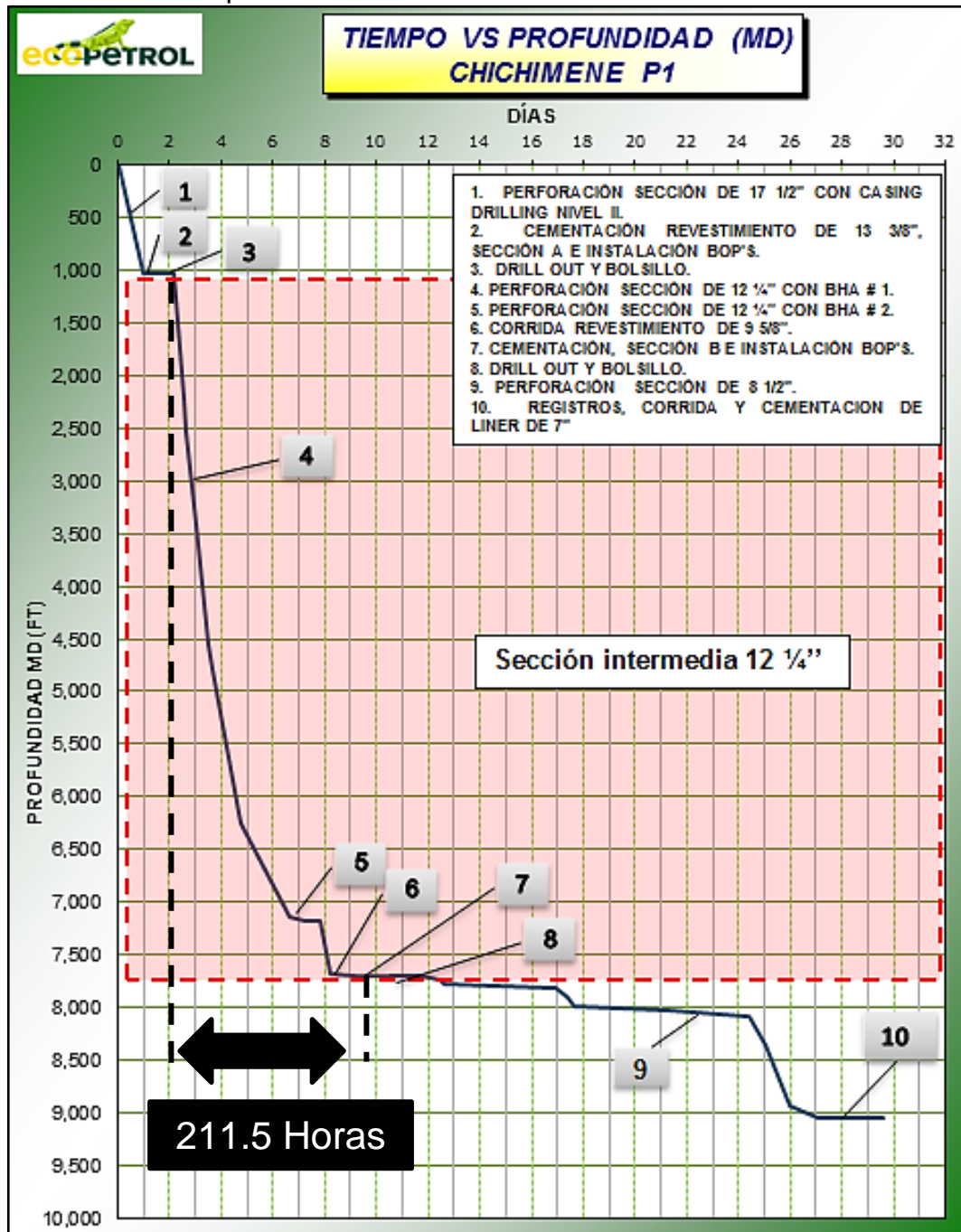
El tiempo total de operación empleado para la perforación de la sección intermedia 12 ¼” del pozo CH-P1 fue de 211.5 horas (8.81 días). La **Tabla 20** muestra los tiempos utilizados para cada una de las actividades que se realizaron durante la perforación de la sección intermedia del pozo CH-P1.

Tabla 20. Actividades y tiempos empleados en la perforación de la sección 12 ¼” del pozo CH-P1

TIEMPOS TOTALES DE OPERACIÓN POZO CH-P1			
Actividad	Profundidad (pies)	Tiempo (Hrs)	Tiempo (Días)
Realizó reunión preoperacional para armado del BHA # 1 direccional para realizar Drill Out zapato 13 3/8" y perforar sección 12 1/4"	-	3.5	0.146
Armó y RIH de sarta + BHA # 1 direccional desde superficie hasta 968 pies (TOC)	968	4	0.167
Realizó Drill Out, perforando el tapón de cemento y zapato desde 968 pies hasta 1,026 pies	1,026	3.5	0.146
Perforó Formación Guayabo y Unidad Areniscas Superiores, Sección 12 1/4" con BHA # 1 direccional desde 1,026 pies hasta 2,222 pies	2,222	9	0.375
Perforó Formación Carbonera Unidad Areniscas Superiores, Lutita E y Unidad C1, Sección 12 1/4" con BHA # 1 direccional desde 2,222 pies hasta 3,419 pies	3,419	10	0.417
Perforó Formación Carbonera Unidad C1, Areniscas de Carbonera y Unidad C2 Sección 12 1/4" con BHA # 1 direccional desde 3,419 pies hasta 6,261 pies	6,261	40.5	1.69
Circulación fondo arriba	6,261	6.5	0.271
POOH sarta libre + BHA # 1 direccional desde 6,261 pies hasta 958 pies	6,261	13	0.542
RIH de sarta + BHA #1 direccional desde 958 pies hasta 6,261 pies	6,261	9	0.375
Perforó Formación Carbonera Unidad C2, Lutita E3, Unidad T1 y Lutita E4, Sección 12 1/4" con BHA # 1 direccional desde 6,261 pies hasta 7,179 pies	7,179	18.5	0.771
Circulación fondo arriba	7,179	2.5	0.104
POOH sarta libre + BHA # 1 direccional desde 7,179 pies hasta superficie	7,179	13.5	0.566
Realizó reunión preoperacional para armado del BHA # 2 direccional para continuar perforando sección 12 1/4"	7,179	2.5	0.104
Armó y RIH de sarta + BHA # 2 direccional desde superficie hasta 7,179 pies	7,179	10	0.417
Perforó Formación Carbonera Lutita E4, Sección 12 1/4" con BHA # 2 direccional desde 7,179 pies hasta 7,701	7,701	16	0.667
Circulación fondo arriba	7,701	5.5	0.229
POOH sarta libre + BHA # 2 direccional desde 7,701 pies hasta superficie	7,701	13.5	0.563
Realizó reunión preoperacional para Rig Up de herramientas y corrida del revestimiento 9 5/8"	7,701	3	0.125
Corrida revestimiento 9 5/8" hasta 8,131 pies	7,701	22.5	0.938
Circulación fondo arriba	7,701	5	0.208
TOTAL		211.5	8.81

La **Gráfica 23** muestra el tiempo de duración para cada una de las actividades operativas que componen la perforación de las distintas secciones del pozo CH-P1, en donde el cuadro rojo enfatiza el tiempo gastado durante la perforación de la sección intermedia.

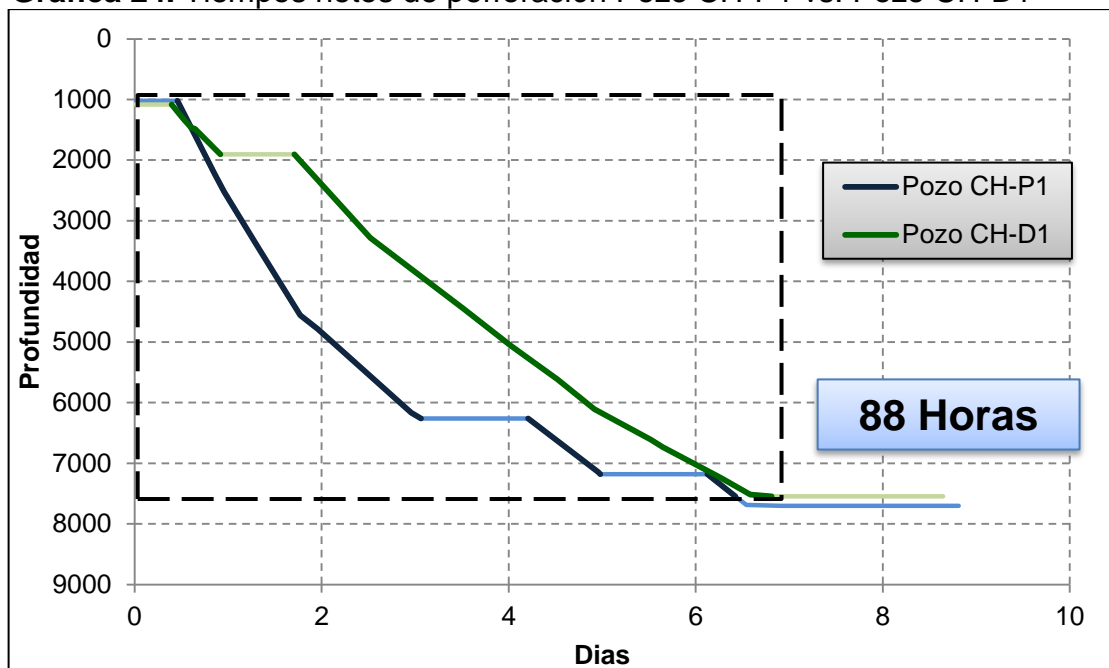
Gráfica 23. Tiempo vs. Profundidad Pozo CH-P1



6.3.2.1 Tiempo neto de perforación y corrida de revestimiento Pozo CH-P1. La perforación de la sección intermedia del pozo CH-P1 se llevó a cabo en 211.5 horas (8.81 días), de las cuales se necesitaron 123.2 horas netas (5.13 días) para alcanzar una profundidad de 7,545 pies y adicionalmente correr y asentar el revestimiento.

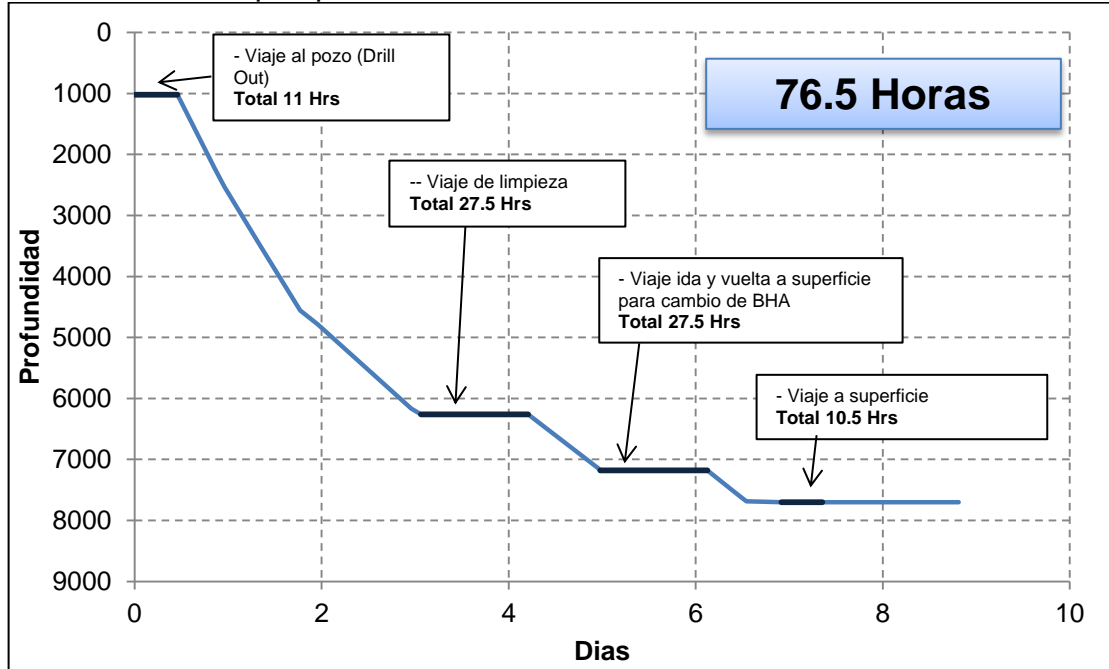
La **Gráfica 24** compara el tiempo necesario para perforar la sección intermedia de los pozos CH-P1 y CH-D1 hasta una profundidad de 7,545 pies. El tiempo neto requerido por el pozo CH-P1 para alcanzar la profundidad perforada del pozo CH-D1 fue de 88.18 horas (3.67 días), es decir menor al tiempo requerido por el pozo CH-D1 en aproximadamente 55 horas (2.29 días).

Gráfica 24. Tiempos netos de perforación Pozo CH-P1 vs. Pozo CH-D1



6.3.2.2 Tiempos planos Pozo CH-P1. La **Gráfica 25** indica cada uno de los tiempos planos surgidos durante la perforación de la sección intermedia del pozo CH-P1 (líneas azul oscuro). Se identifican los siguientes cuatro momentos en los cuales la operación no progresa en la profundización del pozo: el primero de ellos corresponde a un viaje de tubería al pozo para realizar el drill out, en el siguiente se realizó un viaje de tubería con el fin de comprobar la eficiencia en la limpieza del pozo al cruzar por una zona potencialmente problemática, a continuación fue necesario realizar un viaje ida y vuelta hasta superficie con el fin de reemplazar el motor averiado del ensamblaje de fondo, y por último un viaje a superficie para recuperar el ensamblaje de fondo y la tubería de perforación. El tiempo equivalente a la suma de los tiempos planos durante la perforación de la sección intermedia del pozo CH-P1 es de 76.5 horas (3.19 días).

Gráfica 25. Tiempos planos Pozo CH-P1



6.3.2.3 Tiempos no productivos Pozo CH-P1. Respecto a los tiempos no productivos presentes durante la perforación de la sección intermedia 12 ¼” del pozo CH-P1, se obtuvo un total de 42 horas (1.75 días) en las cuales se presentaron algunos inconvenientes operacionales que alargaron el tiempo total de perforación del pozo en cerca de un 20% respecto a la duración total de la perforación de dicha sección. Sin embargo, el pozo CH-P1 es considerado uno de los pozos con porcentaje de NPT estándar para el campo ya que es una fiel muestra del comportamiento general de los pozos que se perforan sin mayores complicaciones en el Campo Chichimene. Se presentaron pérdidas parciales de circulación por un total de 585 barriles de fluido.

La **Tabla 21** indica los NPT que se presentaron durante cada una de las actividades que conformaron la perforación de la sección intermedia del pozo CH-P1.

Tabla 21. Tiempos no productivos Pozo CH-P1

Problema	Profundidad (pies)	NPT (Hrs)
POOH sarta libre + BHA # 1 direccional desde 6,261 pies hasta 958 pies		
Restricción	De 4,464 a 1,803	9.5
Taponamiento del flow line	A 958 y 1,315	1.5
RIH de sarta + BHA #1 direccional desde 958 pies hasta 6,261 pies		
Restricción	De 3,670 a 5,235	9
POOH sarta libre + BHA # 1 direccional desde 7,179 pies hasta superficie		
Puntos apretados	De 5,850 a 3,590	3
Daño en el motor direccional	A 7,179	9
Armó y RIH de sarta + BHA # 2 direccional desde superficie hasta 7,179 pies		
Restricción	De 5,143 a 5,750	5.5
POOH sarta libre + BHA # 2 direccional desde 7,701 pies hasta superficie		
Puntos apretados	De 7,735 a 4,650	3.5
Corrida revestimiento 9 5/8" hasta 8,131 pies		
Daño en el cat walk	-	1
TOTAL		42

6.3.3 Tiempos Pozo CH-P2. El pozo CH-P2 corresponde a un pozo de desarrollo cuyo perfil direccional es tipo S con bajo ángulo y desplazamiento. El pozo se perforó en tres fases: la sección superficial de 17 ½" se perforó en forma vertical convencionalmente utilizando una broca tricónica y se revistió con revestimiento de 13 3/8", la sección intermedia de 12 ¼" se perforó convencionalmente con control direccional y se revistió con revestimiento de 9 5/8", y la sección de producción de 8 ½" se perforó convencionalmente con control direccional y se revistió con liner de 7". El objetivo final del pozo fue la Formación Guadalupe Unidad K2, alcanzando una profundidad total de 9,210 pies.

La perforación de la sección intermedia 12 ¼" del pozo CH-P2 comenzó a los 1,030 pies y culminó a los 8,136 pies en tres viajes completos, empleando tres ensamblajes de fondo de los cuales uno fue direccional y dos fueron de acondicionamiento del hueco. El ensamblaje de fondo direccional estuvo conformado por una broca PDC de 12 ¼", motor de desplazamiento positivo de 8", float valve, sleeve de 11 ¾", estabilizador de 11 ¾", herramienta MWD, crossover, DC de 6 ½", HWDP de 5" y un martillo hidráulico de 6 ½". Se requirió

utilizar dos ensamblajes de fondo para el acondicionamiento del hueco de 12 ¼" ya que durante el POOH del primer viaje de acondicionamiento, se presentaron problemas por pega de tubería; ambos ensamblajes de acondicionamiento se compusieron de una broca PDC de 12 ¼", near bit blade de 11 ¾" para el primer ensamblaje y bit sub de 8" para el segundo, una primera sección de drill collars de 8", crossover de 8", una segunda sección de drill collars de 8", una primera sección de HWDP de 5", un martillo hidráulico de 6 ½" y una última sección de HWDP de 5". Se obtuvo un valor promedio de volumen de cortes de 2.06 barriles/hora.

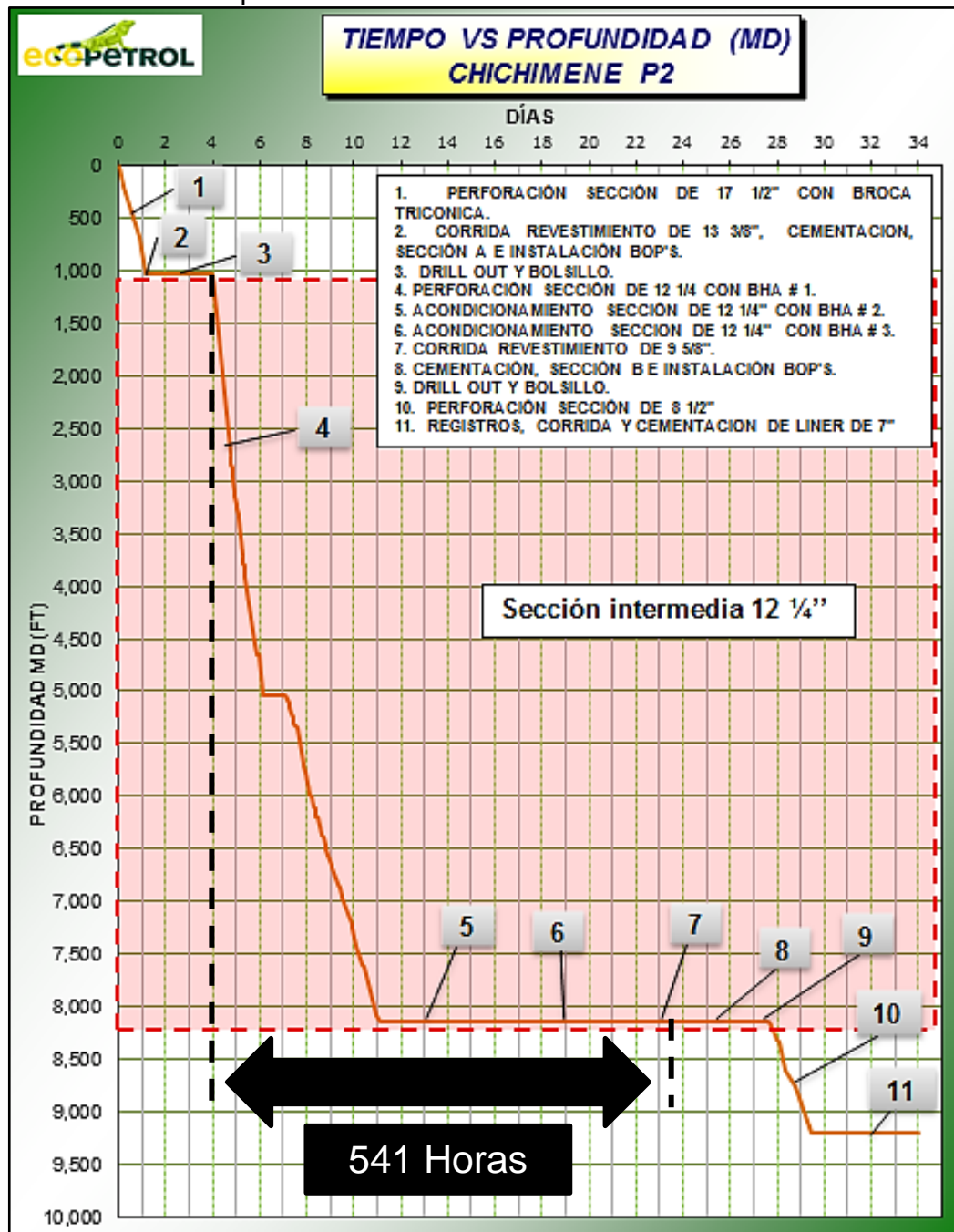
El tiempo total de operación empleado para la perforación de la sección intermedia 12 ¼" del pozo CH-P2 fue de 541 horas (22.5 días). La **Tabla 22** muestra los tiempos utilizados para cada una de las actividades que compusieron la perforación de la sección intermedia del pozo CH-P2.

Tabla 22. Actividades y tiempos empleados en la perforación de la sección 12 ¼” del pozo CH-P2

TIEMPOS TOTALES DE OPERACIÓN POZO CH-P2			
Actividad	Profundidad (pies)	Tiempo (Hrs)	Tiempo (Días)
Preparación de la sarta de perforación (reunión preoperacional, medición y rig up de la tubería de perforación sobre la torre)	0	12.5	0.521
Realizó reunión preoperacional para armado del BHA # 1 direccional para realizar Drill Out zapato 13 3/8" y perforar sección 12 1/4"	0	0.5	0.021
Armó y RIH de sarta + BHA # 1 direccional desde superficie hasta 943 pies (TOC)	943	7.5	0.313
Realizó Drill Out, perforando el tapón de cemento y zapato desde 943 pies hasta 1,030 pies	1,030	4	0.167
Realizo prueba FIT	1,030	1.5	0.063
Perforó formación nueva sección 12 1/4" con BHA # 1 direccional desde 1,030 pies hasta 5,035 pies	5,035	53.5	2.23
Circulación fondo arriba	5,035	4	0.167
POOH sarta libre + BHA # 1 direccional desde 5,035 pies hasta 1,100 pies	5,035	10	0.417
RIH de sarta + BHA #1 direccional desde 1,100 pies hasta 5,035 pies y continuo perforando formación nueva sección 12 1/4" desde 5,035 pies hasta 8,136 pies	8,136	102	4.25
Circulación fondo arriba	8,136	16.5	0.688
POOH sarta libre + BHA # 1 direccional desde 8,136 pies hasta superficie	8,136	31	1.29
Realizó reunión preoperacional para armado del BHA # 2 de acondicionamiento de hueco	8,136	1	0.042
Armó y RIH de sarta + BHA # 2 de acondicionamiento de hueco, rimando desde superficie hasta 8,136 pies	8,136	49.5	2.063
Circulación fondo arriba	8,136	12.5	0.521
POOH sarta libre + BHA # 2 de acondicionamiento de hueco desde 8,136 pies hasta superficie	8,136	53	2.208
Realizó reunión preoperacional para armado del BHA # 3 de acondicionamiento de hueco	8,136	0.5	0.021
Armó y RIH de sarta + BHA # 3 de acondicionamiento de hueco, rimando desde superficie hasta 8,136 pies	8,136	62	2.583
Circulación fondo arriba	8,136	22	0.917
POOH sarta libre + BHA # 3 de acondicionamiento de hueco desde 8,136 pies hasta superficie	8,136	30	1.25
Realizó reunión preoperacional para Rig Up de herramientas y corrida del revestimiento 9 5/8"	8,136	2	0.083
Corrida revestimiento 9 5/8" hasta 8,131 pies	8,136	62	2.583
Circulación fondo arriba	8,136	3.5	0.146
	TOTAL	541	22.5

La **Gráfica 26** muestra el tiempo de duración para cada actividad involucrada en la perforación de las distintas secciones del pozo CH-P2, el cuadro rojo enfatiza el tiempo gastado durante la perforación de la sección intermedia.

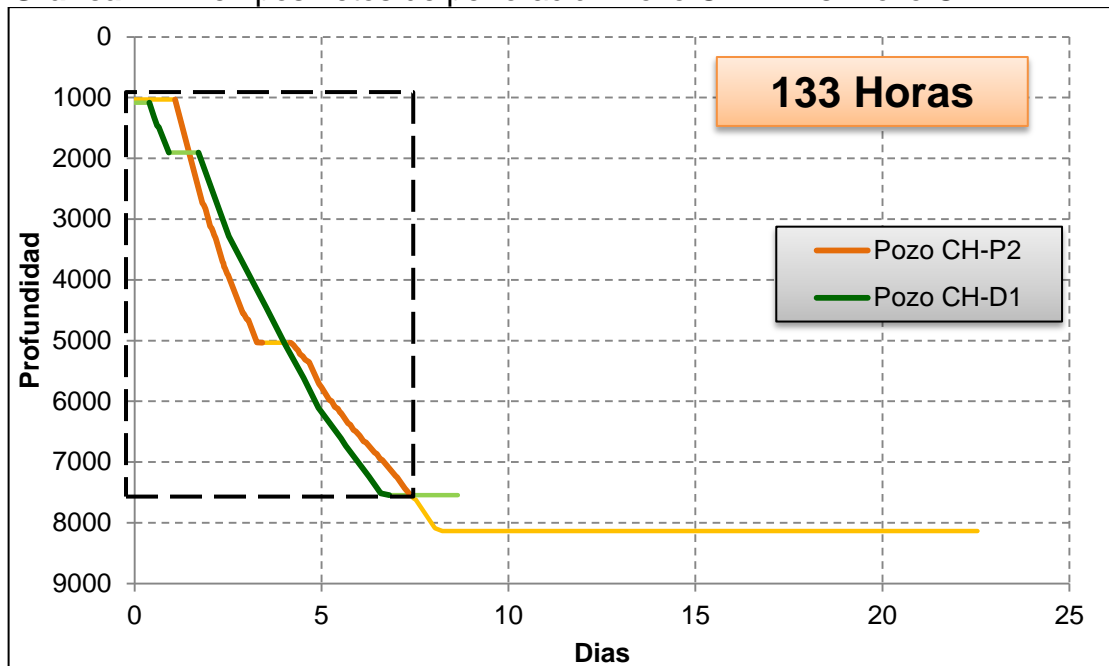
Gráfica 26. Tiempo vs. Profundidad Pozo CH-P2



6.3.3.1 Tiempo neto de perforación y corrida de revestimiento Pozo CH-P2. La perforación de la sección intermedia del pozo CH-P2 se llevó a cabo en 541 horas (22.54 días), de las cuales se necesitaron 201.67 horas netas (8.4 días) para alcanzar una profundidad de 7,545 pies y adicionalmente correr y asentar el revestimiento.

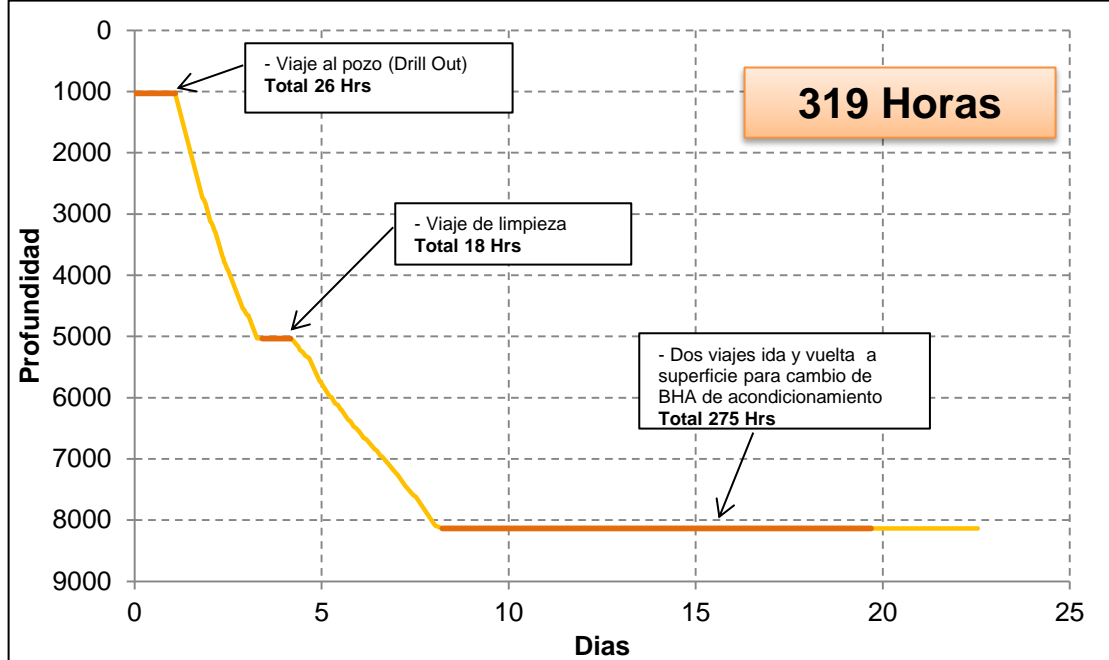
La **Gráfica 27** compara el tiempo necesario para perforar la sección intermedia de los pozos CH-P2 y CH-D1 hasta una profundidad de 7,545 pies. El tiempo neto requerido por el pozo CH-P2 para alcanzar la profundidad perforada del pozo CH-D1 fue de 133.17 horas (5.55 días), es decir menor al tiempo requerido por el pozo CH-D1 en aproximadamente 10.3 horas (0.43 días).

Gráfica 27. Tiempos netos de perforación Pozo CH-P2 vs. Pozo CH-D1



6.3.3.2 Tiempos planos Pozo CH-P2. La **Gráfica 28** muestra los tiempos planos resultantes de la perforación de la sección intermedia del pozo CH-P2 (líneas naranja oscuro). Se observan tres eventos que no aportaron profundización al pozo, el primero de ellos corresponde al viaje de tubería desde superficie al pozo para realizar el drill out de la sección 12 ¼" (incluido tiempos de conexión), el segundo a un viaje de tubería para comprobar la eficiencia de la limpieza del pozo, y finalmente otro en el cual fueron requeridos dos viajes ida y vuelta para el acondicionamiento del pozo por medio de dos ensamblajes de fondo (incluyendo los tiempos de conexión para ambos ensamblajes). El tiempo equivalente a la suma de los tiempos planos durante la perforación de la sección intermedia del pozo CH-P2 es de 319 horas (13.29 días).

Gráfica 28. Tiempos planos Pozo CH-P2



6.3.3.3 Tiempos no productivos Pozo CH-P2. Los tiempos no productivos presentes durante la perforación de la sección intermedia 12 ¼” del pozo CH-P2 sumaron un total de 180 horas (7,5 días) durante las cuales se presentaron problemas en su mayoría generados a partir de puntos apretados que se presentaron a lo largo de la trayectoria del pozo en cada una de las actividades operacionales involucradas en la perforación de la sección y que le representaron a la operación un cargo de 113 horas adicionales (4.7 días). Otros problemas que resultaron de los múltiples viajes de tubería dentro del pozo fueron los intentos de empaquetamiento del pozo y una pega de tubería que se presentó durante el POOH del ensamblaje de fondo empleado durante el primer viaje de acondicionamiento, lo cual le significó a la operación un trabajo con martillo que duro 29.5 horas (1.23 días). En conclusión, del tiempo total empleado para la perforación de la sección intermedia del pozo CH-P2, cerca del 33%, es decir un tercio del tiempo total correspondió a NPTs, cifra que tuvo un impacto negativo dentro del presupuesto de inversión estipulado por Ecopetrol S.A. Se presentaron pérdidas de circulación por un total de 720 barriles de fluido.

A pesar de que el pozo CH-P2 no es considerado un pozo exitoso en cuanto a tiempos de operación debido a su excesivo porcentaje de NPT respecto al estándar del campo, es una muestra verídica del comportamiento de aquellos pozos que presentan complicaciones en el Campo Chichimene, los cuales surgen recurrentemente durante la campañas de perforación que se llevan a cabo allí. La **Tabla 23** indica los NPT que se presentaron durante cada una de las actividades que conformaron la perforación de la sección intermedia del pozo CH-P2.

Tabla 23. Tiempos no productivos Pozo CH-P2

Problema	Profundidad (pies)	NPT (Hrs)
POOH sarta libre + BHA # 1 direccional desde 5,035 pies hasta 1,100 pies		
Puntos apretados	De 4,700 pies a 1,492 pies	8
Segundo POOH sarta libre + BHA # 1 direccional desde 8,136 pies hasta superficie		
Puntos apretados	De 8,060 pies a 3,622 pies	8
Daño en la bomba de lodo	-	0.5
Intento de empaquetamiento	4,875	1.5
Empaquetamiento del hueco	3,930	2
Aumento de presión (3,000 a 3,500 psi) y pérdida de circulación	3,930	1.5
Armó y RIH de sarta + BHA # 2 de acondicionamiento de hueco, rimando desde superficie hasta 8136 pies		
Puntos apretados	De 925 pies a 8,099 pies	32.5
Intento de empaquetamiento	7,390 y 8,055	7
Perdida de circulación	7,390	3
POOH sarta libre + BHA # 2 de acondicionamiento de hueco desde 8,136 pies hasta superficie		
Puntos apretados	De 8,136 pies a superficie	15
Pega de tubería y trabajo martillando sarta	2,148	29.5
Armó y RIH de sarta + BHA # 3 de acondicionamiento de hueco, rimando desde superficie hasta 8,136 pies		
Puntos apretados	De 2,870 pies a 8,120 pies	33.5
Intento de empaquetamiento	7,641 y 7,665	8
Pega de tubería	8,120	14
POOH sarta libre + BHA # 3 de acondicionamiento de hueco desde 8,136 pies hasta superficie		
Puntos apretados	De 8,136 pies a 2,560 pies	16
TOTAL		180

6.3.4 Comparación de resultados. A continuación se comparan los resultados obtenidos de la perforación de la sección intermedia 12 ¼" del pozo CH-D1 utilizando la tecnología de perforación direccional con revestimiento y los pozos CH-P1 y CH-P2 utilizando técnicas de perforación convencional.

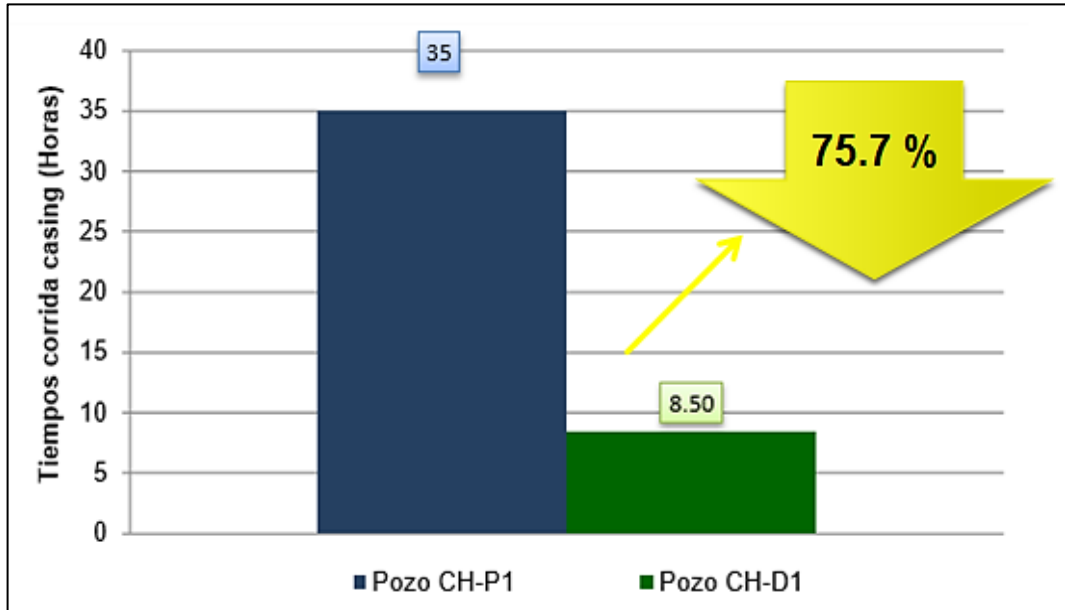
6.3.4.1 Comparación tiempos netos de perforación y corrida del revestimiento. La **Tabla 24** compara los resultados obtenidos en cuanto a tiempos netos de perforación y corrida del revestimiento surgidos tras la perforación de la sección intermedia de los pozos CH-P1, CH-P2 y CH-D1. Por medio de la implementación de la tecnología de perforación direccional con revestimiento para la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1, no fue posible disminuir los tiempos netos de perforación con respecto a los pozos CH-P1 y CH-P2, respecto a los cuales se incrementó dichos tiempos en 38.55 % y 7.2 % respectivamente; estos resultados son atribuidos al hecho de que siendo la primera aplicación de esta tecnología en el Campo Chichimene, la compañía operadora Ecopetrol S.A. decidió emplear tasas de penetración (ROP) mucho más bajas (la mitad aproximadamente) a las empleadas normalmente durante una operación de perforación convencional con el fin de controlar la operación al máximo. En cuanto al tiempo neto para la corrida y asentamiento del revestimiento, la tecnología de perforación direccional con revestimiento demostró una de sus principales ventajas sobre las técnicas convencionales de perforación, esto debido a que se logró reducir en casi 75.7% y 87.59% los tiempos de corrida y asentamiento del revestimiento respecto a los pozos CH-P1 y CH-P2 respectivamente.

Tabla 24. Resumen tiempos netos de perforación y corrida del revestimiento

Tiempos netos de perforación y corrida del revestimiento		
Pozo	Tiempo neto de perforación (Hrs)	Tiempo neto corrida revestimiento (Hrs)
CH-P1	88.18	35
CH-P2	133.17	68.5
CH-D1	135	8.5

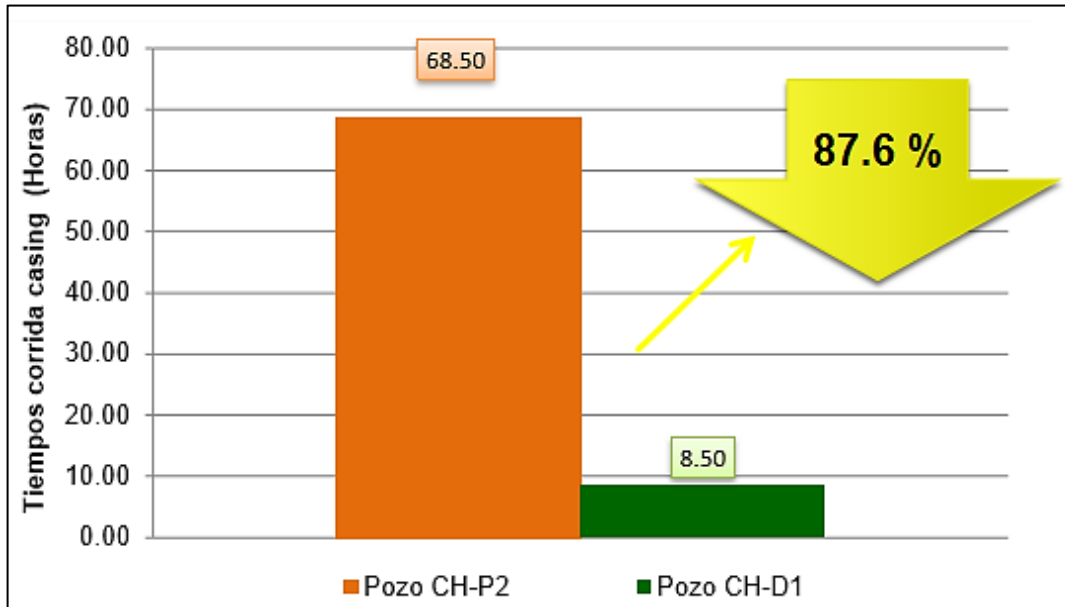
La **Gráfica 29** compara el tiempo requerido por el pozo CH-P1 para correr y asentar el revestimiento con el tiempo requerido por el pozo CH-D1 para terminar de profundizar el revestimiento hasta su punto de asentamiento. El tiempo requerido por el pozo CH-P1 para correr y asentar el revestimiento fue de 35 horas (1.46 días), aproximadamente 26.5 horas (1.1 días) más que el pozo CH-D1.

Gráfica 29. Comparación tiempo de corrida del revestimiento Pozo CH-P1 vs. Pozo CH-D1



La **Gráfica 30** compara el tiempo requerido por el pozo CH-P2 para correr y asentar el revestimiento con el tiempo requerido por el pozo CH-D1 para terminar de profundizar el revestimiento. El tiempo requerido por el pozo CH-P2 para correr y asentar el revestimiento fue de 68.5 horas (2.85 días), 60 horas (2.5 días) más que el pozo CH-D1.

Gráfica 30. Comparación tiempo de corrida del revestimiento Pozo CH-P2 vs. Pozo CH-D1



6.3.4.2 Comparación tiempos planos. Tal y como se definió anteriormente, los tiempos planos durante la perforación de un pozo hacen referencia a aquellos durante los cuales no existe avance en la profundidad perforada del mismo; para este caso únicamente se analizan los tiempos planos resultantes del viaje continuo de la tubería de perforación y ensamblaje de fondo en los pozos.

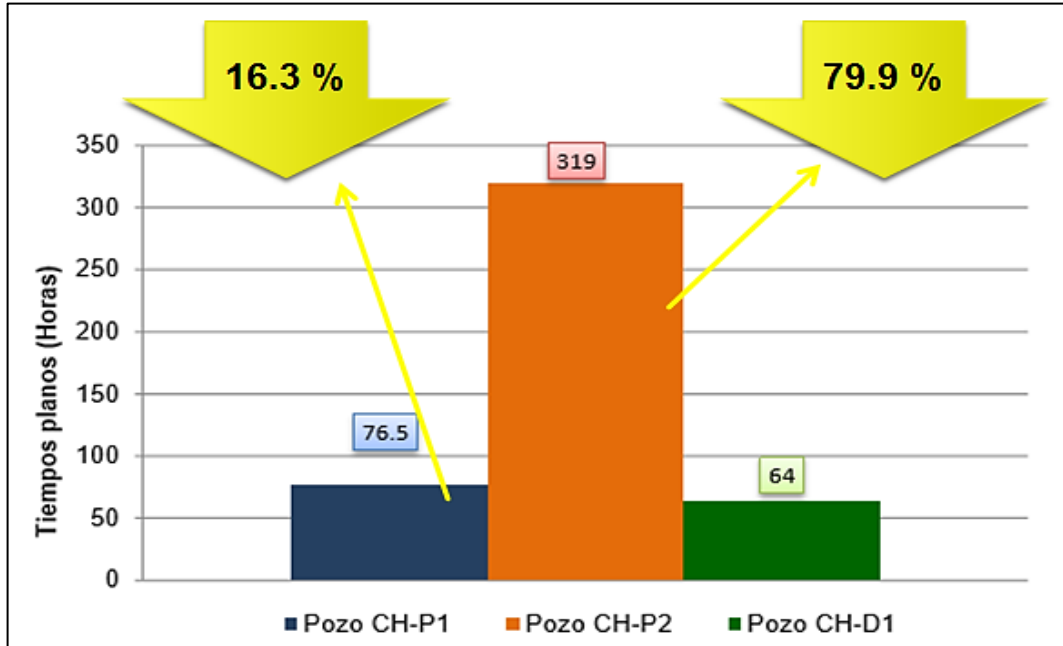
La **Tabla 25** compara los resultados obtenidos en cuanto a los tiempos planos surgidos tras la perforación de la sección intermedia de los pozos CH-P1, CH-P2 y CH-D1. Implementando la tecnología de perforación direccional con revestimiento para la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1, se lograron disminuir los tiempos planos en un 16.34% con respecto al pozo CH-P1 y en un 79.94% respecto al pozo CH-P2. Dicha disminución se debe principalmente a la reducción en la cantidad de viajes ida y vuelta (de fondo a superficie y de superficie a fondo) ya que mientras se emplearon 2 viajes para la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1, fueron necesarios 2.5 y 3.5 viajes para la perforación de la sección intermedia de los pozos CH-P1 y CH-P2 respectivamente. Cabe resaltar que los resultados obtenidos en cuanto a la cantidad de tiempos planos en el pozo CH-D1 no reflejan un máximo de eficiencia en la disminución de estos ya que se presentó un evento no programado que requirió un viaje adicional para reemplazar el DLA y el ensanchador del ensamblaje de fondo; normalmente los pozos en los que se emplea la tecnología de perforación direccional con revestimiento, ven perforada y revestida su sección intermedia en un solo viaje.

Tabla 25. Resumen tiempos planos

Tiempos planos	
Pozo	Horas
CH-P1	76.5
CH-P2	319
CH-D1	64

La **Gráfica 31** representa la disminución de tiempos planos en la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1 respecto a la sección intermedia de los pozos CH-P1 y CH-P2.

Gráfica 31. Comparación de tiempos planos



6.3.4.3 Comparación tiempos no productivos. La **Tabla 26** compara los tiempos no productivos surgidos a partir de la perforación de la sección intermedia de los pozos CH-P1, CH-P2 y CH-D1. Evidentemente, tras emplear la tecnología de perforación direccional con revestimiento para la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1, se lograron disminuir los tiempos no productivos en un 22.62 % con respecto al pozo CH-P1 y en un 81.94 % respecto al pozo CH-P2.

Tabla 26. Resumen tiempos no productivos

Tiempos no productivos (NPT)	
Pozo	Horas
CH-P1	42
CH-P2	180
CH-D1	32.5

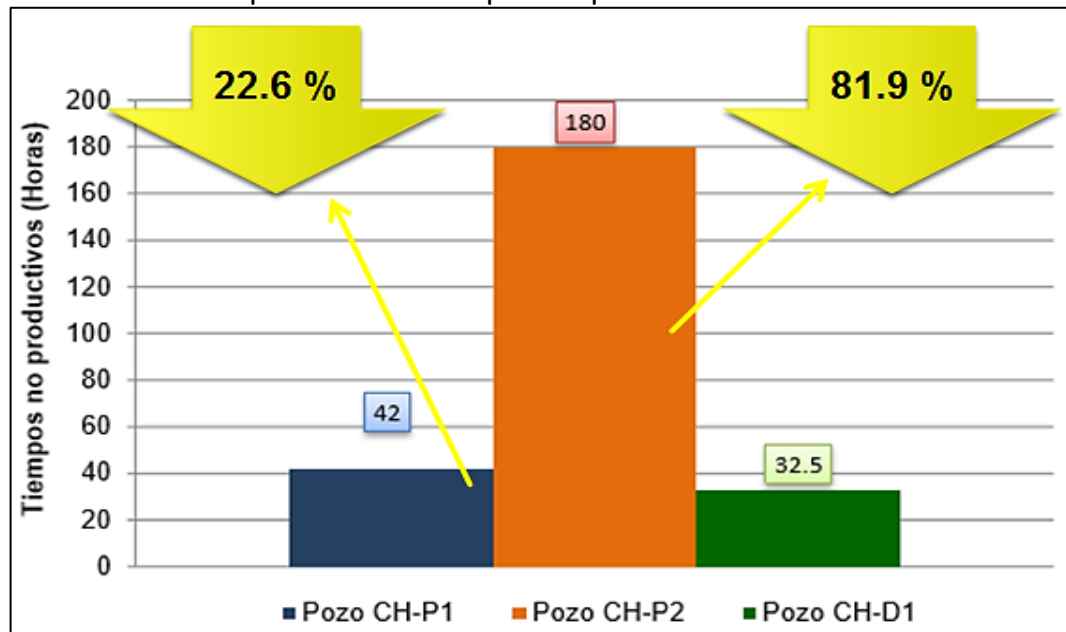
Comparando los resultados obtenidos en los pozos CH-D1, CH-P1 y CH-P2, la disminución en los NPT del pozo CH-D1 respecto al pozo CH-P1 se debe principalmente a la eliminación de problemas de pozo por restricción en el movimiento de la sarta y puntos apretados, los cuales corresponden a casi el 73 % de los tiempos no productivos totales de la sección; la disminución en los NPT del pozo CH-D1 respecto al pozo CH-P2 surge como consecuencia de la no aparición de problemas de pozo por empaquetamiento, pérdida total de circulación y puntos apretados, los cuales representan el 99% de los tiempos no productivos totales de

la sección. La mayoría de estos problemas contribuyeron al incremento en los tiempos planos de operación.

Sin embargo, es importante señalar que los resultados obtenidos en cuanto a la cantidad de tiempos no productivos en el pozo CH-D1 reflejan que a pesar de que operación fue exitosa porque logro su objetivo de reducirlos respecto al resto de pozos, dicha reducción no fue máxima debido a que el viaje adicional para cambio de herramientas en superficie fue una actividad no programada por la compañía operadora, por lo tanto es considerada un NPT.

La **Gráfica 32** representa la disminución de tiempos no productivos en la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1 respecto a la sección intermedia de los pozos CH-P1 y CH-P2.

Gráfica 32. Comparación de tiempos no productivos



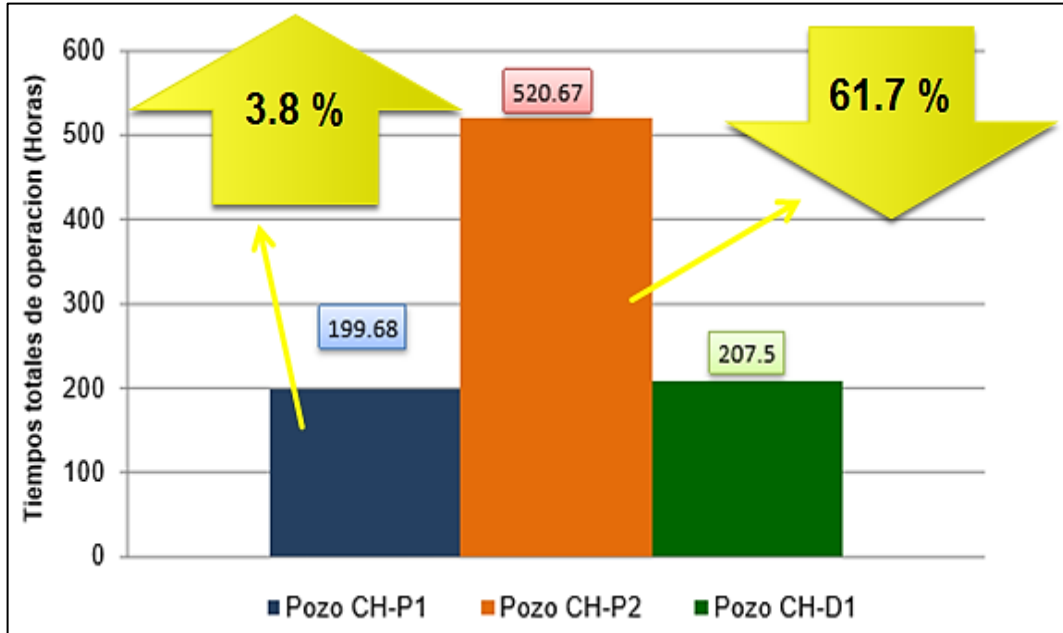
6.3.4.4 Comparación tiempos totales de operación. La **Tabla 27** compara los tiempos totales de operación, los cuales equivalen a la sumatoria de los tiempos netos de perforación, corrida de revestimiento y planos. Tras la implementación de la tecnología de perforación direccional con revestimiento para la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1, los resultados en cuanto a tiempos totales de operación difieren comparando los pozos CHD1-CHP1 y los pozos CHD1-CHP2.

Tabla 27. Resumen tiempos totales de operación

Tiempos totales de operación				
Pozo	Tiempo neto de perforación (Hrs)	Tiempo neto corrida revestimiento (Hrs)	Tiempo plano (Hrs)	Tiempo total de operación (Hrs)
CH-P1	88.18	35	76.5	199.68
CH-P2	133.17	68.5	319	520.67
CH-D1	135	8.5	64	207.5

Inicialmente comparando los pozos CH-D1 y CH-P2, los resultados muestran una disminución en los tiempos totales de operación del 61.7% en el tiempo requerido por el pozo CH-D1 para culminar por completo la operación respecto al pozo CH-P2. Comparando los pozos CH-D1 y CH-P1, los resultados muestran que no fue posible disminuir los tiempos totales de operación ya que hubo un incremento del 3.77% en el tiempo requerido por el pozo CH-D1 para culminar por completo la operación respecto al pozo CH-P1. Sin embargo, aunque hubo un incremento en los tiempos totales de operación comparando los pozos CH-D1 y CH-P1, ambos resultados son muy similares a pesar de que el pozo CH-D1 fue perforado con un tasa de penetración correspondiente casi al 50% de la utilizada para la perforación del pozo CH-P1, y que se requirió un viaje adicional de tubería como consecuencia de un NPT. La **Gráfica 33** compara los tiempos totales de operación obtenidos durante la perforación de la sección intermedia de los pozos CH-D1, CH-P1 y CH-P2.

Gráfica 33. Comparación de tiempos totales de operación



La compañía operadora Ecopetrol S.A. considera que para futuras aplicaciones de la tecnología de perforación direccional con revestimiento en el Campo Chichimene, en condiciones normales de operación (utilizando una mayor ROP y sin recurrir a viajes adicionales de tubería), podría eliminarse cualquier incremento de tiempos totales de operación respecto pozos perforados convencionalmente e inclusive disminuirlos entre un 20% y 40%.

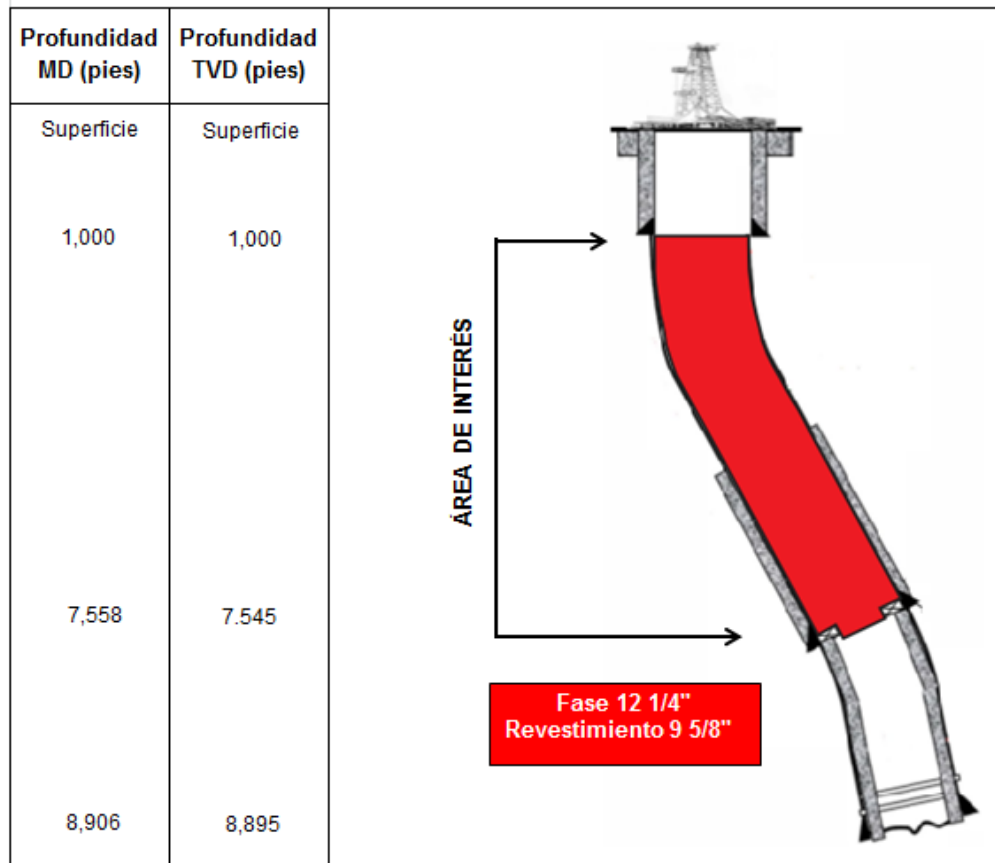
7. ANÁLISIS FINANCIERO

Actualmente las técnicas empleadas para la perforación de la sección intermedia 12 ¼" de los pozos ubicados en el Campo Chichimene, han correspondido a técnicas de perforación convencionales. La compañía operadora del Campo Chichimene Ecopetrol S.A., ha optado por probar técnicas de perforación no convencionales que le garanticen una sustancial reducción en los tiempos operacionales y costos asociados; es por ello que se implementó la tecnología de perforación direccional con revestimiento para la perforación de la sección intermedia 12 ¼" del pozo CH-D1, esto con el fin de evaluar la conveniencia financiera de continuar perforando paulatinamente con esta tecnología en el Campo Chichimene hasta convertirla en un estándar de perforación para la sección intermedia de los pozos que allí se ubiquen en un futuro.

El presente capítulo tiene como objetivo evaluar la viabilidad financiera de perforar la sección intermedia 12 ¼" (1,000 pies a 7,545 pies) de pozos ubicados en el Campo Chichimene utilizando el método convencional de perforación (Escenario 1) y la tecnología de perforación direccional con revestimiento (Escenario 2), mediante la metodología Valor Presente Neto (VPN) y una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 11.2 % efectivo anual. El horizonte de evaluación del proyecto es equivalente al tiempo de duración de la próxima campaña de perforación, es decir un semestre con periodos bimestrales. La unidad monetaria de valor constante para la evaluación financiera es el Dólar Americano.

La **Figura 51** muestra el estado mecánico general del pozo CH-D1 ubicado en el Campo Chichimene, allí se indica la sección de interés (sección intermedia) la cual es objeto de estudio en este trabajo.

Figura 51. Estado mecánico sección 12 ¼” pozos Campo Chichimene



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe interno Pozo Chichimene D1. Bogotá, 2015. 1 archivo de computador. Modificado por los autores.

7.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN

Se define costos de inversión como los factores técnicos medibles en dinero destinados a la producción de un bien o servicio. A continuación se procede a analizar los costos resultantes de la perforación de la sección intermedia de los pozos CH-P1 y CH-P2 mediante técnicas convencionales y de la perforación de la sección intermedia del pozo CH-D1 utilizando la tecnología de perforación direccional con revestimiento. Para realizar la proyección de costos involucrados en el método convencional, se utilizó el valor promedio de los costos operativos resultantes de la perforación de las secciones intermedias de los pozos CH-P1 y CH-P2.

Se decide tomar un horizonte de tiempo igual a la duración de una campaña de perforación, la cual para la empresa operadora Ecopetrol S.A. equivale a un semestre. Respecto al número de pozos a perforar dentro de la campaña de perforación, se tiene estipulado la perforación de tres pozos en total, cada uno de

ellos perforado con un espaciamento de dos meses entre pozo y pozo. (Ver **Tabla 28**).

Tabla 28. Campaña de perforación Campo Chichimene

Periodo (Bimestres)	Numero de pozos
1	1
2	1
3	1

Se asume que los pozos incluidos dentro de la campaña de perforación poseen características similares a los pozos perforados convencionalmente y al pozo CH-D1 en cuanto a profundidad y perfil direccional, por lo tanto sus costos serán similares. A continuación se indican los costos asociados a la perforación de los pozos CH P-1 y CH-P2 en el Campo Chichimene utilizando técnicas de perforación convencional, y los costos asociados a la perforación del pozo CH-D1 utilizando la tecnología de perforación direccional con revestimiento.

7.1.1 Escenario 1 (Método convencional). El proceso empleado actualmente para la perforación de la sección intermedia de los pozos ubicados en el Campo Chichimene, corresponde a una metodología convencional de perforación en donde inicialmente se requiere perforar el hueco y posteriormente revestirlo (cada proceso llevado a cabo de manera independiente).

La **Tabla 29** muestra los costos asociados a la perforación convencional de la sección intermedia 12 ¼" de los pozos CH-P1 y CH-P2.

Tabla 29. Costos perforación convencional

Ítem	Costos (USD)	
	Pozo CH-P1	Pozo CH-P2
Taladro de perforación (incluida locación)	464,260.72	1,095,599.53
Unidad geológica (Mud Logging)	30,832.74	79,739.76
Personal supervisión del pozo	34,719.55	116,517.41
HSEQ	4,569.54	12,308.48
Fluidos de perforación (incluido ingenieros de lodos)	380,840.23	624,876.20
Tratamiento y disposición de sólidos y agua	100,246.00	147,030.96
Herramientas direccionales (incluido ingenieros MWD y direccional)	142,888.90	210,543.34
Broca	45,018.63	38,435.42
Alquiler de accesorios adicionales (estabilizadores y martillos)	12,829.60	25,864.52
Revestimiento	432,616.65	487,275.35
Corrida del revestimiento	42,379.68	57,023.28
Inspección y reparación de tubería	215.82	4,823.69
Comunicaciones	5,298.92	15,172.00
Seguridad	5,401.00	17,442.72
TOTAL	1,702,117.97	2,932,652.66

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe interno costos pozos Chichimene P1 y P2. Bogotá, 2015. 1 archivo de computador. Modificado por los autores.

Con base en los resultados consignados en la Tabla 29, se establece que el costo promedio de perforación para la sección intermedia 12 ¼” de los pozos perforados convencionalmente en el Campo Chichimene es de USD 2,317,385.315. La **Tabla 30** muestra los costos resultantes de la próxima campaña de perforación utilizando técnicas de perforación convencionales.

Tabla 30. Costos totales de perforación método convencional

Periodo (Bimestres)	Numero de pozos	Costo por pozo	USD
1	1	2,317,385.32	2,317,385.32
2	1	2,317,385.32	2,317,385.32
3	1	2,317,385.32	2,317,385.32

7.1.2 Escenario 2 (Método Casing Drilling™ Nivel III). La tecnología de perforación direccional con revestimiento Casing Drilling™ Nivel III emplea la tubería de revestimiento como sarta de perforación reemplazando a la tubería convencional, permitiendo así profundizar el pozo y simultáneamente revestirlo.

La **Tabla 31** muestra los costos asociados a la perforación de la sección intermedia 12 ¼” del pozo CH-D1 utilizando la tecnología de perforación direccional con revestimiento.

Tabla 31. Costos perforación Casing Drilling™ Nivel III

Ítem	Costos (USD)
	Pozo CH-D1
Taladro de perforación (incluida locación)	445,051.48
Unidad geológica (Mud Logging)	34,258.63
Personal supervisión del pozo	38,934.79
HSEQ	3,875.29
Fluidos de perforación (incluido ingenieros de lodos)	180,095.08
Tratamiento y disposición de sólidos y agua	84,805.92
Herramientas Casing Drilling™ SLB Nivel III	560,259.42
Herramientas direccionales (incluido ingenieros MWD y direccional)	262,764.07
Broca	27,478.08
Alquiler de accesorios adicionales (estabilizadores y martillos)	0.00
Revestimiento	420,729.91
Corrida del revestimiento	0.00
Inspección y reparación de tubería	7,486.38
Comunicaciones	5,228.09
Seguridad	6,000.05
TOTAL	2,076,967.21

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe interno costos pozo Chichimene D1. Bogotá, 2016. 1 archivo de computador. Modificado por los autores.

La **Tabla 32** muestra los costos resultantes de la campaña de perforación utilizando la tecnología de perforación direccional con revestimiento.

Tabla 32. Costos totales de perforación método Casing Drilling™ Nivel III

Periodo (Bimestres)	Numero de pozos	Costo por pozo	USD
1	1	2,076,967.21	2,076,967.21
2	1	2,076,967.21	2,076,967.21
3	1	2,076,967.21	2,076,967.21

Comparando los costos asociados a cada uno de los escenarios señalados anteriormente, se evidencian una serie de reducciones y aumentos en el costo total de algunos parámetros de un escenario respecto al otro. Algunos costos como el asociado al alquiler de accesorios adicionales como martillos para trabajos de pega tubería y el asociado a la corrida del revestimiento son considerados inexistentes (0 USD) en el método Casing Drilling Nivel III ya que son procesos que no se llevaron a cabo en la operación, permitiéndole un ahorro en promedio de 69,000 USD respecto al método convencional.

Respecto al fluido de perforación, los costos asociados a este parámetro se ven claramente disminuidos en casi 200,000 USD respecto al pozo CH-P1 y en 445,000 USD respecto al pozo CH-P2, esto como consecuencia de la baja pérdida de circulación durante la operación. Finalmente en otro parámetro como el tratamiento y disposición de sólidos de agua, sus costos también disminuyeron respecto a los pozos CH-P1 y CH-P2 en aproximadamente 15,440 USD y 62,225 USD respectivamente, esto debido a que se redujeron los cortes a tratar en superficie y al obtener diámetros de corte menores comparado con el método convencional, sus tratamiento y disposición también demandó menos costos.

Sin embargo, para otros parámetros como las herramientas direccionales y las herramientas especiales empleadas en el método Casing Drilling Nivel III, se requirió una inversión mayor respecto al método convencional. Las herramientas direccionales aumentaron el costo de la operación en casi 120,000 USD respecto al pozo CH-P1 y en 52,220 USD respecto al pozo CH-P2 ya que se requirió emplear un motor direccional con unas especificaciones superiores a los motores empleados normalmente en una operación convencional. El costo asociado a las herramientas Casing Drilling Nivel III, es un costo único generado a partir del alquiler de herramientas como el ensanchador, el DLA y el CPN, lo cual le sumo al costo de la operación un total de 560,300 USD aproximadamente.

La **Tabla 33** muestra los costos de operación por hora asociados a la perforación de la sección intermedia 12 ¼” de los pozos CH-D1, CH-P1 y CH-P2.

Tabla 33. Costos USD/Hora de perforación Pozos CH-D1, CH-P1 y CH-P2

Ítem	Costo (USD)/Horas		
	Pozo CH-D1	Pozo CH-P1	Pozo CH-P2
Taladro de perforación	2,144.83	2,195.09	2,025.14
Unidad geológica (Mud Logging)	165.10	145.78	147.39
Personal supervisión del pozo	187.64	164.16	215.37
HSEQ	18.68	21.61	22.75
Fluidos de perforación	867.93	1,800.66	1,155.04
Tratamiento y disposición de sólidos y agua	408.70	473.98	271.78
Herramientas Casing Drilling SLB Nivel III	2,700.05	0.00	0.00
Herramientas direccionales	1,266.33	675.60	389.17
Broca	132.42	212.85	71.05
Alquiler de accesorios adicionales	0.00	60.66	47.81
Revestimiento	2,027.61	2,045.47	900.69
Corrida del revestimiento	0.00	200.38	105.40
Inspección y reparación de tubería	36.08	1.02	8.92
Comunicaciones	25.20	25.05	28.04
Seguridad	28.92	25.54	32.24
TOTAL	10,009.48	8,047.84	5,420.80

En la tabla se observa que el costo total de operación por hora para el pozo CH-D1 empleando la tecnología Casing Drilling Nivel III es superior a los obtenidos en los pozos CH-P1 y CH-P2 ya que éste se incrementa en casi 2,000 USD y 4,600 USD respectivamente. Para calcular el ahorro de costos asociado a los tiempos no productivos, es necesario realizar el producto entre los NPT asociados a cada pozo y los costos totales de operación por hora. Los resultados son referenciados a continuación, en la **Tabla 34**.

Tabla 34. Comparación de costos asociados a NPT

Pozo	Costo USD/Hora	NPT (Horas)	Costo total NPT (USD)	Ahorro	
				USD	%
CH-D1	10,009.48	32.5	325,308.12		
CH-P1	8,047.84	42	338,009.24	12,701.13	3.76
CH-P2	5,420.80	180	975,743.95	650,435.84	66.66

Se observa que se logró un ahorro de costos de casi 12,700 USD respecto al pozo CH-P1 y de 650,000 USD respecto al pozo CH-P2 como consecuencia de la reducción en los tiempos no productivos asociados a la operación empleando la tecnología de perforación direccional con revestimiento.

7.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

El objetivo para la evaluación financiera es determinar la viabilidad financiera de perforar la sección intermedia 12 ¼” de pozos ubicados en el Campo Chichimene mediante la implementación del método convencional de perforación y de la tecnología de perforación direccional con revestimiento. Dicha evaluación se realizará utilizando la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

Se utilizará una tasa de interés de oportunidad (TIO) de 11.2% efectivo anual, valor establecido por la compañía operadora Ecopetrol S.A. De acuerdo con los periodos establecidos en la campaña de perforación, la evaluación se realizará utilizando una tasa de interés efectivo bimestral. Por medio de la **Ecuación 1**, se calcula el valor de la tasa interna de oportunidad (TIO) bimestral.

Ecuación 1. Equivalencia entre tasas

$$(1 + i_{conocida})^n = (1 + i_{calcular})^m$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Interés compuesto. Capítulo 2. Fondo Educativo Panamericano. Octava edición. p 24.

Dónde:

$i_{conocida}$ = Tasa de interés conocida

$i_{calcular}$ = Tasa de interés a calcular

n = Periodos de la tasa de interés conocida

m = Periodos de la tasa de interés a calcular

Se procede a calcular el valor de la tasa de interés de oportunidad (TIO) bimestral por medio de la ecuación 1. (Ver **Ecuación 2**)

Ecuación 2. Calculo equivalencia TIO bimestral

$$(1 + i_{anual})^1 = (1 + i_{bimestral})^6$$

$$(1 + 11.2\%)^1 = (1 + i_{bimestral})^6$$

$$i_{bimestral} = \sqrt[6]{(1 + 11.2\%)^1} - 1$$

$$i_{bimestral} = 0.0179 \rightarrow 1.79\%$$

Una vez definida la tasa de interés de oportunidad bimestral, se procede a calcular el Valor Presente Neto (VPN) mediante la **Ecuación 3** para la campaña de perforación utilizando técnicas convencionales de perforación y la tecnología de perforación direccional con revestimiento.

Ecuación 3. Valor Presente Neto

$$VPN_{(i)} = \sum F_n (1 + i)^{-n}$$

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Valor presente neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava edición. p 197.

Dónde:

VPN= Valor Presente Neto

F_n = Flujo neto de efectivo

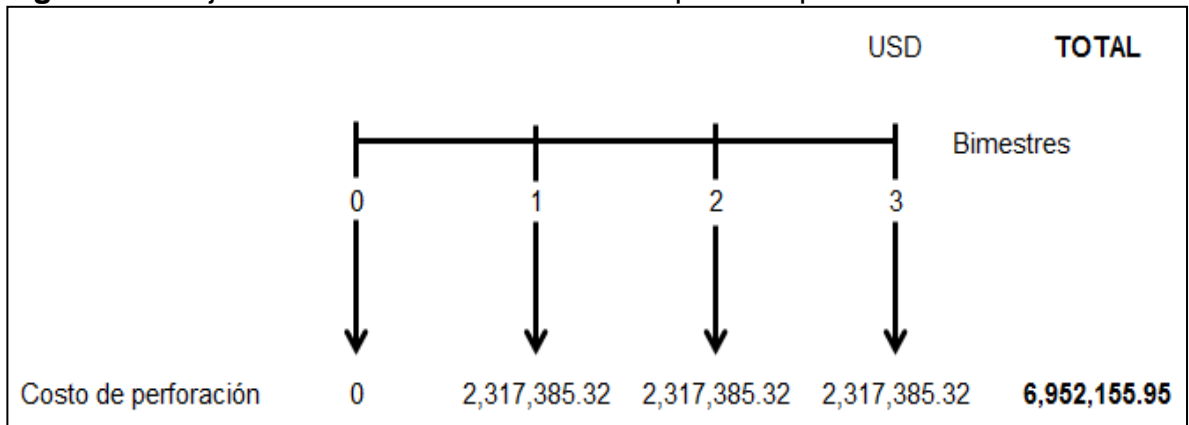
i = Tasa de interés de oportunidad

n = Numero de periodos

7.2.1 Flujo de efectivo. Se define como una representación gráfica de los ingresos y egresos reales de dinero que son trazados en una escala de tiempo determinada.

7.2.1.1 Flujo de efectivo Escenario 1. La **Figura 52** muestra el diagrama de flujo de efectivo para la campaña de perforación utilizando técnicas de perforación convencionales.

Figura 52. Flujo de efectivo escenario 1 – Campaña de perforación convencional



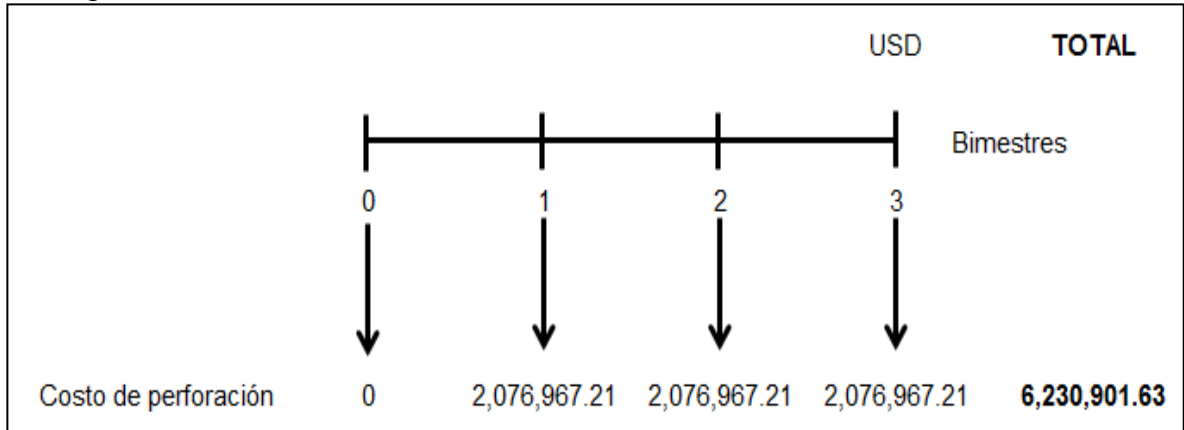
A continuación se calcula el Valor Presente Neto (VPN) reemplazando los valores en la ecuación 3 para la campaña de perforación utilizando técnicas de perforación convencionales. (Ver **Ecuación 4**)

Ecuación 4. Valor Presente Neto escenario 1 - Campaña de perforación convencional

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0.0179)} &= \$ 2,317,385.32(1 + 0.0179)^{-1} + \$ 2,317,385.32(1 + 0.0179)^{-2} + \$ 2,317,385.32(1 + 0.0179)^{-3} \\
 &= \$ 2,276,633.57 + \$ 2,236,598.47 + \$ 2,197.267.38 \\
 &= \$ 6,710,499.43
 \end{aligned}$$

7.2.1.2 Flujo de efectivo Escenario 2. La **Figura 53** muestra el diagrama de flujo de efectivo para la campaña de perforación utilizando la tecnología de perforación direccional con revestimiento.

Figura 53. Flujo de efectivo escenario 2 – Campaña de perforación Casing Drilling™ Nivel III



A continuación se calcula el Valor Presente Neto (VPN) reemplazando los valores en la ecuación 3 para la campaña de perforación utilizando la tecnología de perforación direccional con revestimiento Casing Drilling™ Nivel III. (Ver **Ecuación 5**)

Ecuación 5. Valor Presente Neto escenario 2 - Campaña de perforación Casing Drilling™ Nivel III

$$\begin{aligned}
 VPN_{(0,0.0179)} &= \$ 2,076,967.21(1 + 0.0179)^{-1} + \$ 2,076,967.21(1 + 0.0179)^{-2} + \$ 2,076,967.21(1 + 0.0179)^{-3} \\
 &= \$ 2,040,443.27 + \$ 2,004,561.62 + \$ 1,969,310.96 \\
 &= \$ 6,014,315.85
 \end{aligned}$$

7.3 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, para Ecopetrol S.A. es atractivo implementar la tecnología de perforación direccional con revestimiento para la perforación de la sección intermedia 12 ¼” de los pozos involucrados en la próxima campaña de perforación. Emplear esta tecnología le representa un ahorro en costos del 10.37% (696,183.58 USD) frente al método convencional de perforación, originado a partir de la reducción en el tiempo total de perforación.

8. CONCLUSIONES

- La mayoría de problemas operacionales que surgen el Campo Chichimene, se presentan como consecuencia de la inestabilidad mecánica que presenta la zona donde se encuentra ubicado.
- Se demostraron las ventajas del efecto de empañetamiento al disminuir problemas asociados a la limpieza hidráulica del pozo, ya que se obtuvo un volumen menor de cortes (1.18 barriles/hora menos respecto al pozo CH-P1 y 1.29 barriles/hora menos respecto al pozo CH-P2) y de menor tamaño, los cuales lograron dar estabilidad al hueco para evitar el desencadenamiento de otros problemas operacionales.
- Se disminuyeron las pérdidas de circulación en un 36.4% (213 barriles) respecto al pozo CH-P1 y en un 48.3% (348 barriles) respecto al pozo CH-P2, esto como consecuencia del efecto de empañetamiento y de llevar a cabo una operación controlada en cuanto a sus parámetros.
- Se disminuyeron los NPT asociados a problemas operacionales en un 22.6% (9.5 hrs) respecto al pozo CH-P1 y en un 81.9% (147.5 hrs) respecto al pozo CH-P2, esto debido a la eliminación de inconvenientes por empaquetamiento del hueco, pega de tubería y puntos apretados.
- Se logró reducir casi en un 100% los NPT asociados a los viajes de acondicionamiento y el tiempo empleado convencionalmente para la bajada del revestimiento de 9 5/8", equivalente a 50 horas aproximadamente.
- Respecto a los tiempos totales de operación, no se lograron disminuir respecto al pozo CH-P1 (aumentaron en un 3.77%), pero si se lograron disminuir en un 61.7% respecto al pozo CH-P2.
- Si lleva a cabo una operación libre de tiempos no programados y que no requiera la necesidad de sacar el ensamblaje de fondo antes de lo previsto aplicando esta tecnología, podría ser posible reducir los tiempos totales de operación respecto a cualquier pozo perforado convencionalmente.
- Se ejecutó toda la operación sin incidentes ni accidentes en HSE manteniendo los estándares de Ecopetrol S.A, demostrando que la perforación con esta tecnología reduce considerablemente la exposición al riesgo.
- Se lograron disminuir los costos asociados a la operación en un 10.37% (696,183.58 USD).

9. RECOMENDACIONES

- Para las siguientes aplicaciones se puede probar una tasa de penetración más elevada, con el fin de optimizar el desempeño de la perforación buscando ejecutar toda la sección del proyecto en menor tiempo.
- Se recomienda el uso del ensanchador tipo 5C, la herramienta direccional PowerDrive X6 y la herramienta MWD Telescope 675 para las aplicaciones de Casing Drilling™ Nivel III, ya que han demostrado ser confiables y óptimas para la implementación de esta tecnología.
- Continuar empleando los anillos de torque multi-lobulo, los cuales han mostrado excelentes resultados en cuanto a la protección de conexiones API BTC.
- Establecer un diseño de pozo que no involucre el sobredimensionamiento de la tubería de revestimiento para la aplicación de la tecnología Casing Drilling™ Nivel III y evaluar sus resultados.
- Realizar el análisis del sistema hidráulico en un software que considere el efecto de empañetamiento sobre la limpieza del pozo.
- Se debe procurar no exceder desmedidamente los parámetros de perforación para evitar NPT por erosión o washouts en las herramientas.
- La planeación del siguiente pozo deberá tener como base las lecciones aprendidas durante esta primera implementación, evitando la recurrencia en malas prácticas que conlleven a pérdidas de tiempo (NPT).
- Evaluar la viabilidad técnica y financiera de implementar la tecnología Casing Drilling™ Niveles II, III y IV para la perforación de todas las secciones de un pozo en el Campo Chichimene.
- Evaluar la viabilidad técnica y financiera de implementar la tecnología Casing Drilling™ Nivel III para la perforación de pozos tipo J y con alto ángulo de desviación en el Campo Chichimene.
- Extender la aplicación de la tecnología de perforación direccional con revestimiento hacia otros campos del país.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN ASSOCIATION OF DRILLING ENGINEERS. How Casing Drilling improves wellbore stability [en línea]. Houston: 2011 [consultado 02 de Octubre de 2015]. Disponible en internet: <http://www.aade.org/app/download/6857682704/aade-11-ntce-64.pdf>.

ANH. Open Round Colombia 2010: Llanos Orientales. Bogotá D.C, 2009, 1 archivo de computador.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales: Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos [en línea]. Diciembre 2012 [consultado 08 de Septiembre de 2015]. Disponible en Internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

ARAUJO CORTES, Oscar David y SERRANO RUEDA, Juan Carlos. Caracterización de las rocas retardantes en la Unidad K2 superior de los campos Castilla y Chichimene, Llanos Orientales de Colombia. Trabajo de grado Geólogo, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2004 [consultado 23 de Octubre de 2015]. Disponible en Internet: repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1108/2/114358.pdf.

ÁVILA NAVARRO, Katherine, CUELLAR LOBO, Daniel y PADRÓN GARCÍA, Eduardo. Principales campos de crudo por cuencas en Colombia [en línea]. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2013 [consultado 16 de Febrero de 2016]. Disponible en Internet: <https://es.scribd.com/doc/212799619/Principales-Campos-de-Crudo-Por-Cuencas>.

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Interés compuesto. Capítulo 2. Fondo Educativo Panamericano. Octava edición.

BALLESTEROS BENAVIDES, Javier Antonio y MORENO VARGAS, Gelber Hernán. Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing Drilling. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físicoquímicas, 2011.

BONILLA MUÑOZ, Mónica Tatiana y GUALLPA BUESTÁN, Alicia Mercedes. Estudio del límite técnico para la perforación de pozos en los campos Cuyabeno y VHR. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos, Quito: Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, 2013 [consultado 20 de Febrero de 2016]. Disponible en Internet: bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/5981/1/CD-4756.pdf.

BRAVO PABON, Andrés Felipe y SANCHEZ MONTAÑO, Juan Carlos. Evaluación técnica de la implementación de las tecnologías Casing Drilling y Casing Running con el revestimiento convencional en los bloques Llanos 32, Llanos 18 y Bloque de La Punta, de la Cuenca de los Llanos Orientales. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos, Bogotá D.C: Fundación Universidad de América, 2009.

CROSS CARRANZA, Daniel Alejandro y GARCIA MERLANO, Néstor Fabio. Evaluación de la viabilidad técnico-financiera para la implementación de la tecnología de perforación direccional con revestimiento (directional casing while drilling) en el campo Yariguí-Cantagallo de Ecopetrol S. A. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos, Bogotá D.C: Fundación Universidad de América, Facultad de Ingenierías, 2015 [consultado 10 de Marzo de 2016].

DUEÑAS JIMÉNEZ, Hernando y VAN DER HAMMEN, Thomas. Significado geológico y asociaciones palinológicas de las formaciones Diablo Inferior (Mioceno Tardío) y San Fernando Superior (Mioceno Medio), Piedemonte Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia [en línea]. 2007 [consultado 05 de Marzo de 2016]. Disponible en Internet: www.accefyn.org.co/revista/Vol_31/121/481-498.pdf.

ECOPETROL S.A. Informe interno Pozo Chichimene D1. Bogotá D.C, 2015. 1 archivo de computador.

-----Informe interno Pozo Chichimene P1. Bogotá D.C, 2015. 1 archivo de computador.

----- Informe interno Pozo Chichimene P2. Bogotá D.C, 2015. 1 archivo de computador.

----- Justificación técnica para prueba extendida de DDwC, fase intermedia (12 ¼", Csg 9 5/8") en la región Orinoquia. Bogotá D.C, 2013. 1 archivo de computador.

ECOPETROL S.A. Programa de fluido de perforación Pozo Chichimene D1. Bogotá D.C, 2015. 1 archivo de computador.

FERNANDEZ, Marcos y ROMERO, Jorge. Curso básico de perforación direccional. A&M [en línea], julio 2003 [consultado 20 de Abril de 2016]. Disponible en Internet: petroleros.net/wp.../04/CURSO-PERFORACIÓN-DIRECCIONAL.pdf.

HAWKER, David y VOGT, Karen. Procedimientos y operaciones en el pozo. Datalog [en línea]. Alberta: Datalog, 2002 [consultado 15 de Octubre de 2015]. Disponible en Internet: https://www.academia.edu/6472755/PROCEDIMIENTOS_Y_OPERACIONES_EN_EL_POZO_002.

HOUTCHENS, Bruce, TESSARI, Robert y WARREN, Tommy. Casing Drilling with Retrievable Drilling Assemblies. Tesco [en línea]. Houston: 2014 [consultado 19 de Septiembre de 2015]. Disponible en Internet: <https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-16564-MS>.

IADC [en línea]: Dull bit grading. Reino Unido: Kingdom drilling services Ltd., 2005 [consultado 20 de Enero de 2016]. Disponible en internet: http://www.jsdrilling.com.qa/Services/Downloads/IADC_BIT_Grading.PDF.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486.Sexta actualización. Bogotá D.C.:2008. 36 p.

----- . Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D. C.: El instituto, 2008. 3 p.

----- . Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Bogotá D. C.: El instituto, 1998. 23 p.

JULIVERT, M. Colombie: Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque, et intrusions d'âge mésozoïque – tertiaire. Paris: Centre National de la Reserche Scientifique, 1968 [consultado 07 de Marzo de 2016]. Disponible en Internet: <http://www.cnrseditions.fr/sciences-de-la-terre/2917-05-4-Amerique-latine-Colombie-precambrien-paleozoique-mesozoique-intrusions-dage-mesozoique.html>.

LESSO, B. y Tommy. Casing Drilling Directional Wells. Schlumberger [en línea]. Houston: mayo 2005 2014 [consultado 19 de Septiembre de 2015]. Disponible en Internet: <https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-17453-MS>.

LOPEZ, Felipe. Análisis IDEAS: Casing While Drilling Nivel 3. Bogotá D.C, 2014. 1 archivo de computador.

MANRIQUE CLARO, Yefri Camilo y MONTAÑA CLAROS, Jhoan Andrey. Brocas de perforación: Su mundo, su naturaleza y su funcionamiento. Trabajo de grado Técnico laboral en perforación y completamiento de pozos petroleros. Villavicencio: Corporación internacional del petróleo, 2012.

MARTINEZ ARIAS, Heydy Yurany. Patronamiento de las tendencias direccionales en las formaciones en la Cuenca de los Llanos Orientales, municipio de Acacias y Castilla La Nueva, Departamento del Meta. Trabajo de grado Geólogo, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2012 [consultado 25 de Octubre de 2015]. Disponible en Internet: repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1170/2/142973.pdf.

MEDIMUREC, Nediljka Gaurina. Casing Drilling Technology [en línea]. Zagreb: Universidad de Zagreb, 2005 [consultado 14 de Agosto de 2015]. Disponible en Internet: <http://hrcak.srce.hr/file/8094>.

MEJIA MARTÍNEZ, Javier Andrés. Consideraciones técnicas para el diseño y la selección de la tubería de revestimiento del pozo estratigráfico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2011 [consultado 29 de Febrero de 2016]. Disponible en Internet: repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/908/2/142062.pdf.

ORTIZ, Álvaro. Direct XCD Casing Drilling™. Bogotá D.C, 2014. 1 archivo de computador.

----- . Workshop Casing Drilling™: Soluciones alternativas de perforación. Bogotá D.C, 2014. 1 archivo de computador.

PDVSA. Procedimientos de diseño para tuberías de revestimientos y producción [en línea], 1998 [consultado 06 de Marzo de 2016]. Disponible en Internet: <https://es.scribd.com/doc/80492146/Manual-de-Diseno-de-Revestidores-PDVSA-Completo>.

PIASCO, Luis. Experiencias en la aplicación de Casing Drilling™ en la perforación de pozos de petróleo y gas. Tesco [consultado 10 de Septiembre de 2015]. Disponible en Internet: http://www.oilproduction.net/files/casing_drilling/casing_drilling_tesco.pdf.

PIRAQUIVE BERMUDEZ, Alejandro. Modelamiento estructural basado en un análisis de deformaciones en el frente del piedemonte llanero cordillera oriental de Colombia. Trabajo de grado M. Sc, en Geología. Bogotá D.C: Universidad Nacional de Colombia. Facultad de ciencias, 2011. [consultado 15 de Febrero de 2016]. Disponible en Internet: <http://www.bdigital.unal.edu.co/4240/1/194675.2011.pdf>.

PORTA, J. Colombie: Tertiaire et Quaternaire. Paris: Centre National de la Reserche Scientifique, 1974 [consultado 06 de Marzo de 2016]. Disponible en Internet: <http://www.cnrseditions.fr/sciences-de-la-terre/2918-05-4-Amerique-latine-Colombie-Tertiaire-quaternaire.html>.

ROMERO ARIAS, Luis Jaime. Elaboración del plan de perforación del pozo Canaguay 1. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, 2009 [consultado 13 de Marzo de 2016]. Disponible en Internet: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2009/131330.pdf>.

SANCHEZ MANZANARES, Jorge Enrique. Evolución del diseño de revestidores y la aplicación de lina protectora 11 ¾” en la zona de capas rojas inferiores para

los pozos de desarrollo de Kinteroni en la Cuenca Ucayali, Madre de Dios. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos, Lima: Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería de petróleos, gas natural y petroquímico, 2010 [consultado 24 de Marzo de 2016]. Disponible en Internet: <http://docplayer.es/4225317-Universidad-nacional-de-ingenieria-facultad-de-ingenieria-de-petroleo-gas-natural-y-petroquimica-tesis.html>.

SCHLUMBERGER. Casing Profile Nipple [en línea], 2013 [consultado 20 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: http://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/drilling_applications/casing_profile_nipple_ps.pdf.

----- . Directional Casing while Drilling [en línea], 2012 [consultado 11 de Noviembre de 2015]. Disponible en Internet: <http://www.drillingcontractor.org/dcp/dc-novdec05/Nov05-directional.pdf>.

----- . Hydraulic setting tool [en línea], 2014 [consultado 16 de Agosto de 2015]. Disponible en Internet: http://www.slb.com/~media/Files/completions/product_sheets/packer_accessories/hydraulic_setting_tool_ps.pdf.

----- . Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento [en línea], 2005 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf.

----- . Power Drive 675 X6 [en línea], 2010 [consultado 20 de Febrero de 2015]. Disponible en Internet: http://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/directional_drilling/powerdrive_x6.pdf.

----- . Programa de entrenamiento acelerado para Ingenieros Supervisores de Pozo: Asentamiento de revestidores [en línea], 2007 [consultado 16 de Abril de 2016]. Disponible en Internet: <http://myslide.es/documents/11-asentamiento-de-revestidorespdf.html>.

----- . TDDirect [en línea]: Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner, 2013 [consultado 15 de Julio de 2015]. Disponible en Internet: https://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/drilling_applications/tddirect_br_esp.pdf

----- . TDDirect CD [en línea]: Casing-While-Drilling Services Saves 52 Hours in Lobo Field, South Texas, 2013 [consultado 14 de Octubre de 2015]. Disponible en Internet: http://www.slb.com/resources/case_studies/drilling/tddirect_cd_texas_cs.aspx.

SCHLUMBERGER. Telescope [en línea], 2010 [consultado 20 de Febrero de 2015]. Disponible en Internet: http://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/lwd/scope/telescope_insertr.pdf.

----- . Type 5C PDC Underreamer [en línea], 2013 [consultado 20 de Febrero de 2015]. Disponible en Internet: http://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/drilling_applications/casing_type5C_pdc_underreamer_ps.pdf.

SMITH BITS. Direct XCD: Barrena para tubería de revestimiento de aleación perforable [en línea]. 2013 [consultado 09 de Agosto de 2015]. Disponible en Internet: www.slb.com/~media/Files/smith/brochures/drill.../direct_xcd_esp.pdf.

SPE. Casing Directional Drilling using a rotary steerable system [en línea]. Amsterdam: 2005 [consultado 14 de Agosto de 2015]. Disponible en internet: <https://www.onepetro.org>.

TESCO. Casing Drilling: A safer, more efficient way to reach the reservoir. Houston, 2011. 1 archivo de computador.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Organic Geochemistry Atlas of Colombia [en línea]. 2 ed. Bogotá D.C: Earth Sciences Research Journal, 2010 [consultado 03 de Agosto de 2015]. Disponible en Internet: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/ATLAS_GEOQUIMICO/Atlas_Geoquimico_2010.pdf


VAN BALEN, André. Casing while Drilling (CwD): Eliminación de Tiempos No Productivos y Aumento de Producción. Tesco [en línea]. octubre 2010 [consultado 21 de Septiembre de 2015]. Disponible en Internet: <http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/trabajosPerfo/3VIERNES/16.30/CWD.pdf>


WARREN, Tommy. Drilling with Casing. Tesco y SPE [en línea]. Tulsa [consultado 11 de Agosto de 2015]. Disponible en Internet: <http://www.spe.org/dl/docs/2007/Warren.pdf>


ZAMORA GONZALEZ, Laura Alejandra. Evaluación de la viabilidad técnico-financiera de la aplicación de la tecnología casing while drilling para la perforación de la sección 12 1/4" de un pozo ubicado en el bloque puntero, en la Cuenca de los Llanos Orientales. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos, Bogotá D.C: Fundación Universidad de América, Facultad de Ingenierías, 2015 [consultado 20 de Octubre de 2015].


ANEXOS


ANEXO A.
RESUMEN OPERATIVO DE PERFORACIÓN PARA LA SECCIÓN INTERMEDIA 12 ¼" DEL POZO CH-D1 EN EL CAMPO CHICHIMENE


		FORMATO MAPA DE PARÁMETROS				
		GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE PERFORACIÓN				
NOMBRE POZO:		CHICHIMENE D1	PROFUNDIDAD PLANEADA pies (MD):	7545 pies	No. SECCIONES:	3
RIG:		WTF 839	MÁX. INCLINACIÓN PLANEADA (°):	12	DIÁMETROS SECCIÓN:	12 ¼"
No. Tarea	Profundidad TVD (pies)	DESCRIPCIÓN OPERACIONES			Tiempo Total (hrs)	NPT (hrs)
FASE 12 ¼"						
1	1,083.00	Armó y paró en la mesa el Casing Circulating Tool (CCT) y el Mechanical Release Pulling Tool (MRPT).			1	
2	1,083.00	Realizó reunión pre-operacional y de seguridad para arme de BHA direccional Casing Drilling Nivel III con todo el personal involucrado en la operación			0.5	
3	1,083.00	Armó y bajó BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde superficie hasta 77 pies así: broca PDC 8 1/2" OD + PowerDrive 675 X6 8 ½" + SLB 6 3/4 short hop antena + XO + Telescope 675 + XO + 6 3/4 NMDC. Probó herramientas direccionales y calibró profundidad. OK.			3	
4	1,083.00	Cambió elevador de 5" x elevador casing 9 5/8", retiró campana top drive. Continuó armando y bajó BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 77 pies hasta 108 pies conectó: roller reamer 8 3/8" + XO + underreamer 8 1/2 * 12 ¼ + XO + reamer shoe + pup joint casing 9 5/8" + Casing Profile Nipple (CPN) (previamente instalado Drill Lock Assembly (DLA) + (internal tandem stabilizer conectado al underreamer) + junta casing 9 5/8" de manejo, sentó y aseguró en cuñas.			0.5	
5	1,083.00	Rig up herramientas Tesco, instaló Casing Drive System (CDS).			1.5	
6	1,083.00	Continuó armando y bajó BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 108 pies hasta 194 pies así: retiró junta casing 9 5/8" de manejo y conectó junta # 1 y junta # 2 de casing 9 5/8" + Plug Landing Nipple (PLN).			1.5	
7	1,083.00	Continuó bajando casing 9 5/8" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 194 pies hasta 1083 pies (fondo).			1.5	
8	1,319.00	Perforó fase 12 ¼" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 1083 pies hasta 1319 pies (avance: 236 pies). Ultima litología @ 1300 pies: 60% arcillolita, 40% arena. Último survey @ 1033', inc: 0.17°, azimut: 211.89°, dl: 0.06°.			3	
9	1,463.00	Perforó fase 12 ¼" BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 1319 pies hasta 1463 pies (avance: 144 pies). Ultima litología @ 1463 pies: 60% arcillolita, 40% arena.			2	


		FORMATO MAPA DE PARÁMETROS					
GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE PERFORACIÓN							
NOMBRE POZO:		CHICHIMENE D1	PROFUNDIDAD PLANEADA pies (MD):	7545 pies	No. SECCIONES:	3	
RIG:		WTF 839	MÁX. INCLINACIÓN PLANEADA (°):	12	DIÁMETROS SECCIÓN:	12 ¼"	
No. Tarea	Profundidad TVD (pies)	DESCRIPCIÓN OPERACIONES				Tiempo Total (hrs)	NPT (hrs)
FASE 12 1/4"							
10	1,463.00	Observó caída de presión de 1400 psi a 950 psi, verificó limpieza de filtros de succión de las bombas de lodos 1 y 2, realizó pruebas en superficie con 2000 psi durante 10 min, OK. Verificó sensores de presión, OK.				0.5	0.5
11	1,484.00	Perforó fase 12 1/4" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 1463 pies hasta 1484 pies (avance: 21 pies) Nota: se observan en los retornos de grumos de caving.				0.5	
12	1,484.00	Circuló pozo @ 1484 pies con Q: 780 gpm, P: 1200 psi, RPM: 50. Nota: continúa observando variación en la presión.				0.5	0.5
13	1,904.00	Perforó fase 12 1/4" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 1484 pies hasta 1904 pies (avance: 420 pies. Ultima litología @ 1680 pies: 10% arcillolita, 90% arena. Nota: se observan en los retornos grumos de caving.				5	
14	1,904.00	Circuló pozo fondo arriba @ 1904 pies con Q: 750 gpm, P: 900 psi, RPM: 20. Bombeó 30 bls de píldora trazadora para descartar washout, OK. Se decide sacar BHA a superficie. Nota: continúa observando variación en la presión.				1	1
15	1,904.00	Realizó reunión pre-operacional y de seguridad para recuperar y sacar BHA direccional Casing Drilling Nivel III a superficie con todo el personal involucrado en la operación.				0.5	0.5
16	1,904.00	Sacó 2 juntas de casing 9 5/8" desde 1904 pies hasta 1824 pies, para dejar BHA dentro de hueco ensanchado @ 12 ¼".				0.5	0.5
17	1,904.00	Rig down herramientas Tesco, Retiró Casing Drive System (CDS).				0.5	0.5
18	1,904.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 500 gpm, P: 420 psi, RPM: 20 para verificar casing libre. Levantó sarta y verificó peso (arriba: 130 klbs, abajo: 135 klbs, rotando: 135 klbs), OK. Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT), bajó Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) con parada de drill pipe 5" desde superficie hasta 91 pies, sentó en cuñas.				1.5	1.5
19	1,904.00	Bajó drill pipe 5" con Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) desde 91 pies hasta 1532 pies para recuperar BHA.				1	1
20	1,904.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 510 gpm, P: 490 psi, RPM: 20 para verificar casing libre. Levantó sarta verificó peso (arriba: 150 klbs, abajo: 158 klbs, rotando: 158 klbs), OK. Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT).				1	1


		FORMATO MAPA DE PARÁMETROS				
GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE PERFORACIÓN						
NOMBRE POZO:		CHICHIMENE D1	PROFUNDIDAD PLANEADA pies (MD):	7545 pies	No. SECCIONES:	3
RIG:		WTF 839	MÁX. INCLINACIÓN PLANEADA (°):	12	DIÁMETROS SECCIÓN:	12 ¼"
No. Tarea	Profundidad TVD (pies)	DESCRIPCIÓN OPERACIONES			Tiempo Total (hrs)	NPT (hrs)
FASE 12 1/4"						
21	1,904.00	Realizó procedimiento de recuperación de BHA direccional Casing Drilling Nivel III @ 1532 pies, apoyó con 15 klbs sobre Drill Lock Assembly (DLA), tensionó con 20 klbs over pull. Observó peso arriba: 160 klbs (10 klbs de peso adicional BHA).			0.5	0.5
22	1,904.00	Sacó drill pipe 5" con Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) + BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 1532 pies hasta 115 pies.			1.5	1.5
23	1,904.00	Revisó BHA, observó Drill Lock Assembly (DLA) con washout, revisó underreamer y roller reamer, OK. Quebró Mechanical Release Pulling Tool (MRPT).			2.5	2.5
24	1,904.00	Continuó sacando BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 115 pies hasta 102. Probó herramientas direccionales con 480 gpm, P: 630 psi y 560 gpm, P: 780 psi, OK.			0.5	0.5
25	1,904.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 560 gpm, P: 800 psi, RPM: 10 para verificar casing libre. Levantó sarta verificó peso (arriba: 140 klbs, abajo: 135 klbs, rotando: 133 klbs), OK. Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT).			0.5	0.5
26	1,904.00	Continuó armando y bajó BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 102 pies hasta 115 pies conectó: roller reamer 8 3/8" + XO + underreamer 8 1/2 * 12 ¼ + XO + reamer shoe + pup joint casing 9 5/8" + Casing Profile Nipple (CPN) (previamente instalado Drill Lock Assembly (DLA) + (internal tandem stabilizer conectado al underreamer) + junta casing 9 5/8" de manejo, sentó y aseguró en cuñas. nota: cambió e ingresa nuevas herramientas: Drill Lock Assembly y underreamer.			2	2
27	1,904.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT) sacó sarta hasta 93 pies y realizó prueba de apertura de underreamer 8 1/2 * 12 ¼ con 150 gpm inicia abrir herramienta, con 220 gpm apertura total de la herramienta, verificó casing libre. Levantó sarta verificó peso (arriba: 140 klbs, abajo: 140 klbs, rotando: 140 klbs), OK. Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT).			0.5	0.5
28	1,904.00	Bajó drill pipe 5" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 115 pies hasta 1824 pies. Enganchó BHA al casing 9 5/8" así: apoyó con 15 klbs de peso, conectó sarta al top drive, circuló con Q: 400 gpm y 210 psi durante 5 minutos, desconectó de top drive, lanzó bola de 1 ¾", conectó top drive y apoyó con 25 klbs, presurizó con 500 psi por 1 min con un overpull de 15 klbs, apoyó con 28 klbs y presurizó hasta 1400 psi, se observó retornos en superficie (descenso de presión a 500 psi).			1.5	1.5

		FORMATO MAPA DE PARÁMETROS				
GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE PERFORACIÓN						
NOMBRE POZO:		CHICHIMENE D1	PROFUNDIDAD PLANEADA pies (MD):	7545 pies	No. SECCIONES:	3
RIG:		WTF 839	MÁX. INCLINACIÓN PLANEADA (°):	12	DIÁMETROS SECCIÓN:	12 ¼"
No. Tarea	Profundidad TVD (pies)	DESCRIPCIÓN OPERACIONES			Tiempo Total (hrs)	NPT (hrs)
FASE 12 1/4"						
29	1,904.00	Sacó drill pipe de 5" y paro en la torre desde 1824 pies hasta 1647 pies. Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 750 gpm, P: 1500 psi, RPM: 20 para verificar casing libre. Levantó sarta verificó peso (arriba: 155 klbs, abajo: 155 klbs, rotando: 145 klbs), OK. Retiró y paró en la torre Conectó Casing Circulating Tool (CCT).			1	1
30	1,904.00	Continuó sacando drill pipe de 5" y paro en la torre desde 1647 pies hasta superficie.			1	1
31	1,904.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), levantó sarta verificó peso (arriba: 140 klbs, abajo: 130 klbs), OK. Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT).			1	1
32	1,904.00	Rig up herramientas Tesco, armó Casing Drive System (CDS).			1	1
33	1,904.00	Bajó casing 9 5/8" desde 1822 pies hasta 1904 pies (fondo) lavado por seguridad con Q: 700 gpm, P: 1300 psi, verificó peso (arriba: 135 klbs, abajo: 125 klbs, rotando: 120 klbs).			0.5	0.5
34	3,282.00	Perforó fase 12 1/4" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 1904 pies hasta 3282 pies (avance: 1378 pies. Tope Formación Arenisca superior: 1615 pies MD - 1615 pies TVD, tope Formación Lutita E: 2964 pies MD - 2964 pies TVD. Ultima litología @ 3282 pies: 90% arcillolita, 10% limolita. Pesos de la sarta: w/u: 140 klb, w/d: 122 klb, w/r: 130 klb. Ultimo survey @ 3209 pies, inc: 0.10°, azimuth: 100.90°, dl: 0.16°. Nota: @ 3093 pies se observó caída de presión (200 psi) y pérdida de fluido (195 bls), perforó intervalo con ROP controlada y bombeo 50 bls píldora de control de pérdida @ 3123 pies y @ 3260 pies. Continuó perforando con parámetros controlados.			19.5	
35	4,455.00	Perforó fase 12 1/4" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 3282 pies hasta 4455 pies, avance= 1173 pies. ROP avg= 49 pies/hr, ROP efe= 57 pies/hr, con Q= 450 - 650 gpm, P= 880 - 1480 psi, RPM= 80 - 120, TQ= 6 - 12 klbs-pies, WOB= 20 - 25 klbs. ECD: 13.5 - 13.8 ppg. Tope Formación C1: 3350 pies MD - 3350 pies TVD. Tope Formación arenas carbonera: 3800 pies MD - 3800 pies TVD. Ultima litología @ 4455 pies: 80% arcillolita, 10% limolita, 10% arena. Pesos de la sarta: w/u: 194 klb, w/d: 187 klb, w/r: 180 klb. Ultimo survey @ 4451 pies, inc = 0.08°, azimuth = 296.5°, dl = 0.13°, c-c: 1.88 pies. Presiones reducidas: bomba 1: 30 spm – 320 psi; 40 spm – 380 psi; 50 spm – 420 psi. Bomba 1: 30 spm – 310 psi; 40 spm – 360 psi; 50 spm – 410 psi. Caving máximo= 1.2 bph, caving mínimo= 0.6 bph.			24	

		FORMATO MAPA DE PARÁMETROS				
		GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE PERFORACIÓN				
NOMBRE POZO:		CHICHIMENE D1	PROFUNDIDAD PLANEADA pies (MD):	7545 pies	No. SECCIONES:	3
RIG:		WTF 839	MÁX. INCLINACIÓN PLANEADA (°):	12	DIÁMETROS SECCIÓN:	12 ¼"
No. Tarea	Profundidad TVD (pies)	DESCRIPCIÓN OPERACIONES			Tiempo Total (hrs)	NPT (hrs)
FASE 12 1/4"						
36	5,058.00	Perforó fase 12 1/4" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 4455 pies hasta 5058 pies, avance= 603 pies. ROP avg= 50 pies/hr, ROP efe= 70 pies/hr, con Q= 600 - 650 gpm, P= 1650 - 1900 psi, RPM= 120 - 140, TQ= 8 - 12 klbs-pies, WOB= 25 klbs. ECD: 13.4 - 13.8 ppg. Tope Formación C2: 4478 pies MD - 4478 pies TVD. Ultima litología @ 5058 pies: 60% arcillolita, 20% limolita, 10% arena, 10% lutita. Pesos de la sarta: w/u: 240 klb, w/d: 200 klb, w/r: 180 klb. Ultimo survey @ 5038 pies, inc = 1.26°, azimuth = 153.03°, dl = 0.82°, c-c: 2.05 pies. Presiones reducidas @ 4500 pies: bomba 1: 30 spm - 320 psi; 40 spm - 380 psi; 50 spm - 420 psi. Bomba 1: 30 spm - 310 psi; 40 spm - 360 psi; 50 spm - 410 psi. Caving máximo= 1.03 bph, caving mínimo= 0.56 bph. Nota: se observa efecto ballooning por parte de la formación durante las conexiones. Se circula de 2 a 3 min en cada conexión. Cada 3 juntas se toma survey y pesos de la sarta.			12	
37	5,058.00	Rig services, engrasó bloque, corona, top drive.			0.5	
38	5,614.00	Perforó fase 12 1/4" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 5058 pies hasta 5614 pies, avance= 556 pies. ROP avg= 48 pies/hr, ROP efe= 68 pies/hr, con Q= 650 gpm, P= 1900 - 2000 psi, RPM= 140, TQ= 5 - 14 klbs-pies, WOB= 20 - 25 klbs. ECD: 13.6 - 14.0 ppg. Ultima litología @ 5614 pies: 70% arcillolita, 20% limolita, 10% lutita. Pesos de la sarta: w/u: 225 klb, w/d: 215 klb, w/r: 200 klb. Ultimo survey @ 5538 pies, inc = 8.08°, azimuth = 167.82°, dl = 1.43°, c-c: 3.09 pies. Caving máximo= 0.90 bph, caving mínimo= 0.65 bph. Nota: Se circula de 2 a 3 min en cada conexión. Cada 2 juntas se toma survey y pesos de la sarta. Para toma de survey, se circula durante 3 min, se levanta junta hasta superficie sin rotación para verificar peso y arrastre, y se baja junta con rotación 50 rpm.			11.5	
39	6,107.00	Perforó fase 12 1/4" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 5614 pies hasta 6107 pies, avance= 493 pies. ROP avg= 51 pies/hr, ROP efe= 74 pies/hr, con Q= 630 - 650 gpm, P= 2000 - 2100 psi, RPM= 140, TQ= 5 - 12 klbs-pies, WOB= 20 - 25 klbs. ECD: 13.6 - 14.0 ppg. Ultima litología @ 6107 pies: 40% arcillolita, 20% limolita, 30% lutita, 10 % arena. Pesos de la sarta: w/u: 240 klb, w/d: 210 klb, w/r: 165 klb. Ultimo survey @ 5949 pies, inc = 11.27°, azimuth = 171.51°, dl = 0.52°, c-c: 0.77 pies. Caving máximo= 0.90 bph, caving mínimo= 0.65 bph. Presiones reducidas @ 5819 pies: bomba 1: 30 spm - 300 psi; 40 spm - 360 psi; 50 spm - 420 psi. Bomba 1: 30 spm - 290 psi; 40 spm - 350 psi; 50 spm - 410 psi. Caving máximo= 1.03 bph, caving mínimo= 0.56 bph. Nota: Se circula de 2 a 3 min en cada conexión. Cada 2 juntas se toma survey y pesos de la sarta. Para toma de survey, se circula durante 3 min, se levanta 10 pies de la junta sin rotación para verificar peso y arrastre, y se baja junta con rotación 50 rpm.			9.5	

		FORMATO MAPA DE PARÁMETROS				
GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE PERFORACIÓN						
NOMBRE POZO:		CHICHIMENE D1	PROFUNDIDAD PLANEADA pies (MD):	7545 pies	No. SECCIONES:	3
RIG:		WTF 839	MÁX. INCLINACIÓN PLANEADA (°):	12	DIÁMETROS SECCIÓN:	12 1/4"
No. Tarea	Profundidad TVD (pies)	DESCRIPCIÓN OPERACIONES			Tiempo Total (hrs)	NPT (hrs)
FASE 12 1/4"						
40	6,107.00	Circuló pozo a limpio @ 6107 pies (2 fondos arriba) con Q= 650 gpm, P inicial= 1980, P final= 1700 psi, RPM= 50, ECD inicial: 14.17ppg, ECD final: 12.72 ppg, caving inicial= 0.8 bph, caving final= 0.6 bph. Pesos de la sarta: w/u: 260 klb, w/d: 235 klb, w/r: 205 klb.			1	
41	6,610.00	Perforó fase 12 1/4" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 6107 pies hasta 6610 pies (avance: 503 pies). Ultima litología @ 6610 pies: 100% lutita. Tope Formación Lutita E3: 6330 pies MD - 6315 pies TVD. Pesos de la sarta: w/u: 280 klb, w/d: 250 klb, w/r: 230 klb. Ultimo survey @ 6367 pies, inc: 5.12°, azimut: 171.18°, dl: 1.78°. Caving máximo: 0.96 bph, caving mínimo: 0.44 bph. Nota: @ 6564 pies recíprocó junta 2 veces con reaming.			13.5	
42	6,731.00	Perforó fase 12 1/4" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 6610 pies hasta 6731 pies (avance: 121 pies). Ultima litología @ 6731 pies: 100% lutita. Pesos de la sarta: w/u: 290 klb, w/d: 260 klb, w/r: 245 klb. Caving máximo: 0.96 bph, caving mínimo: 0.44 bph.			3	
43	6,731.00	Circuló pozo fondo arriba @ 6731 pies con Q: 650 gpm, P inicial: 1750, P final: 1650 psi, RPM: 30 – 70. Caving inicial: 0.7 bph, caving final: 0.5 bph. Nota: se observa disminución en el gas de conexión (0%) y cortes retrabajados.			0.5	
44	6,731.00	Observó problemas en la toma de survey @ 6731 pies, posible problemas de ruido en las bombas de lodos. Verificó bombas de lodos, OK. Se repitieron survey, OK. Survey @ 6701 pies, inc: 0.06°, azimut: 275.94°, dl: 1.36°.			0.5	0.5
45	7,241.00	Perforó fase 12 1/4" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 6731 pies hasta 7241 pies (avance: 510 pies). Ultima litología @ 7200 pies: 90% lutita, 10% limolita. Tope Formación T1: 6793 pies MD - 6779 pies TVD, tope Formación Lutita E4: 6950 pies MD – 6936 pies TVD. Pesos de la sarta: w/u: 300 klb, w/d: 290 klb, w/r: 280 klb. Ultimo survey @ 7071 pies, inc: 0.08°, azimut: 12.34°, dl: 0.06°. Caving máximo: 0.85 bph, caving mínimo: 0.54 bph.			14	
46	7,241.00	Rig services. Engrasó top drive.			0.5	

		FORMATO MAPA DE PARÁMETROS				
		GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE PERFORACIÓN				
NOMBRE POZO:		CHICHIMENE D1	PROFUNDIDAD PLANEADA pies (MD):	7545 pies	No. SECCIONES:	3
RIG:		WTF 839	MÁX. INCLINACIÓN PLANEADA (°):	12	DIÁMETROS SECCIÓN:	12 ¼"
No. Tarea	Profundidad TVD (pies)	DESCRIPCIÓN OPERACIONES			Tiempo Total (hrs)	NPT (hrs)
FASE 12 1/4"						
47	7,460.00	Perforó fase 12 1/4" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 7241 pies hasta 7460 pies (avance: 219 pies). Última litología @ 7460 pies: 90% lutita, 10% limolita. Pesos de la sarta: w/u: 340 klb, w/d: 315 klb, w/r: 300 klb. Ultimo survey @ 7199 pies, inc: 0.10°, azimut: 80.98°, dl: 0.08°. Caving máximo: 0.85 bph, caving mínimo: 0.54 bph.			5.5	
48	7,515.00	Perforó fase 12 1/4" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 7460 pies hasta 7515 pies (avance: 55 pies). Última litología @ 7515 pies: 80% lutita, 20% limolita. Pesos de la sarta: w/u: 340 klb, w/d: 310 klb, w/r: 290 klb. Ultimo survey @ 7453 pies, inc: 0.32°, azimut: 166.14°, dl: 0.09°. Caving máximo: 0.88 bph, caving mínimo: 0.69 bph.			1.5	
49	7,545.00	Continuó perforando fase 12 1/4" con BHA direccional Casing Drilling Nivel III con ROP controlada desde 7515 pies hasta 7545 pies (casing point) (avance: 30 pies). Última litología @ 7545 pies: 60% lutita, 30% limolita, 10% caliza. Pesos de la sarta: w/u: 340 klb, w/d: 310 klb, w/r: 290 klb. Ultimo survey @ 7511 pies, inc: 0.3°, azimut: 142.71°, dl: 0.22°. Caving máximo: 0.88 bph, caving mínimo: 0.69 bph. Nota: se observa disminución en caving indicativo de estabilidad del pozo.			3	
50	7,545.00	Circuló pozo a limpio @ 7545 pies reciprocando junta con Q: 550 gpm, P: 1200 psi, RPM: 30. Caving máximo: 3.14 bph, caving mínimo: 0.34 bph.			2.5	
51	7,545.00	Sacó 3 juntas de casing 9 5/8" desde 7545 pies hasta 7447 pies, para dejar BHA direccional Casing Drilling Nivel III dentro de hueco ensanchado @ 12 ¼".			0.5	
52	7,545.00	Circuló pozo @ 7447 pies reciprocando junta con Q: 550 - 600 gpm, P: 1200 - 1270 psi, RPM: 20-30. Nota: se observa caving altos: 5.0 bph - 2.52 bph.			4.5	4.5
53	7,545.00	Continuó circulando pozo @ 7447 pies reciprocando junta para acondicionar lodo (densificó de 10.6 ppg @ 11.4 ppg) con Q: 600 - 550 gpm, P: 1280 - 1200 psi, RPM: 15. Pesos de la sarta: w/u: 330 klb, w/d: 325 klb, w/r: 315 klb. Caving máximo: 2.54 bph, caving mínimo: 0.83 bph			6.5	6.5
54	7,545.00	Rig down herramientas Tesco, retiró Casing Drive System (CDS).				0.5
55	7,545.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 550 gpm, P: 1200 psi, verificó peso (w/u: 340 klb, w/d: 325 klb, w/r: 320 klb), OK. Acondicionó mesa y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT).			0.5	


		FORMATO MAPA DE PARÁMETROS				
		GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE PERFORACIÓN				
NOMBRE POZO:		CHICHIMENE D1	PROFUNDIDAD PLANEADA pies (MD):	7545 pies	No. SECCIONES:	3
RIG:		WTF 839	MÁX. INCLINACIÓN PLANEADA (°):	12	DIÁMETROS SECCIÓN:	12 ¼"
No. Tarea	Profundidad TVD (pies)	DESCRIPCIÓN OPERACIONES			Tiempo Total (hrs)	NPT (hrs)
FASE 12 1/4"						
56	7,545.00	Conectó Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) @ parada # 1 de drill pipe 5" y bajó desde superficie hasta 270 pies, sentó en cuñas.			0.5	
57	7,545.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 550 gpm, P: 1250 psi, RPM 20. Levantó sarta y verificó casing libre, presión, torque y peso normales (w/u: 350 klb, w/d: 330 klb, w/r: 325 klb). Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT). caving máximo: 0.85 bph, caving mínimo: 0.82 bph.			0.5	
58	7,545.00	Bajó drill pipe 5" con Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) desde 270 pies hasta 1178 pies para recuperar BHA.			1	
59	7,545.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 550 gpm, P: 1500 psi, RPM: 20. Levantó sarta y verificó casing libre, presión, torque y peso normales (w/u: 350 klb, w/d: 340 klb, w/r: 330 klb). Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT). caving máximo: 1.14 bph, caving mínimo: 0.82 bph.			1	
60	7,545.00	Bajó drill pipe 5" con Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) desde 1178 pies hasta 2438 pies para recuperar BHA.			0.5	
61	7,545.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con q: 550 gpm, P: 1550 psi, RPM: 20. Levantó sarta y verificó casing libre, presión, torque y peso normales (w/u: 390 klb, w/d: 380 klb, w/r: 365 klb). retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT). caving máximo: 0.97 bph, caving mínimo: 0.79 bph.			1	
62	7,545.00	Bajó drill pipe 5" con Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) desde 2438 pies hasta 3610 pies para recuperar BHA.			0.5	
63	7,545.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 550 gpm, P: 1800 psi, RPM: 20. Levantó sarta y verificó casing libre, presión, torque y peso normales (w/u: 400 klb, w/d: 380 klb, w/r: 370 klb). Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT). caving máximo: 1.2 bph, caving mínimo: 0.9 bph.			1	
64	7,545.00	Bajó drill pipe 5" con Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) desde 3610 pies hasta 5232 pies para recuperar BHA.			1	
65	7,545.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 550 gpm, P: 1600 psi, RPM: 20. Levantó sarta y verificó casing libre, presión, torque y peso normales (w/u: 500 klb, w/d: 430 klb, w/r: 385 klb). Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT). caving máximo: 0.1 bph, caving mínimo: 0.9 bph.			1	
66	7,545.00	Bajó drill pipe 5" con Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) desde 5232 pies hasta 7306 pies para recuperar BHA.			1	



FORMATO MAPA DE PARÁMETROS

**GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
SUPERINTENDENCIA DE PERFORACIÓN**

NOMBRE POZO:		CHICHIMENE D1	PROFUNDIDAD PLANEADA pies (MD):	7545 pies	No. SECCIONES:	3	
RIG:		WTF 839	MÁX. INCLINACIÓN PLANEADA (°):	12	DIÁMETROS SECCIÓN:	12 ¼"	
No. Tarea	Profundidad TVD (pies)	DESCRIPCIÓN OPERACIONES				Tiempo Total (hrs)	NPT (hrs)
FASE 12 1/4"							
67	7,545.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 550 gpm, P: 1850 psi, RPM: 20. Levantó sarta y verificó casing libre, presión, torque y peso normales (w/u: 500 klb, w/d: 475 klb, w/r: 450 klb). Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT). caving máximo: 0.76 bph, caving mínimo: 0.6 bph.				1	
68	7,545.00	Bajó drill pipe 5" con Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) desde 7306 pies hasta 7326 pies. Realizó procedimiento de recuperación de BHA direccional Casing Drilling Nivel III así: apoyó con 25 klbs sobre Drill Lock Assembly (DLA), tensionó con 20 klbs over pull, observó peso arriba: 190 klbs (10 klbs de peso adicional BHA). Levantó sarta desde 7326 pies hasta 7235 pies.				0.5	
69	7,545.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 550 gpm, P: 1850 psi, RPM: 20. Levantó sarta y verificó casing libre, presión, torque y peso normales (w/u: 500 klb, w/d: 450 klb, w/r: 450 klb). Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT). caving máximo: 0.76 bph, caving mínimo: 0.6 bph.				0.5	
70	7,545.00	Sacó drill pipe 5" con Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) y BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 7235 pies hasta 5882 pies.				1	
71	7,545.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 550 gpm, P: 1250 psi. Levantó sarta y verificó casing libre, presión, torque y peso normales (w/u: 490 klb, w/d: 420 klb, w/r: 440 klb). Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT).				0.5	
72	7,545.00	Sacó drill pipe 5" con Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) y BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 5882 pies hasta 4439 pies.				1	
73	7,545.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 550 gpm, P: 1200 psi. Levantó sarta y verificó casing libre, presión, torque y peso normales (w/u: 455 klb, w/d: 390 klb, w/r: 400 klb). Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT).				0.5	
74	7,545.00	Sacó drill pipe 5" con Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) y direccional Casing Drilling Nivel III desde 4439 pies hasta 2187 pies.				1.5	
75	7,545.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 500 gpm, P: 1150 psi. Levantó sarta y verificó casing libre, presión, torque y peso normales (w/u: 455 klb, w/d: 340 klb, w/r: 400 klb). Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT). Caving máximo: 0.1 bph, caving mínimo: 0.4 bph.				0.5	
76	7,545.00	Sacó drill pipe 5" con Mechanical Release Pulling Tool (MRPT) y BHA direccional Casing Drilling Nivel III desde 2187 pies hasta 204 pies.				1.5	
77	7,545.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 550 gpm, P: 1200 psi. Levantó sarta y verificó casing libre, presión, torque y peso normales (w/u: 350 klb, w/d: 340 klb, w/r: 350 klb). Retiró y paró en la torre Casing Circulating Tool (CCT).				0.5	

		FORMATO MAPA DE PARÁMETROS				
		GERENCIA TÉCNICA Y DE DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN SUPERINTENDENCIA DE PERFORACIÓN				
NOMBRE POZO:		CHICHIMENE D1	PROFUNDIDAD PLANEADA pies (MD):	7545 pies	No. SECCIONES:	3
RIG:		WTF 839	MÁX. INCLINACIÓN PLANEADA (°):	12	DIÁMETROS SECCIÓN:	12 ¼"
No. Tarea	Profundidad TVD (pies)	DESCRIPCIÓN OPERACIONES			Tiempo Total (hrs)	NPT (hrs)
FASE 12 1/4"						
78	7,545.00	Sacó BHA direccional Casing Drilling Nivel III así: DLA (Drill Lock Assembly) + internal tandem stabilizer + XO + underreamer 8 1/2 * 12 1/4 + XO + roller reamer 8 3/8" + 6 3/4 NMDC + XO + Telescope 675 + XO + 6 3/4 short hop antena + PowerDrive 675 X6 8 1/2 stabilized + broca PDC de compañía Smith, con calificación: 0 - 1 - CT - S - X - I - NO - TD.			1.5	
79	7,545.00	Conectó Casing Circulating Tool (CCT), circuló con Q: 550 gpm, P: 950 psi. Levantó sarta y verificó casing libre, presión, torque. Peso subiendo 295 klb. Desconectó speed flange. Instaló bushing. Sentó sarta en cuñas. destorquéo saber sub 9 5/8" y desconectó CCT. Nota: debido al tiempo que el pozo estuvo estático al prender la bomba se observó pérdidas de lodo de 200 bls.			1.5	
80	7,545.00	Realizó rig up de herramienta CDS y cuñero de compañía schlumberger. Conectó serviloop.			1	
81	7,545.00	Circuló pozo y tomó parámetros con Q: 550 gpm, P: 950 psi. Pesos (w/u: 300 klb, w/d: 180 klb, w/r: 290 klb).			1	
82	7,545.00	Conectó primera junta de casing de 9 5/8" y bajó desde 7350 pies hasta 7453 pies, con Q: 400 gpm, P: 490 psi.			1	
83	7,545.00	Continuó bajando casing drilling ensanchando hueco piloto de 8 1/2" a 12 1/4" desde 7453pies hasta 7536 pies, con Q: 400 - 500 gpm, P: 500 - 600 psi. Nota: no se observó pérdidas de lodo.			4.5	
84	7,545.00	Continuó bajando casing drilling ensanchando hueco piloto de 8 1/2" a 12 1/4" desde 7536 pies hasta 7543 pies, con Q: 510 gpm, P: 630 psi. Levantó 2 pies.			1	
85	7,545.00	Circuló pozo con revestimiento en fondo @ 7541 pies (casing shoe 9 5/8") con Q: 400 gpm, P: 500 psi, verificando retornos en superficie, presión estable y volúmenes en los tanques. Nota: realizó reunión pre-operacional y de seguridad por parte de la compañía Halliburton para realizar operación de cementación del casing 9 5/8" con todo el personal involucrado.			2	
TOTAL FASE 12 1/4"					207.5	32.5
TOTAL EVENTO PERFORACION (HORAS)					207.5	32.5
TOTAL EVENTO PERFORACION (DIAS)					8.65	1.35