

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
TECNOLOGÍAS THROUGH TUBING ROTARY DRILLING Y COILED
TUBING DRILLING PARA LA PERFORACIÓN DE SIDE TRACKS TIPO
SLIM HOLE EN COLOMBIA**

**JULIANA GONZÁLEZ ÁLVAREZ
KELLY LORENA MARTÍN GARCÍA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019**

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
TECNOLOGÍAS THROUGH TUBING ROTARY DRILLING Y COILED
TUBING DRILLING PARA LA PERFORACIÓN DE SIDE TRACKS TIPO
SLIM HOLE EN COLOMBIA**

**JULIANA GONZÁLEZ ÁLVAREZ
KELLY LORENA MARTÍN GARCÍA**

**Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
JOSÉ EDILBERTO PÉREZ PEÑA
Ingeniero de petróleos**

**Orientador
SEBASTIAN ALEJANDRO GÓMEZ ALBA
Ingeniero de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Bogotá D.C., Julio 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano General de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESÁR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

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

A mis padres Ximena y German, a quienes les debo todo lo que soy y seré, por brindarme el más grande, puro e incondicional amor, llenándome de fortaleza para el cumplimiento de cada una de mis metas.

A mi hermana Karen Sofía, mi mayor orgullo, por estar siempre a mi lado y ser fuerza de motivación.

A mi familia, quienes me impulsan día a día, por ser constante fuente de dicha y apoyo.

A mis amigos, quienes me han acompañado durante el transcurso de la carrera, por estar en mi vida y llenar de alegría mis días.

Finalmente a Lorena, la mejor amiga y compañera, por toda la dedicación, compromiso y esfuerzo con el proyecto, y, especialmente, por cada risa y palabra de apoyo.

Juliana González Álvarez

DEDICATORIA

Gracias a mis padres por ser los principales alentadores de mis sueños, por haberme educado con buenos valores y sentimientos para ser la persona que soy, gracias por el afecto, cariño y la confianza depositada en mí, pues mis bases no serían tan fuertes sin su amor profundo y ejemplo de vida.

A mi madre, por estar dispuesta a cuidarme en todos mis desvelos, angustias y por su ayuda incondicional, pues sobrepasa lo que yo algún día pueda devolverle.

A mi padre, que ha trabajado duro, donde su gran motivación era que el fruto de su esfuerzo se reflejara en mis notas y futuro diploma, por siempre desear y anhelar lo mejor para mi vida.

A mis hermanas, mi gran compañía, quienes me han ayudado siempre a dar el primer paso y me motivan constantemente a alcanzar mis sueños. Gracias por su gran ejemplo, ustedes formaron las bases de mi responsabilidad y deseos de superación, gracias por enseñarme sus grandes corazones que están llenos de bondad.

A Dios, por la vida de mi familia, a quienes les debo toda mi vida, también por bendecirme dándome la oportunidad de estar al lado de las personas que más amo, ya que fueron mi motivación para concluir este proyecto.

Finalmente a la compañera que gane en este viaje, gracias Juli por acompañarme, por tu gran tenacidad y objetivo de dejar siempre lo mejor.

Kelly Lorena Martín García

ADRADECIMIENTOS

Agradecemos especialmente al ingeniero José Edilberto Pérez, por su dedicación y compromiso, cuyo apoyo fue pilar fundamental para la exitosa realización de este proyecto.

A la empresa Equión Energía Limited, por brindarnos la oportunidad de llevar a cabo el presente trabajo de grado.

A los ingenieros Sebastián Gómez, Yatnielah Pirela, Adriangela Romero y Adriana Ruiz por las oportunas recomendaciones y sugerencias brindadas.

A la Fundación Universidad de América y su cuerpo docente, por la formación académica recibida durante los últimos cinco años, la cual nos permite titularnos como Ingenieros de Petróleos.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN

OBJETIVOS

1. TECNOLOGÍA THROUGH TUBING DRILLING	29
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA THROUGH TUBING DRILLING	29
1.2 BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA THROUGH TUBING DRILLING	30
1.2.1 Aumento del factor de recobro	30
1.2.2 Reducción de tiempos y costos	31
1.2.3 Disminución de la huella ambiental	33
1.3 LIMITACIONES DE LA TECNOLOGÍA THROUGH TUBING DRILLING	35
1.4 VARIANTES DE LA TECNOLOGÍA THROUGH TUBING DRILLING	38
1.4.1 Through Tubing Rotary Drilling	38
1.4.1.1 Componentes básicos	40
1.4.2.2 Caso de referencia del Mar del Norte	46
1.4.1.3 Experiencia en Colombia	48
1.4.2 Coiled Tubing Drilling	51
1.4.2.1 Componentes básicos	53
1.4.2.2 Caso de referencia de Dubai	59
1.4.2.3 Experiencia en Colombia	61
2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DE LA PERFORACIÓN DE POZOS TTD	62
2.1 TORQUE Y ARRASTRE	62
2.1.1 Torque	62
2.1.1.1 Torque por fricción	62
2.1.1.2 Torque por condiciones mecánicas	64
2.1.1.3 Torque por la broca	64
2.1.2 Arrastre	64
2.1.3. Factor de fricción	66
2.1.4 Fuerzas laterales	70
2.2 TENSIÓN	72
2.2.1 Pandeo de la tubería	72
2.3 HIDRÁULICA	75
2.3.1 Fluido de perforación	75
2.3.2 Pérdidas de presión en el sistema	75
2.3.3 Densidad de circulación equivalente ECD	77
2.3.4 Surgencia y Suaveo	78
2.3.5 Limpieza del pozo	79

3. DISEÑO DE UNA OPERACIÓN THROUGH TUBING DRILLING	82
3.1 PRIMERA FASE: SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO	82
3.1.1 Estudio de geología y yacimiento	83
3.1.2 Estudio de perforación y completamiento	83
3.1.3 Estudio de producción	85
3.2 SEGUNDA FASE: SELECCIÓN DEL MÉTODO DE PERFORACIÓN	85
3.3 TERCERA FASE: DECISIÓN ENTRE OBD, UBD Y MPD	85
3.4 CUARTA FASE: DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DEL POZO	87
3.4.1 Planeación de la instalación del Whipstock	87
3.4.2 Planeación de la construcción de la ventana	90
3.4.3 Planeación de la trayectoria	91
3.4.3.1 Compass	91
3.5 QUINTA FASE: DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	93
3.5.1 Sarta de perforación para pozos TTRD	93
3.5.1.1 Tubería y conexiones	93
3.5.1.2 BHA	94
3.5.2 Sarta de perforación para pozos CTD	95
3.5.2.1 Tubería flexible (CT)	95
3.5.2.2 BHA	96
3.6 SEXTA FASE: EVALUACIÓN DE LAS VARIABLES TÉCNICAS DEL POZO	98
3.6.1 Torque y arrastre	100
3.6.1.1 CoilCADE	104
3.6.2 Fuerzas laterales	107
3.6.3 Hidráulica	109
3.6.3.1 Fluido de perforación	110
3.6.3.2 Pérdidas de presión en el sistema	111
3.6.3.3 Densidad de Circulación Equivalente	111
3.6.3.4 Surgencia y Suaveo	112
3.6.3.5 Limpieza de pozo	114
3.7 SEPTIMA FASE: ESTABLECER MEDIDAS DE WELL CONTROL	118
4. DESARROLLO DE UNA MATRIZ DE SELECCIÓN ENTRE TTRD Y CTD	122
4.1 VARIABLES DE SELECCIÓN ENTRE LAS TECNOLOGÍAS TTD	123
4.1.1 Variables técnicas	123
4.1.1.1 Torque y arrastre	123
4.1.1.2 Peso sobre la broca	124
4.1.1.3 Limpieza del pozo	124
4.1.1.4 Densidad de circulación equivalente	125
4.1.1.5 Estabilidad del pozo	125

4.1.1.6 Manejo de presiones	126
4.1.1.7 Pega diferencial	126
4.1.1.8 Daño de formación	126
4.1.1.9 Presiones en superficie	127
4.1.1.10 Pandeo de la tubería	127
4.1.1.11 Control direccional	127
4.1.2 Variables operacionales	128
4.1.2.1 Locación	128
4.1.2.2 Movilidad	128
4.1.2.3 Protección del completamiento	128
4.1.2.4 Integridad de la tubería	129
4.1.2.5 Toma de datos	129
4.1.3 Variables económicas	130
4.1.3.1 Campaña de perforación	130
4.1.3.2 Costo equipos	130
4.1.3.3 Disponibilidad equipos	131
4.1.3.4 Consumibles	131
4.1.3.5 Personal calificado	131
4.1.3.6 Personal no calificado	131
4.1.3.7 Tiempo	132
4.1.4 Variables ambientales	132
4.1.4.1 Contaminación	132
4.1.4.2 Emisión de gases	133
4.1.4.3 Ruido	133
4.1.4.4 Seguridad	133
4.1.5 Tipo de pozo	133
4.1.5.1 Profundidad	133
4.1.5.2 Drift	134
4.1.5.3 Distancia al objetivo	134
5. IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN	136
5.1 EN EL POZO A	136
5.2 EN POZOS TIPO	139
6. ANÁLISIS FINANCIERO	144
6.1 CAPEX Y OPEX	145
6.2 TIEMPOS Y COSTOS PARA EL POZO ST-A CON TECNOLOGÍA TTRD	145
6.2.1 Tiempos de operación	145
6.2.2 Costos de operación	147
6.3 TIEMPOS Y COSTOS PARA EL POZO ST-A CON TECNOLOGÍA CTD	149

6.3.1. Tiempos de operación	149
6.3.2. Costos de operación	151
6.4 TIEMPOS Y COSTOS PARA EL POZO ST-A CONVENCIONAL	153
6.4.1 Tiempos de Operación	153
6.4.2 Costos de operación	155
6.5. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA	156
6.5.1 Flujo de Caja	160
6.5.2 Relación Beneficio/Costo	162
6.5.3. Valor Presente Neto	164
6.6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS	166
7. CONCLUSIONES	169
8. RECOMENDACIONES	171
BIBLIOGRAFÍA	172
ANEXOS	176

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Información básica del pozo ST-A	91
Cuadro 2. Características del CT asumidas para el pozo ST-A	96
Cuadro 3. Data ingresada a CoilCADE del pozo ST-A	106
Cuadro 4. Data ingresada a CoilCADE para las simulaciones de hidráulica del pozo ST-A	117
Cuadro 5. Matriz base para la selección entre tecnologías TTD	135
Cuadro 6. Implementación de la matriz de selección para el pozo A	138

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Torque para sección recta	65
Ecuación 2. Torque para sección curva	65
Ecuación 3. Arrastre para sección recta	65
Ecuación 4. Arrastre para sección curva	65
Ecuación 5. Coeficiente de fricción	67
Ecuación 6. Fuerza normal o Side Force	68
Ecuación 7. Fuerza de Fricción	69
Ecuación 8. Rugosidad relativa	69
Ecuación 9. Capacidad del Tensil	72
Ecuación 10. Límite de tensión de la tubería flexible	72
Ecuación 11. Pandeo de la tubería en una sección vertical	73
Ecuación 12. Pandeo de la tubería en una sección inclinada	73
Ecuación 13. Pandeo de la tubería en una sección horizontal	74
Ecuación 14. Presión de bombeo	75
Ecuación 15. Pérdida de presión en la sarta	76
Ecuación 16. Pérdida de presión en el anular	76
Ecuación 17. Pérdida de presión en la broca	76
Ecuación 18. Densidad de circulación equivalente	77
Ecuación 19. Concentración de cortes	81
Ecuación 20. Costos operacionales	158
Ecuación 21. Cálculo de los ingresos parciales	159
Ecuación 22. Ingresos Netos	160
Ecuación 23. Cálculo del Flujo de Caja	160
Ecuación 24. Relación Beneficio/Costo	162
Ecuación 25. Cálculo del Valor Presente Neto	165

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Representación de una operación TTD	30
Figura 2. Volúmenes de cortes (a) y lodo (b) en las secciones de un pozo convencional en comparación a un pozo Slim Hole	34
Figura 3. Niveles de ruido de una unidad CTD versus un taladro convencional	34
Figura 4. Representación TTRD vs CTD	38
Figura 5. Representación de una operación TTRD	39
Figura 6. Ilustración de la funcionalidad de un Whipstock en un pozo TTRD	41
Figura 7. Representación de un Whipstock	42
Figura 8. Ilustración de un Diamond Speed Mill	42
Figura 9. Rack tradicional con agarre intermedio	43
Figura 10. Configuración típica BHA TTRD	45
Figura 11. Ilustración de una broca excéntrica	45
Figura 12. Ilustración de un Agitador	46
Figura 13. Representación de una operación CTD	52
Figura 14. Esquema básico de una unidad de Coiled Tubing	53
Figura 15. Ilustración de una unidad de Coiled Tubing de Baker Hughes en Gullfaks.	54
Figura 16. Bulkhead de presión	55
Figura 17. Ilustración de un Stripper	56
Figura 18. Configuración típica BOP CTD	57
Figura 19. Configuración típica BHA CTD	59
Figura 20. Fuerzas mecánicas en la sarta de perforación	63
Figura 21. Curvatura de un pozo en un plano 3D	66
Figura 22. Diagrama de fuerzas	68
Figura 23. Diagrama de Moody	70
Figura 24. Fuerzas laterales en un pozo	71
Figura 25. Desgaste por contacto en las paredes de un pozo	71
Figura 26. Punto neutro de la tubería	74
Figura 27. Pandeo sinusoidal y helicoidal de la tubería	74
Figura 28. Efectos de Surgencia y Suaveo	78
Figura 29. Transporte de recortes a diferentes inclinaciones	80
Figura 30. Efecto de la rotación en las camas de recortes	80
Figura 31. Relación de diámetros completamiento/Liner	84
Figura 32. Ventana de presiones de perforación	86
Figura 33. Tramo de asentamiento del Whipstock planteado para el pozo A	89
Figura 34. Tramo de asentamiento del Whipstock planteado para el pozo A	89

Figura 35. Datos de la trayectoria del pozo ST-A	92
Figura 36. Estado mecánico del pozo A	99
Figura 37. Módulo de data del pozo ST-A en WellPlan	101
Figura 38. Sumario de las cargas de Torque y Arrastre para el pozo ST-A en WellPlan	104
Figura 39. Data para la simulación de la hidráulica	109
Figura 40. Lecturas Fann del lodo para el pozo ST-A en WellPlan	110
Figura 41. Diagrama de planeación de operaciones TTD	119
Figura 42. Convenciones del diagrama	121
Figura 43. Flujo de caja de la perforación del pozo ST-A con TTRD	161
Figura 44. Flujo de caja de la perforación del pozo ST-A con CTD	161
Figura 45. Flujo de caja de la perforación del pozo ST-A convencional	162
Figura 46. Indicador B/C para el escenario TTRD	163
Figura 47. Indicador B/C para el escenario CTD	164
Figura 48. Indicador B/C para el escenario convencional	164
Figura 49. Indicador VPN para el escenario TTRD	165
Figura 50. Indicador VPN para el escenario CTD	166
Figura 51. Indicador VPN para el escenario convencional	166
Figura 52. Estado mecanico pozo B	165
Figura 53. Estado mecanico pozo C	166
Figura 54. Estado mecanico pozo D	166
Figura 55. Estado mecanico pozo E	165
Figura 56. Estado mecanico pozo F	165
Figura 57. Estado mecanico pozo G	166
Figura 58. Estado mecanico pozo H	166
Figura 59. Estado mecanico pozo I	165
Figura 60. Estado mecanico pozo J	165
Figura 61. Estado mecanico pozo K	166
Figura 62. Estado mecanico pozo L	166
Figura 63. Estado mecanico pozo M	165
Figura 64. Estado mecanico pozo N	165
Figura 65. Estado mecanico pozo O	166
Figura 66. Estado mecanico pozo P	166
Figura 67. Estado mecanico pozo Q	165
Figura 68. Estado mecanico pozo R	166
Figura 69. Estado mecanico pozo S	166
Figura 70. Estado mecanico pozo T	16597

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Peso sobre la broca disponible vs. Salida horizontal. BHA típico con rotación	37
Gráfica 2. Peso sobre la broca disponible vs. Salida horizontal. BHA típico sin rotación	37
Gráfica 3. Disminución continua de los costos asociados a pozos TTRD	50
Gráfica 4. Disminución continua de los NPT asociados a pozos TTRD	50
Gráfica 5. Sumario del proyecto en el campo Margham	60
Gráfica 6. Simulación de la trayectoria del pozo ST- A (Vista frontal)	92
Gráfica 7. Simulación de la trayectoria del pozo ST-A (Vista de planta)	93
Gráfica 8. Simulación del Torque para el pozo ST-A en WellPlan	102
Gráfica 9. Simulación de la tensión para el pozo ST-A en WellPlan	103
Gráfica 10. Simulación de la Tensión para el pozo ST-A en CoilCADE	105
Gráfica 11. Simulación de los límites de presión y tensión para el pozo ST-A en CoilCADE	106
Gráfica 12. Simulación de las fuerzas laterales para el pozo ST-A en WellPlan	108
Gráfica 13. Simulación del desgaste para el pozo ST-A en Casing Wear	108
Gráfica 14. Simulación de las pérdidas de presión en el pozo ST-A en WellPlan	111
Gráfica 15. Simulación del ECD en el pozo ST-A en WellPlan	112
Gráfica 16. Simulación de Surgencia en el pozo ST-A en WellPlan	113
Gráfica 17. Simulación de Suaveo en el pozo ST-A en WellPlan	113
Gráfica 18. Simulación de limpieza del pozo para el pozo ST-A en WellPlan	115
Gráfica 19. Simulación de limpieza del pozo para el pozo ST-A en WellPlan	116
Gráfica 20. Simulación de la limpieza del pozo A en CoilCADE	117
Gráfica 21. Comparación de los días de operación	167
Gráfica 22. Comparación del valor de la inversión inicial	167
Gráfica 23. Comparación del indicador B/C	168
Gráfica 24. Comparación del indicador VPN	168

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Side Tracks perforados en el Campo Pearsall de 1991 a 1992	33
Tabla 2. Comparación del consumo de combustible y la emisión de gases a la atmosfera	35
Tabla 3. Pozos TTRD típicos de la región del Mar del Norte	47
Tabla 4. Comparación entre pozos TTRD y CTD del campo Brend Field	48
Tabla 5. Campaña de perforación CTD en el Campo Margham	61
Tabla 6. Rangos de factor de fricción	67
Tabla 7. Conexiones roscadas para pozos TTRD	94
Tabla 8. BHA de perforación TTRD propuesto para el pozo ST-A	95
Tabla 9. Secciones del CT asumidas para el pozo ST-A	96
Tabla 10. BHA de perforación CTD propuesto para el pozo ST-A	97
Tabla 11. Componentes del completamiento del pozo A	100
Tabla 12. Sumario de los pozos tipo seleccionados	141
Tabla 13. Valores de TRM del 2018	144
Tabla 14. Costos CAPEX y OPEX de perforación	145
Tabla 15. Tiempo de perforación neto (TTRD)	146
Tabla 16. Tiempos de operación en el Pozo A con TTRD	146
Tabla 17. Costos de las operaciones en el Pozo A con TTRD	148
Tabla 18. Tiempo de perforación neto (CTD)	150
Tabla 19. Tiempos de operación en el Pozo A con CTD	150
Tabla 20. Costos de las operaciones en el Pozo A con CTD	151
Tabla 21. Tiempo de perforación neto (ST convencional)	153
Tabla 22. Tiempos de operación en el Pozo A (ST convencional)	153
Tabla 23. Costos de operación en el Pozo A (ST convencional)	155
Tabla 24. Promedio del costo del barril año 2019	157
Tabla 25. Producción incremental del Pozo A anualmente en un periodo de quince años	157
Tabla 26. Costos operacionales	158
Tabla 27. Ingresos parciales	159
Tabla 28. Ingresos Netos	160

ABREVIATURAS

°	Grados
%	Porcentaje
Adm	Adimensional
API	American Petroleum Institute – Instituto Americano del Petróleo
AZ	Azimuth - Acimut
BBL	Barril
BBLs	Barriles
B/C	Beneficio/Costo
BHA	Bottom Hole Assembly – Ensamblaje de fondo
BM	Bombeo Mecánico
BH-J	Bombeo Hidráulico Tipo Jet
BOP	Blow Out Preventer – Preventora de reventones.
BPD	Barriles por día
BUR	Build Up Rate – Tasa de construcción
CAG-PUT	Cuenca Caguan Putumayo
CAPEX	Capital Expenditure – Costos de inversión
CAT	Cuenca del Catatumbo
CBL	Cement Bond Log – Registro de adherencia del cemento
CCL	Casing Collar Locator – Localizador de collares en el Casing
COR	Cuenca Cordillera Oriental
Cr	Cromo
CSG	Casing – Revestimiento
CT	Coiled Tubing – Tubería flexible
CTD	Coiled Tubing Drilling
CTTTD	Coiled Tubing Trough Tubing Drilling
DBVS	Double Ball valve Sub
DGS	Directional Gamma Sub
DLS	Dog Leg Severity – Severidad de la pata de perro
DP	Drill Pipe – Tubería de perforación
dB	Decibeles
DHSV	Down Hole Safety Valve – Válvula de Seguridad de Fondo
ECD	Densidad de Circulación Equivalente
E-LINE	Wireline Eléctrico
ELMD	Electric Line Measured Depth – Profundidad medida elongada
ESP	Bombeo Electrosumergible
F.N	Flujo Natural
ft	Pies
ft-lb	Pies por Libra
GL	Gas Lift
GPM	Galones por Minuto
GOR	Relación Gas Petróleo
GR	Gamma Ray

HP	Horsepower – Caballo de fuerza
hr	Horas
I	Tasa de interés
in	Pulgadas
Inc	Inclinación
ID	Diámetro interno
k	Permeabilidad
KIP	Kilo Pounds Force - Kilo Libras por Unidad de Fuerza
KOP	Kick-Off Point – Punto de desviación
KLB	Kilo Pounds Force - Kilo Libras por Unidad de Fuerza
LLA	Cuenca de los Llanos Orientales
LBS	Libras por unidad de fuerza
LWD	Logging While Drilling
m	Metros
mD	MiliDarcys
MD	Measure Depth – Profundidad medida
MFC	Multi-finger Caliper
MPD	Managed Pressure Drilling – Perforación de presión controlada
MWD	Measurement While Drilling
POOH	Pulling Out Of Hole – Corrida fuera del pozo
OBD	Overbalanced drilling – Perforación sobre balance
OBM	Oil Based Mud – Lodo base aceite
OD	Diámetro externo
OPEX	Operation Expenditure – Costos de operación
OOIP	Original Oil in Place – Petróleo Original en Sitio
PCP	Bombeo por Cavidades Progresivas
PPG	Pounds per Galon - Libra por galón
PPB	Parts per Billion - Partes por billon
PSI	Pounds per Square Inch - Libra por pulgada
REVS	Revoluciones
RIH	Run In Hole- Corrida dentro del pozo
RPM	Revolutions per minute - Revoluciones por minuto
ROnB	Rotate On Botton – Rotar en fondo
ROP	Rate of Penetration – Tasa de penetración
RSS	Rotary Steerable System
SCFM	Pies Cúbicos Estándar por Minuto
ST	Side Track
TAW	Traveling Assembly Weight
TBG	Tubing – Tubería de completamiento
TIO	Tasa de Interes de Oportunidad
TOB	Torque sobre la broca
TRM	Tasa Representativa del Mercado
TRSCSSV	Tubing Retrievable Surface Controlled Subsurface Safety Valve
TTD	Through Tubing Drilling

TTRD	Through Tubing Rotary Drilling
TVD	True Vertical Depth – Profundidad vertical verdadera
UBD	Underbalanced Drilling – Perforación bajo balance
USD	Dólares americanos
USIT	Herramienta de imágenes ultrasónicas
VDL	Variable Density Log – Registro de variación de la densidad
VIM	Cuenca Valle Inferior del Magdalena
VMM	Cuenca Valle Medio del Magdalena
VPN	Valor Presente Neto
VSM	Cuenca Valle Superior del Magdalena
w	Wear
WOB	Weight On Bit – Peso sobre la broca
WBD	Water Based Mud – Lodo base agua
XO	Crossover
YP	Yield Point – Punto Cedente

GLOSARIO

ABANDONO: actividad en la cual se cierra y aísla permanentemente un pozo por medio de taponos de cemento, en conformidad con la normatividad asociada, asegurando la ausencia de fugas hidráulicas.

ACUMULACIÓN: existencia en subsuelo de un cuerpo o volumen de hidrocarburos, depositado de manera natural en una roca almacén.

ANULAR: área o espacio generado entre dos elementos concéntricos, como por ejemplo entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

BAJO BALANCE (UNDERBALANCE): condición de perforación en la cual la presión del pozo se mantiene por debajo de la presión de la formación. Durante esta, si existe suficiente porosidad y permeabilidad, los fluidos ingresan en el pozo.

CABEZA DE TUBING (TUBING HEAD): accesorio que sostiene el completamiento, el cual provee sello entre el revestimiento y el exterior del mismo.

CAMPO: distribución de uno o más pozos que permite la explotación sostenible de uno o más yacimientos.

CAMPO MADURO: campo que se encuentra en una etapa de declinación, después de haber alcanzado su pico de producción.

CORRER DENTRO (RUNNING IN): acción de viajar la sarta de perforación u otra herramienta hacia dentro del pozo

CORRER FUERA (PULLING OUT): acción de viajar la sarta de perforación u otra herramienta hacia fuera del pozo

CROSSOVER: herramienta utilizada en la perforación, la cual permite la unión de dos componentes de la sarta con diferentes diseños, tamaños o tipos de roscas.

DAÑO DE FORMACIÓN: reducción de la permeabilidad de una roca que puede ser causada por la invasión de fluidos de perforación en la sección adyacente al pozo.

DESLIZAR (SLIDE DRILLING): modalidad de perforación en la cual la sarta se desliza por medio de un motor en fondo, sin presentar rotación en la misma. Es comúnmente usado en pozos desviados o direccionales, pues aporta en gran medida a la construcción de la trayectoria.

FACTOR DE RECOBRO: cantidad recuperable de hidrocarburos existente en lugar, normalmente expresada como un porcentaje.

FLUIDO DE PERFORACIÓN: fluido mezcla de varios aditivos con un fluido base, el cual recorre la sarta, la broca y retorna a superficie. Sus funciones incluyen el control de la presión, la limpieza del pozo, el control de la corrosión, entre otros.

IOR: del término en inglés Improved Oil Recovery, abarca todo proyecto que pueda incrementar la recuperación de hidrocarburos. Entre estos se encuentran las técnicas avanzadas de perforación, el mejoramiento en la productividad de pozos, la reducción de la incertidumbre, el mejoramiento del modelamiento del yacimiento, y los métodos EOR (aquellos enfocados a variar las propiedades del yacimiento).

LATERAL: pozo secundario, perforado a través de un pozo original, el cual no implica el taponamiento de dicho pozo. Esto genera que desde el pozo principal se puedan perforar múltiples laterales. Para efectos del presente documento, la palabra Side Track es empleada a manera de sinónimo.

LECTURAS FANN: resultados que otorga el viscosímetro Fann, el cual mide la viscosidad o resistencia de gel del fluido de perforación. Estos instrumentos comúnmente tienen velocidades de rotación de 300 y 600 rpm, pero existen viscosímetros con hasta 6 velocidades. A una velocidad dada, la lectura del indicador (dial) es una viscosidad en centipoise verdadera.

LINER: tubería que se encuentra colgada al revestimiento previo por un Liner Hanger, es decir, que no llega a superficie, y la cual se busca posicionar estratégicamente en la formación de interés. También es llamada tubería de revestimiento corta y es diseñada con acero altamente resistente.

PERFORACION DIRECCIONAL: tipo de perforación en la cual se realiza una desviación intencional y planeada de la trayectoria del pozo, gracias al empleo de herramientas como cuñas, arreglos de fondo, motores de lodo, entre otras, las cuales permiten desviar el eje de la broca.

PETRÓLEO MARGINAL: petróleo aislado atrapado a escala macroscópica, al cual no se ha obtenido acceso a través de métodos de recobro convencionales.

POZO DE DIAMETRO REDUCIDO (SLIM HOLE): pozo angosto, estrecho o reducido, en contraste a un pozo convencional, con por lo general menos de 6 pulgadas de diámetro.

REENTRADA: entrada secundaria a través de un pozo original. Existen dos maneras de ejecutar una reentrada en un pozo: perforar un pozo secundario direccional o profundizar el pozo original. Para efectos del presente documento, la palabra Side Track es empleada a manera de sinónimo.

REPASAR HACIA SUPERFICIE (BACKREAMING): práctica de bombear y rotar la sarta mientras simultáneamente se sale del pozo (POOH).

RESERVA: volumen de hidrocarburo en subsuelo, del cual se conoce su existencia y ha sido calculado a condiciones atmosféricas, que se estima candidato técnica y económicamente, pero que no ha sido explotado.

REVESTIMIENTO (CASING): tubería de acero de alta resistencia la cual tiene como objetivo dar estabilidad al hueco y protección a la formación. Esta se ubica en el hueco abierto, y posteriormente se cementa en el lugar.

RIPIOS DE PERFORACIÓN: fragmentos de roca producto del corte ejercido por la broca durante la perforación.

ROTAR EN FONDO (ROTATE ON BOTTOM): práctica de rotar la sarta sin ningún movimiento axial, como penetrar o viajar. Sin embargo, se presenta peso sobre la broca (WOB) y torque sobre la broca (TOB), ya que la broca está en contacto con la formación.

ROTAR FUERA DE FONDO (ROTATE OFF BOTTOM): práctica de rotar la sarta sin ningún movimiento axial, como penetrar o viajar. En esta no hay peso sobre la broca (WOB) ni Torque sobre la broca (TOB), ya que la broca no se encuentra en contacto con la formación.

SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO (DOG LEG SEVERITY): curvatura del pozo por cambios de inclinación y dirección, la cual se evidencia durante la perforación de pozos direccionales. Se expresa en grados por cada 100 ft y determina el grado de desviación del pozo.

SIDE TRACK: pozo secundario, perforado a través de un pozo original, el cual implica el taponamiento del pozo por debajo de la ventana perforada.

SISTEMA GIRATORIO ORIENTABLE (ROTARY STEERABLE SYSTEM): herramienta de perforación utilizada en la perforación direccional. Esta se emplea a manera de equipo de fondo especializado, en alternativa a equipos convencionales como los motores de lodo.

SOBRE BALANCE (OVERBALANCE): condición de operación bajo la cual la presión del pozo se mantiene mayor a la presión de la formación. Durante esta se generan diferentes grados de daño a la formación, debido a las altas presiones y a las pérdidas de lodo que se pueden generar.

SUAVEO (SWAB): efecto en el cual se reduce la presión de un pozo por el levantamiento de la tubería. Si la presión se reduce en grado suficiente, los fluidos del yacimiento pueden fluir hacia el interior del pozo. En general, el efecto de suaveo se considera perjudicial en las operaciones de perforación, ya que puede producir golpes de presión y problemas de estabilidad del pozo. Mientras que en las

operaciones de producción tiene una connotación favorable, pues se utiliza para describir como se inicia el flujo de hidrocarburos en algunos pozos.

SURGENCIA (SURGE): efecto de aumentar la presión de un pozo mediante el bajado de la tubería, es decir, el proceso contrario al suaveo. Este se considera perjudicial en las operaciones de perforación porque puede producir golpes de presión, problemas de estabilidad del pozo y fracturamiento de formaciones

TARGET: lugar en el subsuelo en donde se encuentra la zona de interés, o la zona en la cual se probó la existencia de volúmenes de hidrocarburos y a la cual debe llegar la broca, para de esta manera terminar la fase de perforación del pozo.

TUBERÍA FLEXIBLE (COILED TUBING): tubería de acero fabricada en tramos continuos que puede ser utilizada para servicio a pozos o para perforación y completamiento. Esta se enrolla en un carrete para su manejo y transporte y puede llegar a tener hasta 32.000 ft de longitud, con diámetros que varían entre 0,75 y 4 pulgadas y límites elásticos de entre 55.000 psi a 130.000 psi.

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (TUBING): tubería de la cual se recibe la producción de los fluidos del reservorio, denominada también completamiento del pozo.

RESUMEN

Mediante el presente proyecto de grado se evaluó la viabilidad de la implementación de las tecnologías Through Tubing Drilling (TTD) en Colombia. Para tal fin, en primer lugar, se llevó a cabo una contextualización general, abarcando la funcionalidad de las mismas, las ventajas y limitaciones que conllevan, los componentes básicos necesarios, y casos de referencia que demostraron su aplicabilidad. Adicionalmente, se detallaron los parámetros de la mecánica de su implementación, exponiendo las bases teóricas en las que se fundamentaron los planteamientos posteriores.

Seguido, se estableció un esquema de planeación de una operación TTD, compuesto por las fases o etapas a seguir al planificar el procedimiento. En este, además de presentar los criterios de diseño esenciales, se propusieron las variables cuya simulación se debe correr, para de esta manera estimar los requerimientos de la perforación de un pozo de este tipo. Tal esquema fue teóricamente implementado en un pozo de estudio "A", para el cual se corrieron las simulaciones correspondientes.

Adicionalmente, como parte de las etapas establecidas, se planteó una matriz de selección, a partir de la cual se brinda una recomendación respecto a la variante TTD más adecuada para un pozo candidato cualquiera. Dicha matriz fue empleada para seleccionar la variante sugerida para el pozo A, y para una muestra de pozos tipo de diferentes regiones del país. Lo anterior se ejecutó con la finalidad de estudiar la viabilidad en la muestra seleccionada, mediante una indicación inicial basada en las limitaciones impuestas por el estado mecánico de cada pozo. Finalmente, se llevó a cabo el análisis financiero de la intervención en el pozo A, evaluando la rentabilidad de ambas variantes, y realizando paralelamente la comparación con la rentabilidad atribuida a la técnica convencional.

PALABRAS CLAVE: Through Tubing Rotary Drilling, Coiled Tubing Drilling, Slim Hole, Side Track, Simulación, Diagrama de Flujo, Matriz de Selección.

INTRODUCCIÓN

La industria de los hidrocarburos ha sido y continúa siendo pilar económico del país, y por esto la importancia de buscar alternativas que permitan sobrepasar los desafíos que afectan su desempeño y disminuyen su rentabilidad. Actualmente, el bajo factor de recobro es uno de los más notorios de dichos desafíos, estimado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en un 19% y por lo tanto por debajo al promedio mundial, el cual se encuentra en alrededor del 40%.

Entre los métodos existentes de recuperación mejorada del petróleo (IOR) disponibles para enfrentar tal adversidad, se tiene la tecnología de perforación avanzada Through Tubing Drilling. Esta ha probado su eficiencia a nivel mundial, sustentando un prometedor punto de partida para estimar el potencial que puede representar para los campos maduros en Colombia. La empresa soporte Equión Energía Limited es la única en el país que hasta la fecha ha incursionado en su aplicación, la cual ha comprobado a partir de su experiencia los notables beneficios que se pueden obtener. Por lo tanto, se busca brindar al lector un entendimiento integral de los fundamentos, condiciones y beneficios de esta tecnología, para de esta manera expandir su implementación en el país, al reconocerla como un medio óptimo para aumentar el recobro.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la viabilidad de la implementación de tecnologías Through Tubing Rotary Drilling y Coiled Tubing Drilling para la perforación de Side Tracks tipo Slim Hole en Colombia.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1.** Explicar el funcionamiento de las tecnologías Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) y Coiled Tubing Drilling (CTD).
- 2.** Proponer las bases de diseño esquematizadas en un diagrama para la planeación de pozos TTRD y CTD, cuyas consideraciones técnicas se soportan mediante simuladores.
- 3.** Desarrollar una matriz de selección para la identificación de la tecnología adecuada según el tipo de pozo.
- 4.** Establecer pozos tipo de acuerdo a las condiciones de los estados mecánicos en campos de referencia de Colombia.
- 5.** Implementar la matriz para la determinación de la tecnología adecuada en los pozos tipo establecidos.
- 6.** Evaluar la viabilidad financiera de la implementación de tecnologías TTRD y CTD en comparación a la perforación convencional, aplicado a un pozo seleccionado, mediante el indicador Costo-Beneficio.

1. TECNOLOGÍA THROUGH TUBING DRILLING

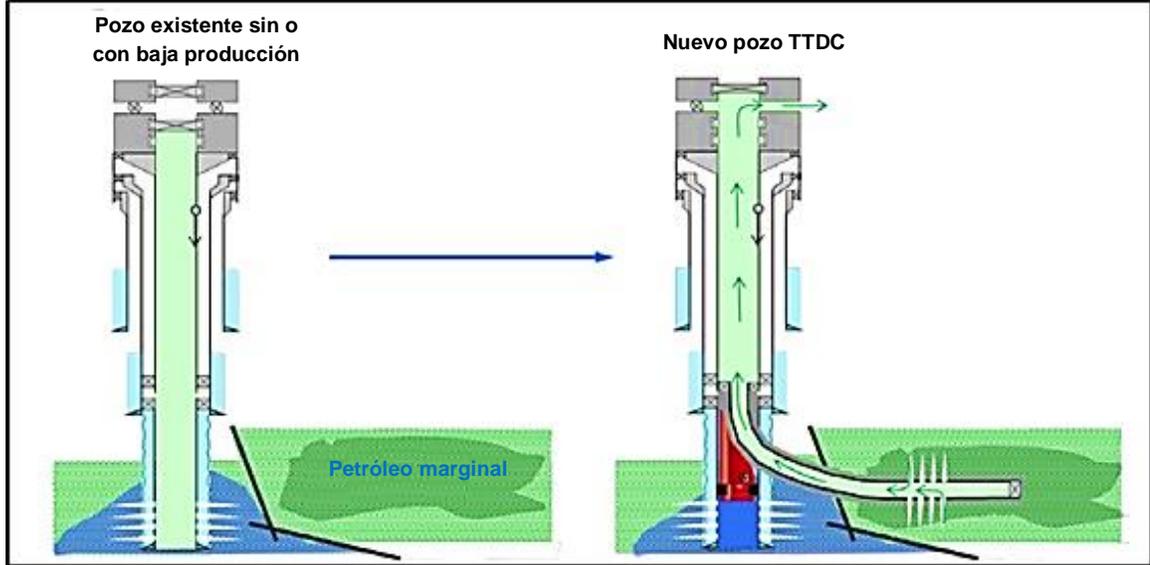
En el presente capítulo se exponen en primera instancia las generalidades de la tecnología Through Tubing Drilling (TTD), describiendo su funcionamiento, beneficios y limitaciones. Seguido se detallan sus dos variantes: Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) y Coiled Tubing Drilling (CTD), especificando los componentes básicos necesarios y abarcando casos de referencia.

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA THROUGH TUBING DRILLING

La tecnología de perforación TTD es considerada una económica y eficiente alternativa para la construcción de Side Tracks, utilizada principalmente con el fin de extender la vida económica de campos maduros, a partir de la explotación rentable de acumulaciones aisladas o marginales. En términos sintetizados, la operación consiste en perforar un Side Track de diámetro reducido, entrando en la categoría de Slim Hole, a través del completamiento (de allí el nombre Through Tubing). Lo anterior implica, debido a la restricción de diámetro presente, que la operación conlleve tanto los beneficios como las restricciones inherentes a una construcción de diámetro reducido. Las distintas ventajas económicas, operacionales y ambientales, obtenidas en comparación al método convencional, tratadas brevemente en la **Sección 1.2**, desembocan en la alta rentabilidad general que se le atribuye a este tipo de perforación.

El procedimiento requiere básicamente de un ensamblado de corte o fresado y un Whipstock, para construir una ventana en el Liner o revestimiento, a partir de la cual se perfora un nuevo pozo dentro de la formación de interés. Seguido puede ser dejado el hueco abierto o ser corrido un Liner, el cual puede ser colgado o no al pozo original, cementado o no, y cañoneado previa o posteriormente a su instalación. Como se estableció, esto se lleva a cabo manteniendo en lugar el completamiento actual, incluyendo el Árbol de Navidad, lo cual representa una de las principales características del procedimiento. Sin embargo, se debe tener en cuenta que existen diferentes escenarios donde puede ser necesario retirar el completamiento del pozo debido a restricciones o fallas presentes. Esta, también conocida a nivel mundial como TTDC (Through Tubing Drilling & Completion) y cuya finalidad se encuentra ilustrada en la **Figura 1**, es una tecnología todavía considerada no convencional. Teniendo en cuenta el número limitado de compañías que la han implementado, se deben evaluar los desafíos y riesgos que la misma plantea, y a los cuales el operador interesado en adoptarla ha de enfrentarse durante su planeación y ejecución. Sin embargo, estos se estiman exitosamente sobrepasados por los beneficios obtenidos, siempre que sea llevada a cabo una adecuada planeación de la operación.

Figura 1. Representación de una operación TTD.



Fuente: EIDEM, Morten, et al. Qualification of a 4.75 in. Rotary Steerable System for Complex 3D and High. California: IADC/SPE, 2012. 151322-MS. p. 3.

1.2 BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA THROUGH TUBING DRILLING

La perforación de un pozo TTD, representa ventajas en términos integrales, las cuales provienen de los beneficios de la perforación de un Side Track, en adición a los propios de un pozo Slim Hole. A continuación se describen de manera sintetizada algunas de estas.

1.2.1 Aumento del factor de recobro. Reportes como el publicado por Osterling et al.¹ estiman que en promedio tan solo el 40% del OOIP de un campo es producido comúnmente por los métodos convencionales, mientras que en el lugar es dejado aproximadamente un 60%, distribuido como sigue: 20% como petróleo móvil remanente, 20% en acumulaciones marginales o aisladas y 20% como petróleo residual inmóvil. El método habitual para aumentar el recobro mediante la explotación de las acumulaciones marginales consiste en la construcción de un número mayor de pozos, en campañas de perforación de “llenado”, cuyo límite se encuentra marcado por la rentabilidad de los mismos. El documento citado expone el empleo de tecnologías avanzadas de perforación TTD, a manera de alternativa para aumentar la producción mediante el acceso a depósitos de hidrocarburos de este tipo, de una forma más lucrativa en relación a un ST convencional o a un pozo completamente nuevo. La implementación de las tecnologías TTD, se convierte entonces en una intervención óptima a ejecutar en pozos cuya producción se encuentre suspendida o abandonada, o simplemente para incrementar la

¹ OSTERLING, Peter. Innovative Slim-Hole Completions. Cannes: SPE, 1992. 24981-MS. p. 2.

producción, pues permite el acceso a dichas acumulaciones aisladas, las cuales fueron pasadas por alto durante procesos de recobro convencionales, también conocidas como acumulaciones *by-passed*. Estas son pasadas por alto como producto de diferentes escenarios posibles, estudiados por autores como Bassiouni y Velic², derivados de limitaciones técnicas, tecnológicas o económicas. Particularmente, entre estas se encuentran:

- Acumulaciones remanentes como producto de altos grados de daño de formación en la cara del pozo, los cuales minimizan o impiden la producción de la zona correspondiente.
- Bolsillos aislados de hidrocarburo, consecuencia de diferentes fenómenos como, por ejemplo, reservorios con altos grados de heterogeneidad o formaciones con alta presencia de fallas.
- Reservas no drenadas como producto de fenómenos de conificación de agua o gas, los cuales generan que el corte de petróleo alcance su límite económico prematuramente.
- Depósitos pasados por alto como resultado de una inadecuada limitación del reservorio, lo cual puede ocurrir por una malinterpretación de los registros o falta de información al no contar con sísmica 3D.
- Yacimientos de espesor reducido.

Por lo tanto, las operaciones TTD habilitan la producción de reservas que pudiesen antes considerarse no económicas mediante las técnicas convencionales ampliamente conocidas, aumentando así el factor de recobro y de esta forma los ingresos netos obtenidos. A manera de ejemplo, se tiene la interceptación de fracturas naturales en dirección al mínimo esfuerzo en las cercanías al pozo original, siendo esta una de las razones comúnmente documentadas que han motivado la aplicación de la tecnología.

1.2.2 Reducción de tiempos y costos. En primer lugar cabe resaltar que debido al diámetro reducido del Side Track a perforar, para asegurar un adecuado control de la presión, la salida para la construcción se ejecuta en la formación de interés. Lo anterior habilita que, en comparación a un Side track convencional o a un pozo completamente nuevo, la distancia total de perforación para un pozo TTD sea significativamente inferior y consecuentemente los tiempos de operación sean menores. Dicho escenario implica además ventajas operacionales, pues permite evitar perforar a través del Overburden.

² BASSIONI, Zaki y VELIC, Josipa. Prospecting for Bypassed Oil and Gas. Zagreb: Geol. Croat., 1996. p.3.

En cuanto a la reducción de costos, esta se considera integral, ya que al reducir la escala de la construcción, decrece el presupuesto necesario para su ejecución, principalmente en relación a los equipos empleados y a los gastos operacionales. Por ejemplo, teniendo en cuenta los altos costos del acero por tonelada, al disminuir el diámetro de un revestimiento en particular, disminuye su peso y por lo tanto su costo. De manera análoga, aminora la inversión destinada al fluido de perforación, tratamiento de cortes, cemento empleado y demás demandas puntuales en sitio, como los requerimientos de potencia del taladro. Adicionalmente, la construcción de este tipo de pozos permite la disminución de gastos mediante el aprovechamiento de los equipos presentes, tanto en superficie como en subsuelo. En superficie, puesto que al ser una metodología enfocada a campos maduros, ya se cuenta con las facilidades de producción, líneas de transporte y demás equipos necesarios en sitio, evitando el gasto en nuevas instalaciones de este tipo. En subsuelo, ya que se elimina la necesidad de recuperar la tubería de completamiento para ejecutar el ST, la cual es una etapa notablemente costosa en este tipo de proyectos, además de eliminar la necesidad de instalar un nuevo completamiento en aquella sección del pozo.

Como constatación existe gran variedad de casos puntuales, donde las operadoras han reportado los beneficios financieros obtenidos como producto de la implementación de la tecnología. A manera de ejemplo se expone el abarcado por Zhu y Carroll³ acerca del Campo Pearsall, localizado en los condados de Frio, Dimmitt, LaSalle y Zavala en Texas, Estados Unidos. La compañía operadora Oryx Energy determinó la necesidad de implementar un programa de Side Tracks de diámetro reducido con el fin de utilizar los pozos existentes para explotar áreas productivas marginales. Específicamente, en 1991 y 1992 reportaron un gasto del 40% en contraste a los Side Tracks convencionales perforados en 1990, mediante la ejecución en variedad de pozos de una ventana en el Tubing de 5 ½", a través de las cuales se perforaron pozos de un diámetro de 4 ½". Dicha reducción porcentual se observa en la **Tabla 1**, en la cual se asume para 1990 un Índice de costo total y de costo asociado a los Side Tracks de 1. La totalidad de los trabajos se llevaron a cabo con taladro en operación continua (24 horas), donde Oryx obtuvo un decrecimiento del 31% en el número de días de perforación como resultado del programa ejecutado.

³ ZHU, Tao y CARROLL, Herbert. Slimhole Drilling: Applications and Improvements. Oklahoma: Niper, 1995. p. 19.

Tabla 1. Side Tracks perforados en el Campo Pearsall de 1991 a 1992.

POZO	DÍAS	SALIDA [FT]	ÍNDICE DE COSTO "TOTAL"	ÍNDICE DE COSTO "SIDE TRACK"
1	18	1.458	0,50	1,28
2	38	2.018	0,58	1,09
3	24	2.002	0,32	0,61
4	21	2.692	0,34	0,48
5	20	2.242	0,36	0,60
6	18	1.927	0,40	0,78
7	12	1.600	0,25	0,58
8	22	1.900	0,43	0,86
Promedio	22	1.980	0,40	0,79

Fuente: ZHU, Tao y CARROLL, Herbert. Slimhole Drilling: Applications and Improvements. Oklahoma: Niper, 1995. p. 10.

1.2.3 Disminución de la huella ambiental. Al ser un pozo TTD una construcción de diámetro reducido, este implica una reducción en los residuos generados producto de la actividad. Durante la construcción de un pozo son requeridos grandes volúmenes de fluidos, tanto de perforación como de completamiento, generando un impacto ambiental considerable en las cercanías del campo, además de demandar altos gastos relacionados a su tratamiento y transporte. Siendo cada día una prioridad mayor para toda industria la protección del medio ambiente, la búsqueda constante de alternativas que logren minimizar la huella ambiental generada se convierte en tarea fundamental para las compañías operadoras responsables. Según Zhu y Carroll⁴ reduciendo el diámetro en comparación a un pozo convencional, se puede alcanzar fácilmente una reducción del 70% en el volumen de ripios generados y lodo empleado, como se ejemplifica en la **Figura 2**.

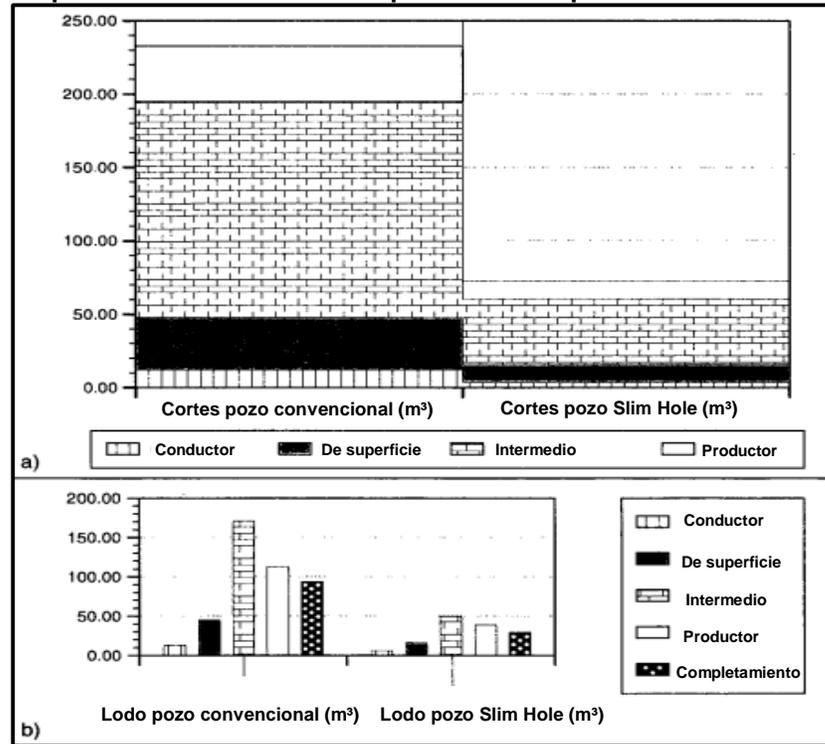
La disminuida escala del equipo necesario para perforar un pozo de diámetro reducido (ya sea llevada a cabo con unidad de Coiled Tubing o con taladro pequeño, en lo cual se profundizará más adelante), convierte a la tecnología TTD en una opción altamente adecuada a implementar desde una perspectiva ambiental, en especial en locaciones que demandan de un mayor resguardo del entorno, como por ejemplo una operación costa afuera y en locaciones de difícil acceso, como aquellas cercanas a zonas protegidas.

La tecnología Slim Hole contribuye principalmente en la reducción de los niveles de ruido (como se ejemplifica en la **Figura 3**, donde los contornos representan niveles de ruido en dB, y los ejes distancias en metros), riesgos de contaminación y residuos de la perforación, entre otros, gracias a la disminución del tamaño de los diferentes componentes. Adicionalmente, gracias a que se opera en campos maduros, se tiene

⁴ *Ibíd.*, p. 25.

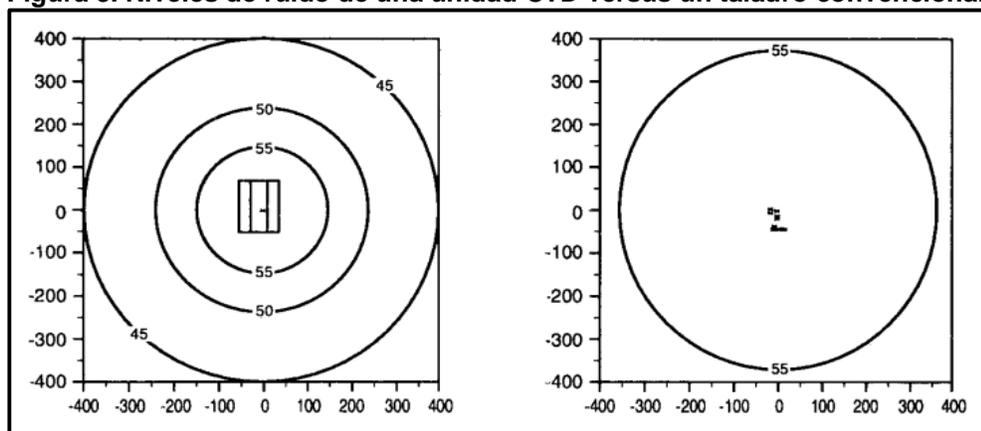
una afectación mínima al entorno en cuanto a construcción de vías, locación y líneas de transporte de hidrocarburos.

Figura 2. Volúmenes de cortes (a) y lodo (b) en las secciones de un pozo convencional en comparación a un pozo Slim Hole.



Fuente: FAURE, A, et al. Coiled Tubing Drilling: A Means to Minimize Environmental Impact. SPE, 1994. p.11.

Figura 3. Niveles de ruido de una unidad CTD versus un taladro convencional.



Fuente: FAURE, A, et al. Coiled Tubing Drilling: A Means to Minimize Environmental Impact. SPE, 1994. p.11

Finalmente, se obtiene el beneficio de la reducción en el combustible consumido y los gases emitidos al ambiente. En la **Tabla 2** se encuentra una comparación de dichos aspectos para un taladro convencional, uno “pequeño” y una unidad para tubería flexible. Estas cifras representan un caso puntual, por lo que pueden variar considerablemente para diferentes equipos, más sin embargo representan un ejemplo común.

Tabla 2. Comparación del consumo de combustible y la emisión de gases a la atmosfera.

	UNIDAD DE COILED TUBING (CTD)	TALADRO PEQUEÑO (TTRD)	TALADRO CONVENCIONAL
Diésel [m ³ /mes]	25	35	160
Emisión de gases [kg/día]	CO2	2.122	15.055
	CO	2,5	16,8
	NOX	2,1	21
	HC	2,8	17,8
	HC (Gas)	1,1	8,4
	SO2	2,2	19,4

Fuente: ZHU, Tao y CARROLL, Herbert. Slimhole Drilling: Applications and Improvements. Oklahoma: Niper, 1995. p. 27.

1.3 LIMITACIONES DE LA TECNOLOGÍA TROUGH TUBING DRILLING

Junto a los beneficios obtenidos producto de la implementación de la tecnología aquí descrita, se deben considerar también los distintos desafíos que la misma plantea, los cuales requieren de un estudio de factibilidad adecuado. Los descritos brevemente a continuación son aquellos expuestos con mayor frecuencia en los documentos publicados sobre el tema, principalmente en los escritos por Zhu y Carroll⁵ y Hall y Ramos⁶.

En primer lugar, una operación TTD requiere de un riguroso manejo de presiones, ya que, al ser una metodología enfocada a campos maduros y estar por lo tanto relacionada a reservorios depletados, genera posibles problemas de estabilidad del pozo. Adicionalmente, se requiere aumentar notablemente el cuidado enfocado al manejo de los equipos, para salvaguardar el estado del completamiento debido al deseo de mantenerlo en lugar.

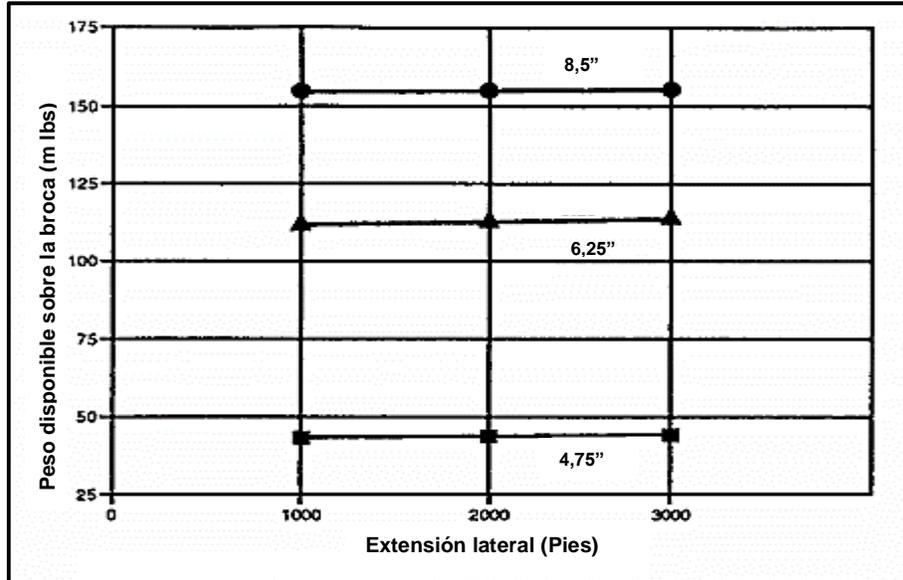
Por otra parte, al ser un pozo tipo Slim Hole, este implica mayor prevención ante posibles dificultades técnicas ya directamente relacionadas al diámetro reducido, entre las que se encuentran:

⁵ *Ibíd.*, p. 29.

⁶ HALL, C y RAMOS, A. Development and Evaluation of Slimhole Technology as a Method of Reducing Drilling Costs for Horizontal Wells. Washington: SPE, 1992. 24610-MS. 11p.

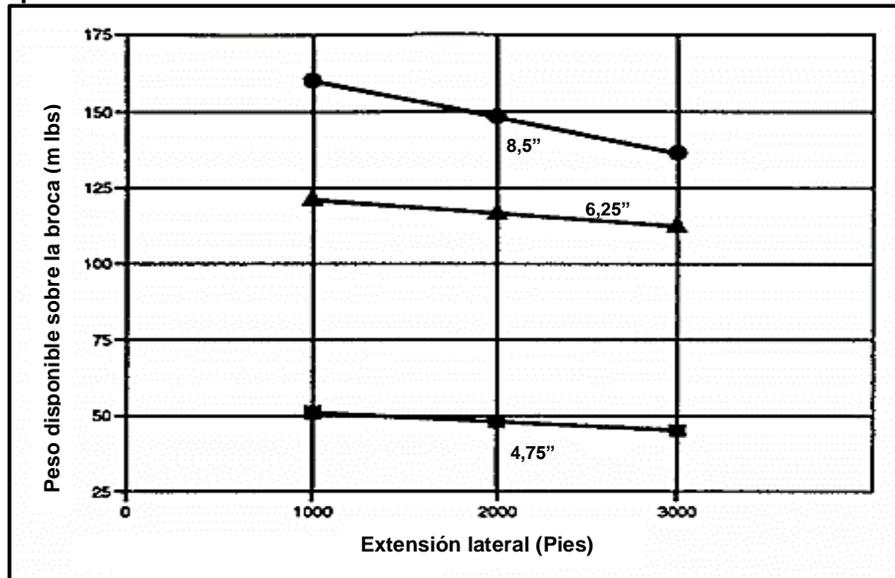
- Reducción en las capacidades técnicas de la sarta de perforación, pues al reducirse el diámetro y por ende el peso de la sarta, esta se torna más débil en contraste a una convencional, generando una disminución en la capacidad de transmitir torque y de tensión en la misma.
- Posibles dificultades durante la cementación del Liner, ya que se pueden generar, por ejemplo, problemas de canalización detrás de la tubería o fracturamiento de formaciones susceptibles. Lo último debido a las altas presiones de bombeo requeridas para sobrepasar el incremento de la fricción en el reducido anular. Esto se presenta en los casos donde efectivamente se lleva a cabo la cementación del Liner, pues se cuenta también con la alternativa de instalar un Liner ranurado sin cementar, en cuyo caso el principal problema que se puede presentar se encuentra relacionado a la estabilidad de pozo, en especial en la instancia de puesta en marcha de la producción, debido a la disminución de la presión requerida para tal fin.
- Aumento de la probabilidad de presentar pegas diferenciales y pérdidas de lodo, debido al alto sobre balance que puede generarse durante una operación de este tipo, en especial en secciones de alta desviación donde se requieren mayores densidades de lodo para salvaguardar la estabilidad del pozo. Esto en el caso de llevarse a cabo la operación sobre balance, pues se cuenta también con la alternativa contraria.
- Dificultad para detectar patadas, dado que, en caso tal de entrar gas al anular, este ocuparía una mayor altura que en pozos convencionales. Por regla general, una contención de una patada en un pozo tradicional de entre 10 y 15 barriles es considerada razonable, mientras que este mismo volumen de gas en un pozo Slim Hole podría generar un reventón.
- Dificultad para transmitir peso a la broca eficientemente, pues, como se puede observar en la **Gráfica 1** y en la **Gráfica 2**, el peso disponible sobre la broca es menor para diámetros de pozo reducidos. Esto puede, entre otras consecuencias, generar problemas en la terminación temprana del pozo y en su trayectoria, dificultando correcciones de ángulo. Cabe aclarar que las gráficas presentadas exponen el desempeño puntual observado en un pozo determinado, por lo que no aplican para toda operación, más sin embargo funcionan a manera de ejemplo de la regla general.

Gráfica 1. Peso sobre la broca disponible vs. Salida horizontal. BHA típico con rotación.



Fuente: HALL, C y RAMOS, A. Development and Evaluation of Slimhole Technology as a Method of Reducing Drilling Costs for Horizontal Wells. Washington: SPE, 1992. p. 11.

Gráfica 2. Peso sobre la broca disponible vs. Salida horizontal. BHA típico sin rotación.



Fuente: HALL, C y RAMOS, A. Development and Evaluation of Slimhole Technology as a Method of Reducing Drilling Costs for Horizontal Wells. Washington: SPE, 1992. p. 11.

1.4 VARIANTES DE LA TECNOLOGÍA THROUGH TUBING DRILLING

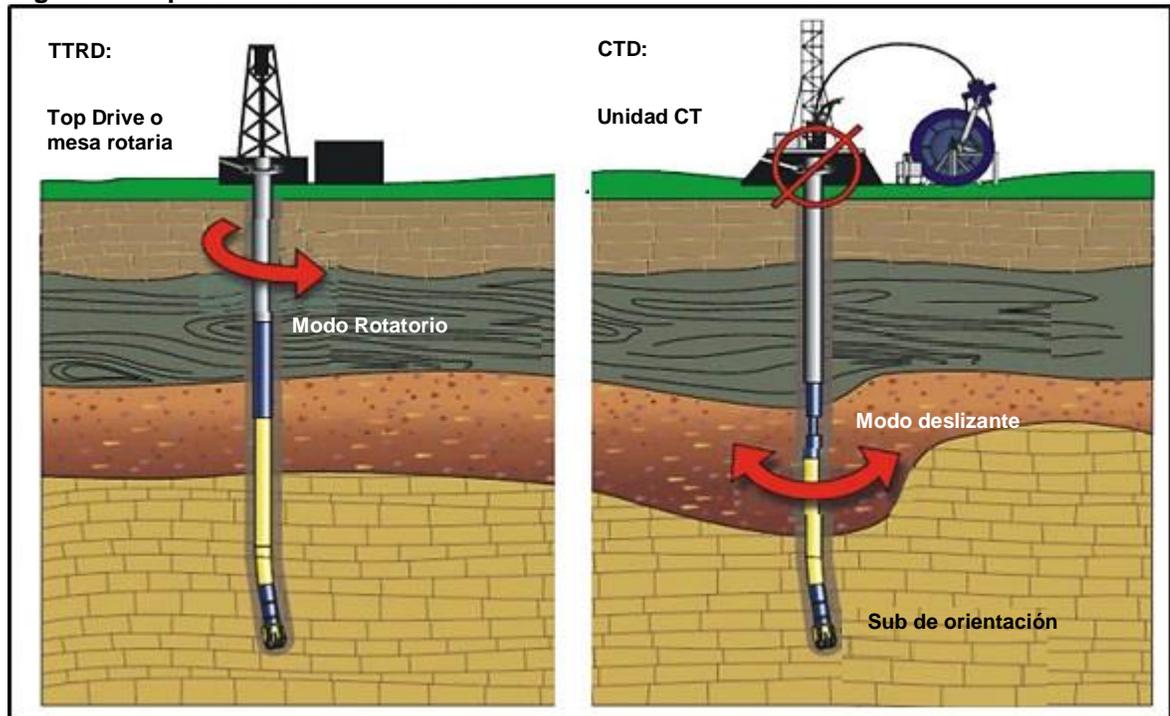
La tecnología TTD cuenta con dos variantes:

- Through Tubing Rotary Drilling (TTRD).
- Coiled Tubing Through Tubing Drilling (CTTTD), conocida en términos abreviados como Coiled Tubing Drilling (CTD).

Cuya distinción principal se encuentra en el tipo de tubería utilizada para la perforación del pozo, siendo la primera con tubería convencional por secciones con rotación y la segunda con tubería flexible continua sin rotación, como se observa en la **Figura 4**.

Los criterios para llevar a cabo la selección de la variante adecuada serán tratados en el cuarto capítulo del presente documento.

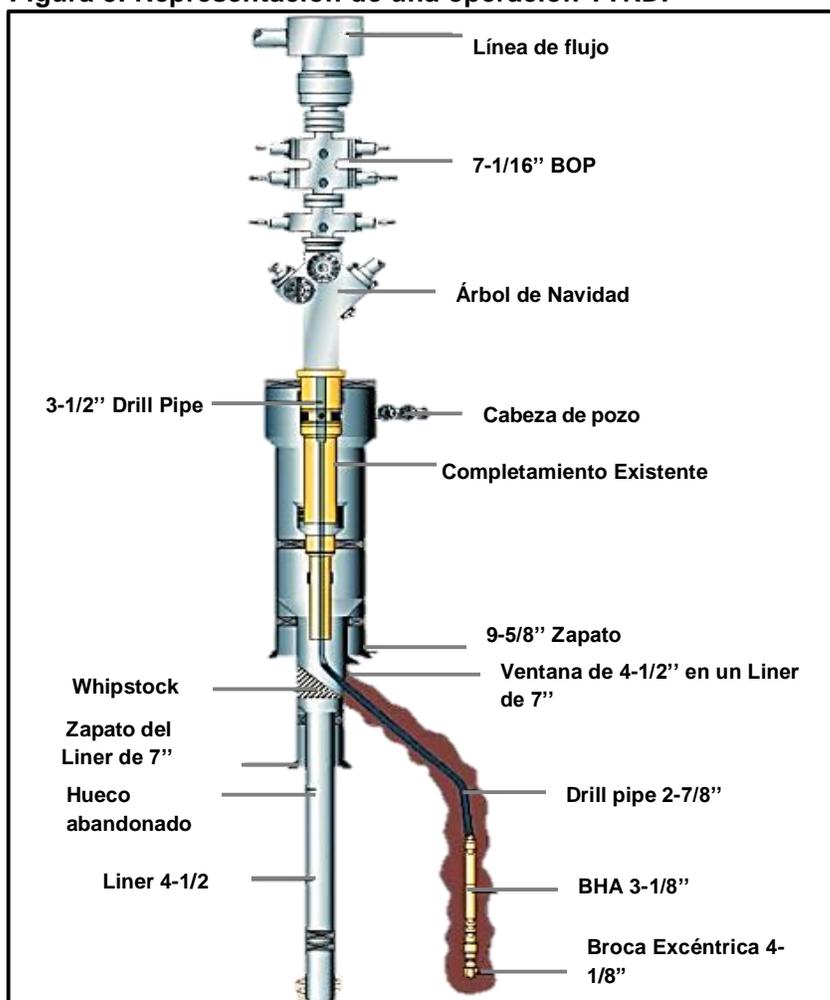
Figura 4. Representación TTRD vs CTD.



Fuente: ODDER, Mahamud. Through Tubing Rotary Drilling. Houston: Baker Hughes, 2017. p. 4.

1.4.1 Through Tubing Rotary Drilling. TTRD se define como la tecnología para perforación de Side Tracks tipo Slim Hole que consiste en emplear la técnica de perforación rotatoria estándar para llevar a cabo la operación TTD. Esta utiliza tubería rígida de perforación convencional articulada y, por lo tanto, taladro de perforación.

Figura 5. Representación de una operación TTRD.



Fuente: FRASER, Lawson y NIEUWENHUIZEN, Fred. Through Tubing Drilling on N Cormorant cuts cots. KCA DEUTAG, 2001. p.1.

Generalmente, para llevar a cabo la operación, el taladro de perforación se ubica encima del árbol de Navidad y la sarta de perforación pasa a través del mismo, del colgador o Tubing Hanger y del Tubing hasta el KOP establecido. Cuando las condiciones lo permiten, las operaciones típicas de TTRD se llevan a cabo a través de completamientos de 5 " y 7 ". Un ejemplo de una operación de este tipo se encuentra ilustrado en la **Figura 5**, correspondiente a un Side Track perforado por KCA DEUTAG Drilling Ltd. en el sector del Mar del Norte en el Reino Unido.

Se debe tener en cuenta que la planificación de un pozo TTRD por primera vez conlleva un alto nivel de riesgo, pues los márgenes de error de, por ejemplo, el torque, la tensión y el ECD son notablemente menores cuando se perfora un pozo de este tipo. Sin embargo, a través de las experiencias documentadas se tienen

bases consolidadas que comprueban su exitosa ejecución, las cuales promueven la adopción de la tecnología como una alternativa altamente beneficiosa.

1.4.1.1 Componentes básicos. Una de las ventajas de un pozo TTRD, radica en que la operación es ejecutada mediante el método habitual, razón por la cual los componentes del equipo de perforación son los mismos ampliamente conocidos en la industria, empleados para la construcción de Side Tracks convencionales, teniendo en cuenta determinadas restricciones diferenciadoras.

Los expuestos a continuación son descritos brevemente, de acuerdo a la caracterización de los mismos documentada por Reynolds y Watson⁷, Eidem et al.⁸ y Perez et al.⁹ Los tres primeros a describir aplican para ambas alternativas (TTRD y CTD), pues son los concernientes a la construcción de la ventana.

➤ **Whipstock.** Según Nieuwenhuizen et al.¹⁰ la operación inicia con el abandono o suspensión del pozo principal. Posteriormente, por lo general, se procede a instalar el Whipstock para ejecutar la desviación, como se observa en la **Figura 6**. Este es definido como una “rampa” o cuña de acero usada para deflactar la broca y el cortador hacia la pared del pozo, el cual cuenta con un anclaje a instalar en el revestimiento que evita la rotación y el movimiento axial.

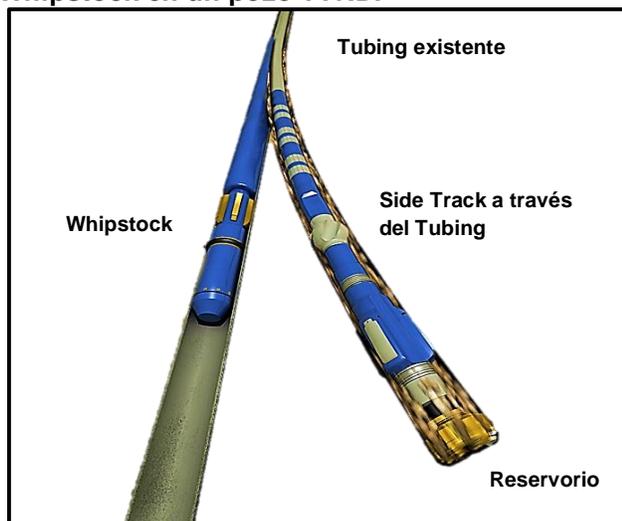
⁷ REYNOLDS, Harris y WATSON, Gregor. String Design and Application in Through-Tubing Rotary Drilling (TTRD). Trinidad: SPE, 2003. 81096-MS. 14p.

⁸ EIDEM, Morten, et al. Qualification of a 4.75 in. Rotary Steerable System for Complex 3D and High Build-Up-Rate Applications in Through Tubing Drilling (TTD) Operations. San Diego: SPE, 2012. 151322-MS. 16p.

⁹ PÉREZ, Edilberto, et al. Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) in Colombia. Bogotá: Acipet, 2011.

¹⁰ NIWUWENHUIZEN, F, et al. Developing Small Targets in Mature Oil Field: Cormorant North TTRD Well Develops a Million Barrels for a Million Pounds. SPE

Figura 6. Ilustración de la funcionalidad de un Whipstock en un pozo TTRD.



Fuente: STATOIL. Subsea Well Intervention; Learning from the past. UTC. 2010.

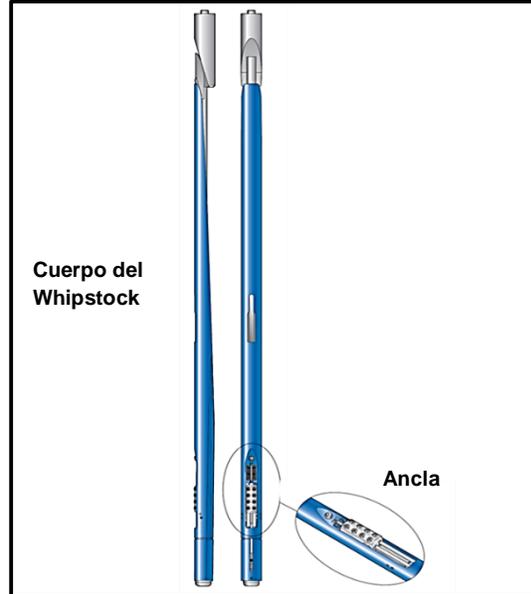
Esta herramienta, también denominada cuchara, la cual puede ser permanente o removible, permite la construcción de una ventana elíptica en la tubería gracias a su geometría, representada en la **Figura 7**. Debe aclararse que dicha desviación puede ser llevada a cabo con un Whipstock, con un motor de fondo y un Bent Sub, con un sistema RSS o con una combinación de los anteriores; Sin embargo, según Reynolds y Watson¹¹, los Whipstocks han probado ser el método más confiable en pozos TTD.

Al día de hoy se cuenta principalmente con dos tipos disponibles para esta operación: Sistemas estándar con empaque y *thru-tubing* Whipstock. El primero, en términos sintetizados, emplea un tipo de empaque de fondo que actúa como un punto de fijación positivo en el pozo, que a su vez también puede actuar como un sello de presión si es necesario. El segundo es cada vez más empleado porque no provee sello de presión, lo cual habilita un flujo significativo en caso de desear conservar el pozo principal existente. Schlumberger¹² cuenta con un reconocido sistema de Whipstock *thru-tubing* denominado TrackMaster TT, diseñado para atravesar la tubería de completamiento y ser anclado en el Liner, mientras que la versión del mismo diseñada por Baker más empleada es el Second Generation TT Whipstock.

¹¹ REYNOLDS, Harris y WATSON, Gregor. Op. cit., p. 2.

¹² BRUTON, Greg, et al. Whipstock Options for Sidetracking. Schlumberger, Houston: Oilfield Review, 2014. p. 18.

Figura 7. Representación de un Whipstock.



Fuente: BAKER HUGHES. Sistema Whipstock, 2019.

- **Cortador o Fresa (Mill).** Corresponde a la herramienta utilizada para construir la ventana a través del revestimiento, encontrada en una amplia variedad de versiones de acuerdo a la funcionalidad deseada.

Figura 8. Ilustración de un Diamond Speed Mill.

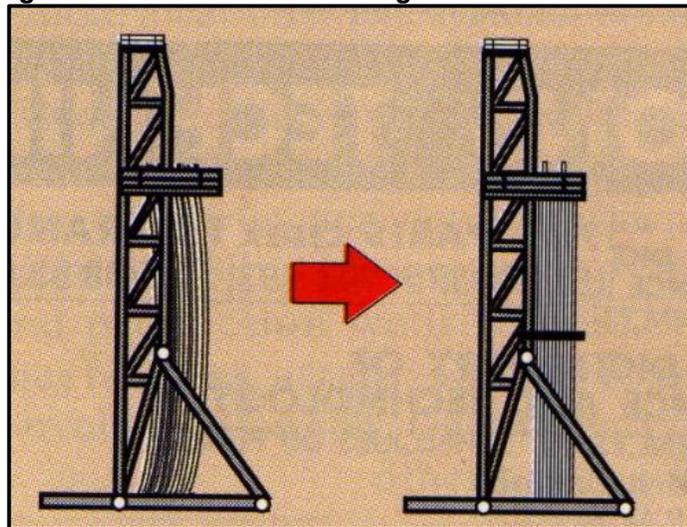


Fuente: PÉREZ, Edilberto, et al. TTRD in Colombia. Bogotá: Acipet, 2011. p. 6.

Para pozos TTRD, se recomienda la utilización de un Diamond Speed Mill, el cual en combinación a un motor de alta velocidad provee bajos torques a altas velocidades, mejorando así la eficiencia en el corte de la ventana.

➤ **Taladro de perforación.** En comparación a un pozo convencional, la perforación de un pozo TTRD demanda de un bajo requerimiento de potencia del taladro, debido al diámetro reducido de la construcción, razón por la cual se emplean comúnmente taladros pequeños de hasta 1000 HP. Como adecuación opcional, se puede instalar un agarre intermedio en el Rack, denominado “*belly board*”. Lo anterior debido a la flexibilidad de la tubería de perforación empleada, la cual genera que los agarres convencionales puedan resultar insuficientes. Su empleo incrementa por lo tanto considerablemente la seguridad en el taladro, reduciendo el riesgo de accidentalidad.

Figura 9. Rack tradicional con agarre intermedio.



Fuente: LEADING EDGE ADVANTAGE. Introduction to Through Tubing Rotary Drilling. Aberdeen: LEA, 2002. p.13.

➤ **Flex Joint.** Herramienta empleada en el ensamblaje de corte que consiste de un acople de acero y elastómero que se instala en la sarta con el fin de reducir el estrés local de flexión.

➤ **BOP.** El *Blow Out Preventer* es el mismo empleado para pozos convencionales, siendo la única diferenciación el requerimiento de contar con la capacidad para tubulares de diámetro reducido. Según Reynolds y Watson¹³, hay dos opciones de BOP para Side Tracks de diámetro reducido: “vestir” la BOP existente e instalarla en la cabeza del pozo, u obtener un ensamble BOP de 7 1/16” e instalarlo en la parte superior del Árbol de Navidad. La última alternativa es la más

¹³ REYNOLDS, Harris y WATSON, Gregor. Op. cit., p. 2.

usada, al ser a menudo la mejor solución técnica y económica, ya que evita desinstalar el árbol de Navidad y se puede configurar adecuadamente para TTRD. En este punto cabe señalar que en la actualidad no se tiene un fácil acceso a estos ensamblajes con diámetros de 7 1/16" en Colombia, razón por la cual hasta el momento se ha empleado de 13 5/8", caso en el cual es aconsejable colocar una BOP de ariete ciego o de corte directamente sobre el árbol, a manera de válvula maestra secundaria. Finalmente, se aconseja también emplear un anillo de desgaste o una camisa para proteger el árbol. Según Fraser y Nieuwenhuizen¹⁴ un anillo de desgaste, a diferencia de una camisa, no interfiere con la funcionalidad del árbol.

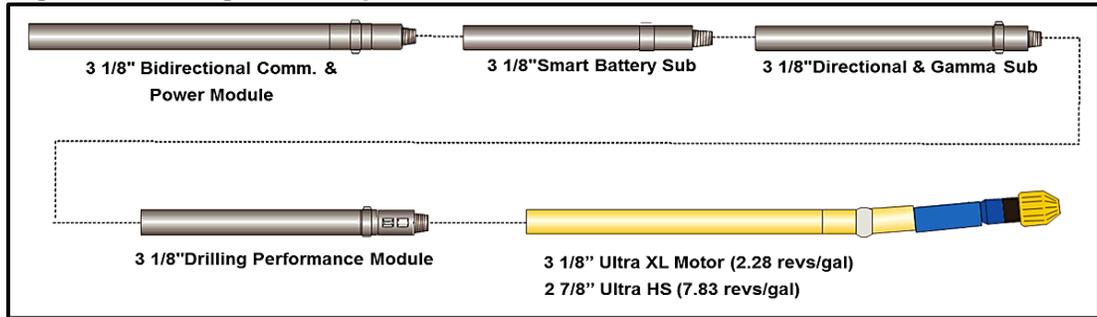
➤ **Drill Pipe.** En operaciones TTRD el diámetro de tubería de perforación empleada varía generalmente en un rango de 2 7/8" a 3 1/2", cuya selección se lleva a cabo de acuerdo al diámetro del Tubing y demás restricciones presentes. Los aspectos principales a considerar para su selección son, además del tamaño, la resistencia a la fatiga, rigidez y disponibilidad. La elección y diseño de la tubería depende directamente de las condiciones presentes en sitio. Por ejemplo, según Pérez et al.¹⁵, a grandes profundidades de hasta 18000 ft en pozos de 3-3/4", una elección apropiada de Drill String que cumple los requisitos de este tipo de operación es una de 2 7/8" con conexiones XT 27 (Tool Joint OD 3.375", ID: 1,844")

➤ **Bottom Hole Assembly (BHA).** El BHA empleado es básicamente el mismo utilizado en perforación convencional. Sin embargo, de la misma manera, su tamaño se encuentra limitado por el completamiento en el lugar. Teniendo en cuenta que este ensamble contiene los componentes más vulnerables de la tubería de perforación, se necesita tener especial precaución con las medidas de los diámetros externos, verificando adecuadamente su paso a través del mínimo diámetro interno del pozo original. Adicionalmente, se debe considerar que un pozo TTRD requiere de herramientas con buena capacidad direccional, para operar en escenarios donde se requiera construir desviaciones de alto grado o perforar formaciones altamente consolidadas. Diferentes tipos de motores en 2 7/8", 3 1/8" con un MWD de 3 1/8" son usados generalmente dependiendo del requerimiento del pozo. La **Figura 10** muestra un BHA típico para perforar un hueco de 4 1/8" con tubería de 2 7/8". Entre los componentes opcionales se cuenta con, Hydraulic Jar, herramientas de LWD y MWD (Logging While Drilling and Measurement While Drilling) y HWDP (Heavy Weight Drill Pipe).

¹⁴ FRASER, Lawson y NIEUWENHUIZEN, Fred. Through Tubing Drilling on N Cormorant Cuts Costs. KCA DEUTAG, 2001. p.1.

¹⁵ PÉREZ, Edilberto, et al. Op. cit., p. 4.

Figura 10. Configuración típica BHA TTRD.



Fuente: PÉREZ, Edilberto, et al. Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) in Colombia. Bogotá: Acipet, 2011. p. 4.

✓ **Broca.** El tipo de formación de interés a perforar tiene una alta incidencia en la elección de la broca adecuada a emplear. Al día de hoy, las más frecuentemente utilizadas en pozos TTRD son las brocas excéntricas o *bi-center*, pues permiten perforar un pozo de diámetro mayor al de la ventana ejecutada, ya que, gracias a su geometría, como la que se puede observar en la **Figura 11**, permiten perforar y ensanchar simultáneamente. Las brocas de este tipo más utilizadas son la 3 1/8" x 4 1/8" y la 5 3/4" x 5 7/8".

Figura 11. Ilustración de una broca excéntrica.



Fuente: VAREL OIL AND GAS DRILL BITS. Bi-Center Product Data Sheet, 2019..

✓ **Mud Motor.** El método común consiste en llevar a cabo una corrida con un motor de desplazamiento positivo de 3 1/8" o 2 7/8" y un Bent Sub para crear la sección de alto grado de desviación.

➤ **Camisa protectora de la Válvula de seguridad de fondo.** La DHSV (*Downhole safety valve*) es un componente opcional empleado para aislar el Tubing, el cual se acciona hidráulicamente desde superficie en caso de contingencia. En los pozos que cuentan con esta válvula como parte del completamiento se requiere de una camisa para prevenir el daño o desgaste de la misma durante la perforación. Aun cuando el uso de esta camisa reduce el diámetro del completamiento en la válvula, son considerables los ahorros en términos de tiempo y costos. Dependiendo

del tamaño y tipo de válvula, la camisa puede ser instalada temporal o permanentemente.

➤ **Agitador.** Es una herramienta vibradora opcional, que causa una variación cíclica del peso sobre la broca (WOB), permitiendo que el peso transferido a la broca se consiga de una manera suave y consistente. Se recomienda su empleo para altas DLS (20-70° por 100 ft), ya que estas requieren de una mejor transferencia de peso a la broca.

Figura 12. Ilustración de un Agitador.



Fuente: PÉREZ, Edilberto, et al. Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) in Colombia. Bogotá: Acipet, 2011. p. 4.

➤ **Drop Off Sub (Ball Operated Release Tool).** Herramienta diseñada para liberar y dejar en hueco abierto un Liner pre-cañoneado sin colgar ni cementar, en caso de que se desee llevar a cabo esta técnica. Su empleo es altamente útil cuando se perforan dos o más laterales a diferentes profundidades en el pozo original, pues permite tener completo acceso a cada uno de ellos. Adicionalmente, esta metodología es recurrentemente aplicada gracias a que permite llevar a cabo la producción a través del diámetro del hueco abierto, sin tener la reducción en el diámetro asociada al cemento. La herramienta opera al soltar una bola para liberar hidráulicamente el Liner.

1.4.2.2 Caso de referencia del Mar del Norte. El Mar del Norte es probablemente el área de mayor reconocimiento por su aplicación de la tecnología TTRD, debido a que se ha logrado minimizar el costo de construcción de Side Tracks en campos maduros, con el objetivo de explotar acumulaciones de petróleo marginales. En la **Tabla 3** se presentan las características de pozos típicos de la Región del Mar del Norte. En particular, en el campo Brent Field en Escocia, según el reporte de Deutag Overseas N.V presentado por Scott y Black¹⁶, se demostró cómo en promedio un

¹⁶ SCOTT, I y BLACK, F. Slim-Hole Sidetrack Cuts Costs by 50%. The Hague: SPE 1998. 50578-MS. 8p.

pozo TTRD ahorra costos de más del 50% en relación a un Side Track convencional. En 1996, la operadora del campo Shell decidió, después de 20 años de producción convencional, implementar la tecnología con el objetivo de drenar los millones de barriles que se estimaban acumulados en reservas marginales. El citado informe se centra en la descripción de la operación llevada a cabo en el pozo TTRD Brent Bravo BB-08, construido con el fin de explotar dicha acumulación. La operación se llevó a cabo con taladro convencional empleando una sarta de perforación para pozos tipo Slim Hole, proyecto que adicionalmente buscaba comparar los pozos con aquellos Side Tracks construidos previamente en la zona con tubería flexible.

Tabla 3. Pozos TTRD típicos de la región del Mar del Norte.

POZO	BB-0862	CN-18S5	CN-29S3	CN-13S2	CA-28S3	BB-14S2	15/21aJ 8	15/22 J5Y	
OPERADOR	SHELL UK	SHELL UK	SHELL UK	SHELL UK	SHELL UK	SHELL UK	A. HESS	A. HESS	
AÑO	1998	2000	2000	2001	2002	2002	2003	2002	
COSTO [LIBRAS]	3,06 MM	1,60 MM	1,00 MM	3,60 MM	2,50 MM	3,30 MM	-	-	
DÍAS TOTALES	89,8	28,3	20	65	45	58	-	-	
KOP	MD [Ft]	9.100	9.875	9.000	10.304	9.915	10.060	11.550	12.950
	TVD [Ft]	7.999	8.273	7.160	8.000	8.165	8.460	10.546	11.400
	INCLIN. [°]	45,1	141,1	52,8	45	38	78	28,8	11,4
KOP	MD [Ft]	10.458	11.579	11.410	12.344	11.349	11.652	14.811	15.220
	TVD [Ft]	8.842	9.448	9.342	9.366	9.250	8.480	12.878	13.250
	INCLIN. [°]	48,93	28,2	13,3	47	30	94	46,3	38
PIES TOTALES	1.358	1.706	2.410	1.873	1.434	1.592	3.000	2.000	

Fuente: REYNOLDS, Harris y WATSON, Gregor. String Design and Application in Through-Tubing Rotary Drilling (TTRD). Trinidad: SPE, 2003. 81096-MS p.10.

El procedimiento fue ejecutado totalmente a través del Árbol de Navidad y el completamiento existente y se ejecutó como sigue: Las formaciones originalmente cañoneadas fueron aisladas y se utilizó un Whipstock para desviar el pozo a través del Casing de 9 5/8" y el Liner de 7". Se perforó un Side Track de 1.500 ft, con un BHA dirigible que permitió en promedio un ángulo de 9 grados cada 100 ft en la sección desviada, donde el peso del lodo requerido para resguardar la estabilidad del pozo significó altas presiones sobre balance. Finalmente, un Liner de 2 7/8" fue corrido y cementado en el lugar con un empaque de producción en el tope para proveer integridad al pozo.

El citado informe reporta que, debido a las condiciones propias de campo, la tecnología TTRD representó para el caso mayores beneficios en comparación a la CTD, lo cual se evidencia cuantitativamente en la **Tabla 4**. En esta se puede observar como los pozos BD-38 y BD-46, los cuales fueron Side Tracks ejecutados mediante tecnología CTD, la cual será descrita a continuación en el presente capítulo, significaron mayores costos para la compañía.

Tabla 4. Comparación entre pozos TTRD y CTD del campo Brend Field.

INDICADOR	BB-08 (TTRD)	BD-38 (CTD)	BD-46 (CTD)
Días Totales Actuales	89,81	79,70	77,77
%NPT	46,80	39,00	36,60
Días Abandono/Whipstock	13,64	18,68	21,34
Días Perforación/Registros	6,18	16,49	14,71
Días Liner/Cañoneo	27,95	15,46	13,21
Total Días netos	47,77	50,63	49,26
Días netos/1000 ft	4,57	11,03	9,19
Costo (£M)	2,83	3,97	3,33
Costo por pie perforado (£)	2.093	2.656	2.080
Diámetro del pozo (")	3,87	3,75	3,75
Pies perforados	1.352	1.495	1.601
N° de corridas de la broca	2	14	9
ROP promedio (ft/hr)	23,50	19,00	16,70
Dogleg máximo planeado (°/100 ft)	17,00	14,00	20,00
Dogleg máximo real (°/100 ft)	11,70	23,30	31,90

Fuente: SCOTT, I y BLACK, F. Slim-Hole Sidetrack Cuts Costs by 50%. The Hague: SPE, 1998. 50578-MS. p.8.

Cabe resaltar que los resultados anteriores fueron producto de las condiciones presentes para el caso, por lo que no representan una regla general bajo la cual se rigen este tipo de construcciones. La evaluación de los factores que afectan un determinado pozo, se convierte entonces en un aspecto clave al momento de iniciar la planeación de un proyecto de este tipo.

Finalmente, en términos de resultados relacionados al aumento de la producción, la empresa estimó un aumento de las reservas de hasta 1,5 millones de barriles como fruto de la implementación de la tecnología TTRD.

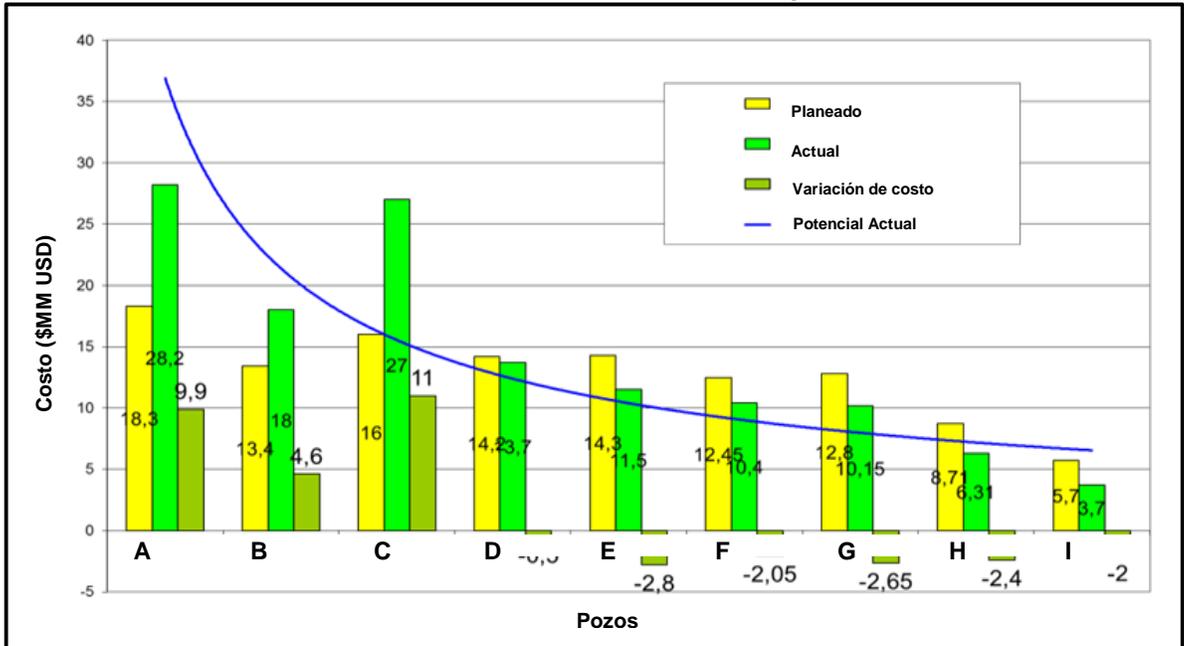
1.4.1.3 Experiencia en Colombia. Al día de hoy en Colombia, la tecnología TTRD ha sido implementada únicamente en 11 pozos, perforados desde el 2008 hasta la fecha, en proyectos operados por EQUIÓN ENERGÍA LIMITED (antes BP). Lo anterior con la finalidad de obtener acceso a reservas no drenadas en campos maduros del Piedemonte Colombiano. Tal zona ha sido siempre considerada uno de los ambientes de perforación más complejos, debido a los desafíos geomecánicos que representa y a la complejidad de su geología, donde un drenaje óptimo de reservorio se encuentra limitado por la alta concentración de fallas y las pobres propiedades de formación. De acuerdo al artículo técnico de Pérez et al.¹⁷ el cual describe este desarrollo, la tecnología resultó ser altamente económica y aplicable para recuperar reservas que de otra manera serían dejadas en el lugar.

¹⁷ PÉREZ, Edilberto, et al. Op. cit., p.1.

Estos pozos construidos, ya sea para profundizar o desviar el pozo original, llevados a cabo usando un taladro AC (Alternating Current), permitieron a la operadora obtener los siguientes resultados:

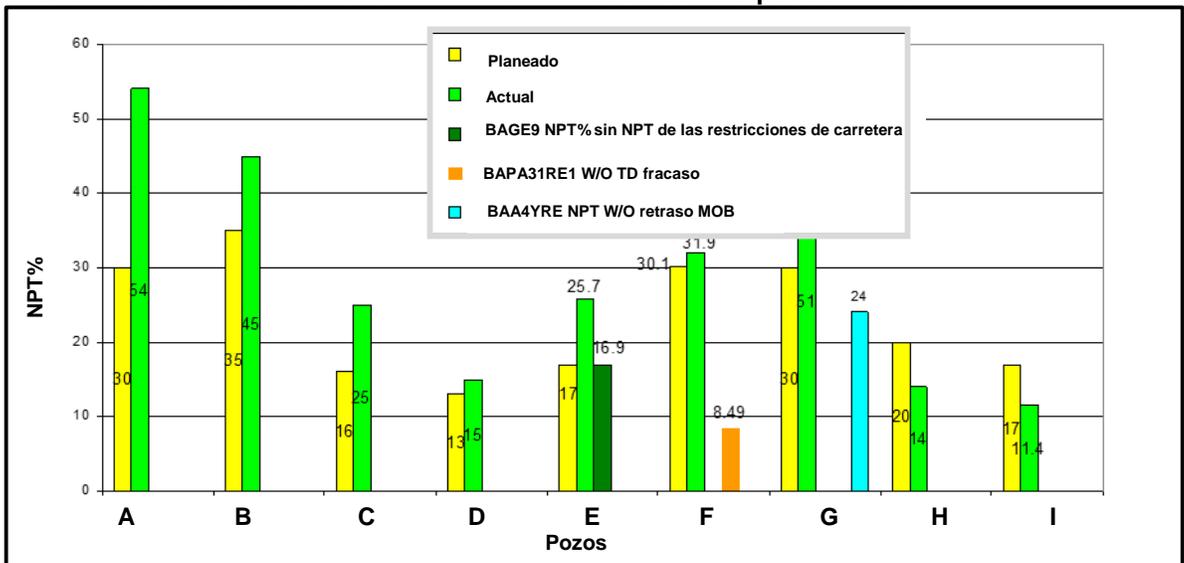
- La tecnología TTRD probó su aplicabilidad técnica y viabilidad económica para incrementar la producción de hidrocarburos en los campos maduros del Piedemonte Colombiano.
- El proyecto presentó una notable curva de aprendizaje con una mejora continua a través de una planificación detallada y una ejecución efectiva. La **Gráfica 3** y la **Gráfica 4** demuestran cómo, a medida que se adquirió la suficiente experiencia, se redujeron progresivamente los costos por pozo construido y los NPT respectivamente.
- La implementación de la tecnología TTRD agregó millones de barriles de petróleo que de otro modo se habrían dejado *in situ*.
- Los principales riesgos ingenieriles fueron identificados y resueltos o mitigados. A continuación se describen algunos ejemplos de dichos desafíos junto a la solución encontrada.
 - ❖ La rotación de la sarta de perforación en la superficie puede desgastar severamente el completamiento, por lo cual dicha rotación se minimizó, restringió y evitó cuando fue posible.
 - ❖ La limpieza del pozo en secciones altamente desviadas resulta inadecuada, para lo cual se utilizó una estrategia agresiva de barrido de alta viscosidad con válvulas de circulación en el fondo del pozo.
 - ❖ La alta presión sobre balance requerida para asegurar la estabilidad del pozo resulta en altas densidades equivalentes (ECD), por lo que se usaron herramientas de fondo como la Pressure While Drilling (PWD) para monitorear continuamente la ECD.

Gráfica 3. Disminución continua de los costos asociados a pozos TTRD.



Fuente: PÉREZ, Edilberto, *et al.* Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) in Colombia. Bogotá: Acipet, 2011. p. 9.

Gráfica 4. Disminución continua de los NPT asociados a pozos TTRD.



Fuente: PÉREZ, Edilberto, *et al.* Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) in Colombia. Bogotá: Acipet, 2011. p. 9.

- La perforación se debe llevar a cabo sin afectar los componentes del completamiento actual como, por ejemplo, la válvula de seguridad de fondo

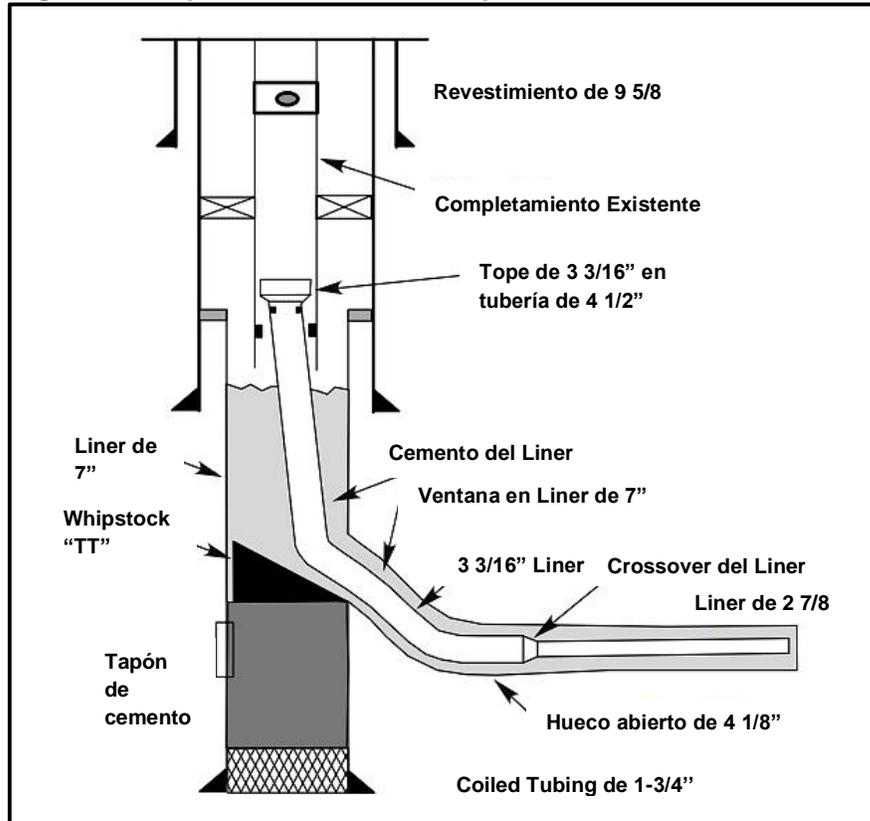
controlada en superficie (DHSV) y el Tubing Hanger, por lo cual se emplearon camisas protectoras.

- Se requiere buena capacidad direccional para la construcción de altas desviaciones, por lo que se emplearon herramientas de fondo para medir y monitorear cada parámetro fundamental, como Co-Pilot y Drilling Performance Sub (DPS).
- Aumenta la probabilidad de presentar una patada debido al reducido espacio anular, por lo que se requirió el aumento de la sensibilidad de los sistemas para detección de patadas, activados ante menores volúmenes, como los tipo Coriollis.
- Construir la ventana en frente de la zona cañoneada o de fracturas naturales puede resultar difícil, por lo que se requirieron metodologías eficientes para ejecutar dicho proceso, como lo fue para el caso el uso de Diamond Speed Mills y Mud Motors.
- Se tiene falta de personal con entrenamiento en este tipo de proyectos, pues la experiencia a nivel mundial es limitada, por lo que la construcción del primer pozo fue constantemente asistida por expertos en el tema.

1.4.2 Coiled Tubing Drilling. CTTTD, en abreviatura de Coiled Tubing Through Tubing Drilling, o simplemente CTD por Coiled Tubing Drilling, se define como la tecnología para perforación de Side Tracks tipo Slim Hole que consiste en emplear tubería tipo Coiled Tubing para llevar a cabo la operación TTD. Esta utiliza tubería continua flexible deslizante con un motor de fondo y/o un sistema RSS, el cual permite la rotación de la broca, mediante el empleo de una unidad de Coiled Tubing Drilling. Este método se diferencia de la perforación rotativa convencional en diferentes ámbitos, los cuales serán tratados en el **Capítulo 4**.

La utilización de tubería flexible ha sido adoptada durante décadas para diferentes fines en la industria relacionados a servicio de pozo. Sin embargo, su empleo para perforar ha adquirido gran importancia en los últimos años, convirtiéndose en una alternativa ideal para explotar económicamente nuevas reservas de petróleo. Un ejemplo de la operación se encuentra ilustrado en la **Figura 13**, correspondiente a un ST perforado por BP en el sector North Slope en Alaska.

Figura 13. Representación de una operación CTD.



Fuente: LONG, Roy. Slimholes vs Microhole: Future of E&P. NETL, 2005. p.9.

De la misma manera que la tecnología TTRD, esta tiene la ventaja ante los Side Tracks convencionales de permitir el aprovechamiento del completamiento existente en caso de ser posible. “En el pasado las operadoras no tenían una opción distinta a la de extraer la tubería de producción y perforar un pozo con un reentrada convencional. Sin embargo, tal técnica tiene un costo elevado, por lo que solo en pozos con gran potencial se justifica este procedimiento”¹⁸.

La perforación a través del completamiento mediante CT ha evolucionado progresivamente como una alternativa altamente beneficiosa; autores como Leising et al.¹⁹ documentan como las operaciones de este tipo han demostrado su eficiencia reduciendo más del 50% de los costos.

En términos sintetizados, el principal beneficio de la misma, radica en su desempeño durante operaciones bajo balance. Lo anterior ya que este tipo de

¹⁸ LEISING, L, et al. Sidetracking Technology for Coiled-Tubing Drilling. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1996.

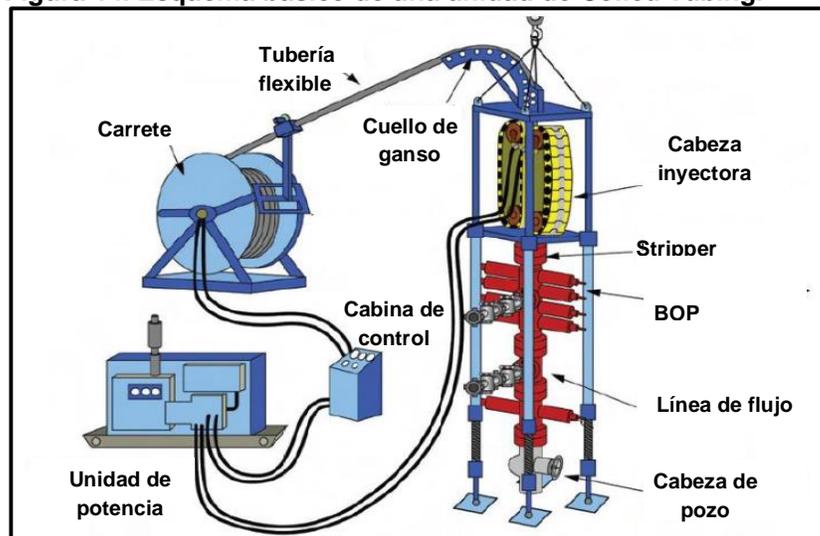
¹⁹ *Ibíd.*, p.1.

perforación se ejecuta cuando la presión del yacimiento es mayor a la presión hidrostática del pozo, lo cual habilita la producción durante la perforación y minimiza el daño de formación producido por el fluido de perforación. Sin embargo, entre las más notorias limitaciones de la tecnología se tiene el que carece de rotación, lo cual se puede reflejar en incapacidad para alcanzar las profundidades deseadas y en una baja eficiencia en la limpieza del pozo. Por lo tanto, una detallada comparación de los beneficios y las limitaciones en relación a la perforación rotativa convencional, como la empleada para operaciones TTRD, se convierte en tarea esencial al planear un pozo TTD.

CTD aún se considera una tecnología nueva en Colombia, debido a que no se ha implementado exitosamente y sigue siendo un reto para la industria de hidrocarburos en el país. Sin embargo, numerosas experiencias han demostrado la factibilidad de la tecnología, representado en exitosas aplicaciones de la misma alrededor del mundo, principalmente en Alaska, Canadá y los Emiratos Árabes.

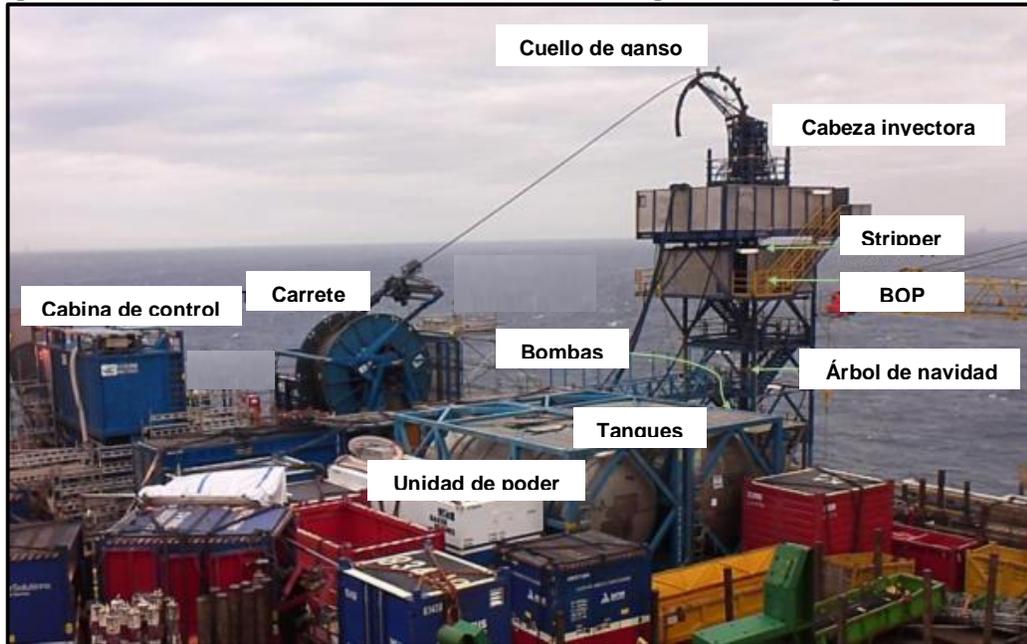
1.4.2.1 Componentes básicos. Una de las ventajas de un pozo CTD consiste en que la operación puede ser ejecutada aun cuando no se tenga disponibilidad del taladro de perforación, al ser llevada a cabo con una unidad de Coiled Tubing, como la expuesta en la **Figura 14** y en la **Figura 15**.

Figura 14. Esquema básico de una unidad de Coiled Tubing.



Fuente: LAKE, Larry. Petroleum Engineering Handbook, Volume II. 2006. P. 692C.

Figura 15. Ilustración de una unidad de Coiled Tubing de Baker Hughes en Gullfaks.



Fuente: SANDVEN, Hakon. Concentric Coiled Tubing Drilling System. Petroleum Geoscience and Engineering, 2015. p.8.

Los componentes que la conforman son descritos brevemente a continuación de acuerdo a la caracterización documentada por Goodrich et al.²⁰ y Contreras²¹.

➤ **Cabeza Inyectora.** Su objetivo es administrar toda la fuerza requerida para ingresar y recuperar la totalidad de la tubería dentro del pozo, sostener el peso de la sarta y proporcionar la velocidad de rotación. Está compuesta por cadenas opuestas que están presionadas por pistones hidráulicos, sosteniendo el Coiled Tubing, operadas por motores hidráulicos. Para pozos nuevos y direccionales, una capacidad mínima de 60.000 lbf es recomendada, mientras que para pozos profundos se recomienda una cabeza inyectora de 80.000 lbf. Entre sus componentes se encuentran:

- ✓ **Motores hidráulicos.** Proveen la fuerza necesaria para ingresar y recuperar la tubería flexible en el pozo, además de controlar la velocidad y la potencia.
- ✓ **Cadena transmisora.** Es la encargada de otorgar la fuerza al motor del Coiled Tubing.

²⁰ GOODRICH, G., et al. Coiled Tubing Drilling Practices at Prudhoe Bay. Louisiana: Society of Petroleum Engineers, 1996

²¹ CONTRERAS, Hernán. Op. cit., p.50.

- **Cuello de ganso.** También llamado Gooseneck, es el encargado de guiar la tubería y conducir el fluido de perforación, accionado hidráulicamente a través de mangueras desde la cabina del Coiled Tubing. En el mercado se encuentran de diferentes tamaños y capacidades, es comúnmente recomendado para pozos TTD una operación de 1000 klbf.
- **Carrete de Coiled Tubing.** Tiene como función almacenar y transportar la tubería flexible. Está compuesto por un Manifold de entrada y una junta rotativa, el primero se encuentra conectado a los equipos de bombeo y el segundo aísla los fluidos bombeados cuando el carrete está en movimiento.
- **Unidad de transmisión.** O Drivestand, es el encargado de permitir girar, detener y enrollar el carrete del equipo de Coiled Tubing. La energía que utiliza este elemento es proporcionada por un motor hidráulico, el cual es accionado desde la cabina de control. Esta herramienta se requiere cuando se tienen CT grandes, es decir, longitudes largas.
- **Bulkhead de presión.** Es una conexión del cable eléctrico del carrete, cuyo objetivo es funcionar a manera de ancla para el cable en la parte superior y la conexión eléctrica.

Figura 16. Bulkhead de presión.



Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

- **Cabina de Control.** La cabina cuenta con un sistema de control que utiliza señales eléctricas para controlar de forma remota el sistema hidráulico, la bobina del cabezal y el BOP. La cabina también se utiliza para la adquisición de datos en tiempo real que permiten al operador de CT realizar con éxito la operación. Estos datos son, entre otros, la carga y la presión del inyector y la velocidad de bombeo del fluido.
- **Stripper.** Componente principal para el control de pozo, el cual provee el sello primario entre los fluidos presurizados provenientes del pozo y el medio ambiente en superficie. Este se ubica entre la cabeza inyectora por debajo del Gooseneck y las BOPs. Controlado hidráulicamente, posee elementos sellantes los cuales consisten en cilindros elastómeros de paredes gruesas que generan un sello alrededor del CT.

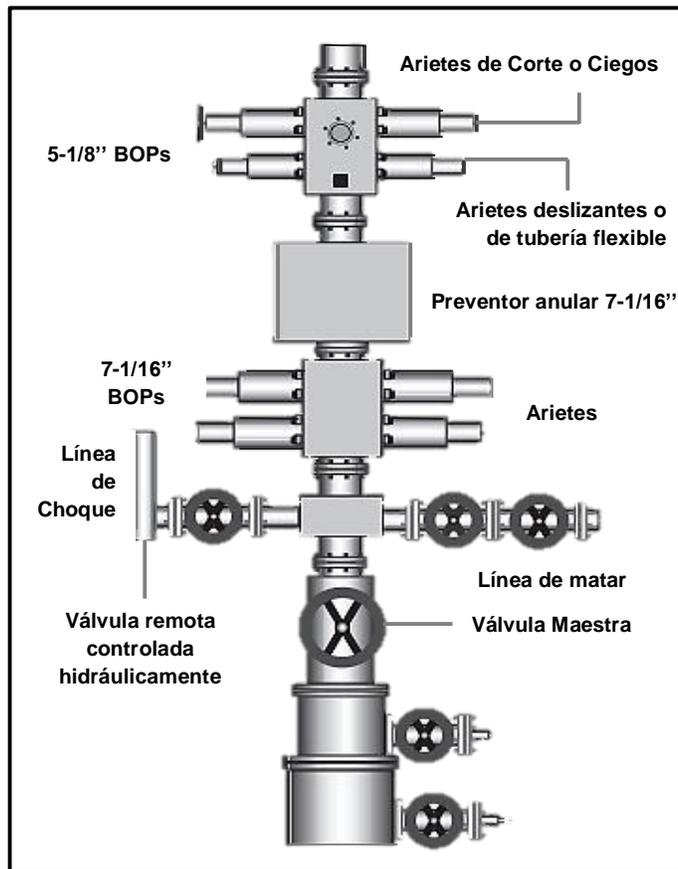
Figura 17. Ilustración de un Stripper.



Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

- **BOP.** Ensamblaje de seguridad que se instala sobre el cabezal del pozo, accionándose hidráulicamente desde la cabina de control o de manera directa. Este consiste por lo general de:
 - ✓ **Arietes ciegos.** También denominados Blind Rams, tienen como función el aislar la presión del pozo mientras no se tenga la tubería flexible o herramienta dentro del pozo.
 - ✓ **Arietes de corte.** También denominados Shear Rams, se activan con la finalidad de cortar el CT o la sarta de herramientas en el pozo.
 - ✓ **Arietes deslizantes.** También denominados Slip Rams, tienen como función agarrar el CT al cerrarse. Estos deben estar equipados con dientes bidireccionales que, cuando se activan, se aseguran contra el tubo y soportan el peso del conjunto de CT y su correspondiente BHA, asegurándolo también en caso de que la presión del pozo genere que la tubería salga del pozo.
 - ✓ **Arietes de Tubería.** También denominados Pipe Rams, generan sello hermético alrededor de la tubería flexible o herramienta dentro del pozo, al estar equipadas con sellos de elastómero, aislando la presión anular del pozo debajo de los arietes.

Figura 18. Configuración típica BOP CTD.



Fuente: BEAMER Alan, et al. from Pore to Pipeline, Field Scale Solutions. Oilfield review, 1998. p. 25.

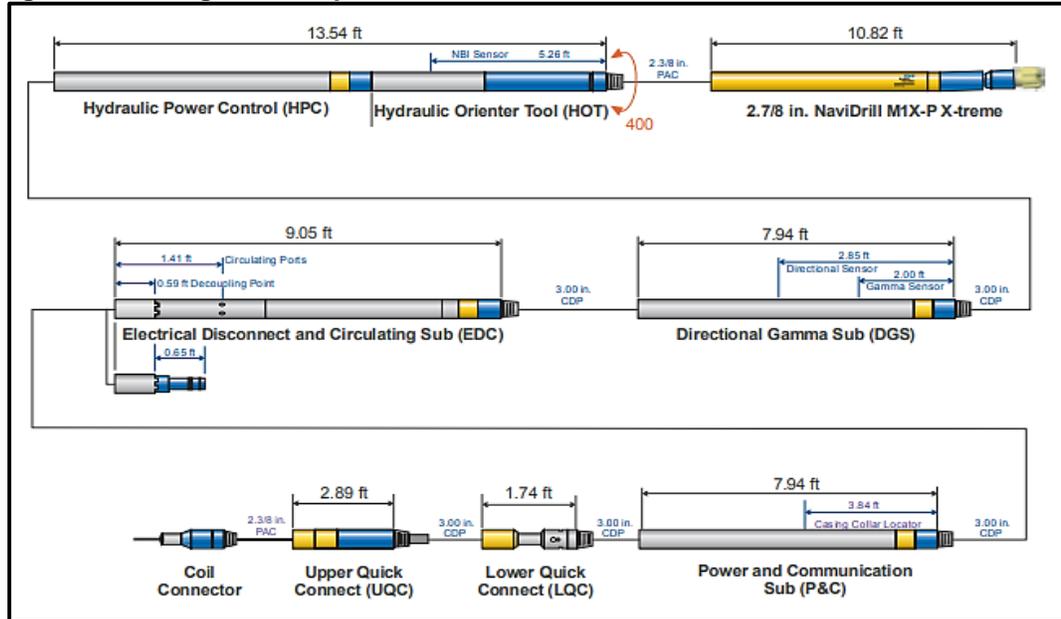
- **Bottom Hole Assembly (BHA).** La configuración del BHA puede variar notablemente de acuerdo al proveedor. La **Figura 18** representa el sistema BHA para CTD diseñado por Baker Hughes, el cual cuenta con los componentes básicos requeridos además de componentes especiales empleados en la actualidad. A continuación se describen brevemente algunos de estos.
- ✓ **Conector de CT:** El conector del tubo flexible es un sujetador simple que se adapta al tubo flexible con tornillos hexagonales. Ese tipo de conector se selecciona por su capacidad superior para resistir torque, Overpull y el impacto de perforación.
- ✓ **Válvula de contrapresión:** Se utiliza a manera de válvula de retención para evitar la migración no deseada de los fluidos del pozo de regreso a la sarta de perforación de tubería flexible. Las válvulas Check se colocan justo debajo del conector de CT.

- ✓ **Desconexión hidráulica o eléctrica:** Se encuentra debajo de las válvulas Check y brinda la opción de liberar el BHA en caso de que se atasque en el pozo.
- ✓ **Sub circulación:** Se coloca debajo de la desconexión hidráulica y permite aumentar las tasas de circulación al eliminar la pérdida de presión y las restricciones de velocidad de flujo a través del BHA.
- ✓ **Junta no rotatoria:** A menudo es necesario desplegar las herramientas en el pozo en dos o más secciones debido a la longitud del BHA. Después de que el BHA inferior se despliega en el orificio, se mantiene en su lugar mediante los ajustes del BOP. La rotación de la tubería ya no es posible y no se puede llevar a cabo una conexión roscada convencional, por lo que para realizar esta conexión se utiliza una junta no giratoria.
- ✓ **Herramienta de orientación:** Proporciona un método para orientar desde superficie el conjunto de perforación de fondo de pozo. El uso de estas herramientas requiere la inclusión de un cable o alambres de pequeño diámetro instalado dentro del CT, siendo las más comunes las operadas por bombeo, eléctrica o hidráulicamente.
- ✓ **Sistema MWD:** CTD tiene instaladas rutas de alimentación y de registro eléctrico las cuales son operativas (telemetría cableada), consideradas óptimas en comparación con la transmisión de datos tradicional por telemetría de pulso de lodo, permitiendo mejor obtención de datos mientras se está perforando.
- ✓ **Motor:** Debido a la inhabilidad que tiene el CT para rotar, se requiere de un motor de fondo en el BHA para proporcionar la rotación y llevar a cabo la perforación. Se han desarrollado combinaciones no magnéticas de rotor / estator que se utilizan mientras se perfora a través de la formación. Sin embargo, hoy en día, los sistemas RSS (Rotary Steerable System) se presentan con mayor incidencia. Según Eidem et al.²² “Un RSS causa menos daño al completamiento que un motor con un Bent Sub, ya que es considerablemente recto y no transfiere tanta fuerza lateral de la broca a la pared del Tubing como un motor convencional”. Adicionalmente, señala que un “RSS proporciona una orientación mejor y más precisa en todas las direcciones y, por lo tanto, una mejor colocación del pozo, lo que a su vez resulta en una mejor producción y recobro”
- ✓ **Brocas:** Las brocas PDC son por lo general las más empleadas en operaciones CTD. Se utiliza un diseño que contiene una combinación de fresas redondas y aplanadas, siendo estas últimas seleccionadas preferentemente para prevenir el daño del completamiento. Por otro lado, también se emplean

²² EIDEM, Morten, et al. Op. cit. p.3.

frecuentemente brocas tricónicas, ya sean brocas de dientes de acero o brocas de insertos.

Figura 19. Configuración típica BHA CTD.



Fuente: BAKER HUGHES. Coiled Tubing Solutions. Handbook, 2010. p.73.

1.4.2.2 Caso de referencia de Dubai. Margham, el más grande campo de gas del Emirato de Dubai desde 1982, se caracteriza principalmente por la complejidad de su geología, la alta concentración de fracturas, el comportamiento retrogrado del fluido producido y la geometría convencional de los pozos existentes. Debido a tales factores, con el objetivo de enfrentar el declinamiento de producción presentado en la última década, se decidió ejecutar en el 2006 una campaña de perforación de pozos CTD para acceder a reservas antes pasadas por alto.

De acuerdo a Capps et al²³, se determinó que una campaña de perforación de “llenado” operando en condiciones bajo balance era la alternativa más adecuada para evadir problemas de pérdidas de circulación en las formaciones depletadas (menos de 1.200 psi a 11.000 ft en algunas áreas), y para minimizar el daño de formación con el fin de maximizar el aumento de la producción. Entre el 2006 y el 2007, se perforaron 11 pozos a través de los completamientos existentes, empleando un ensamblaje de fondo de 3 pulgadas.

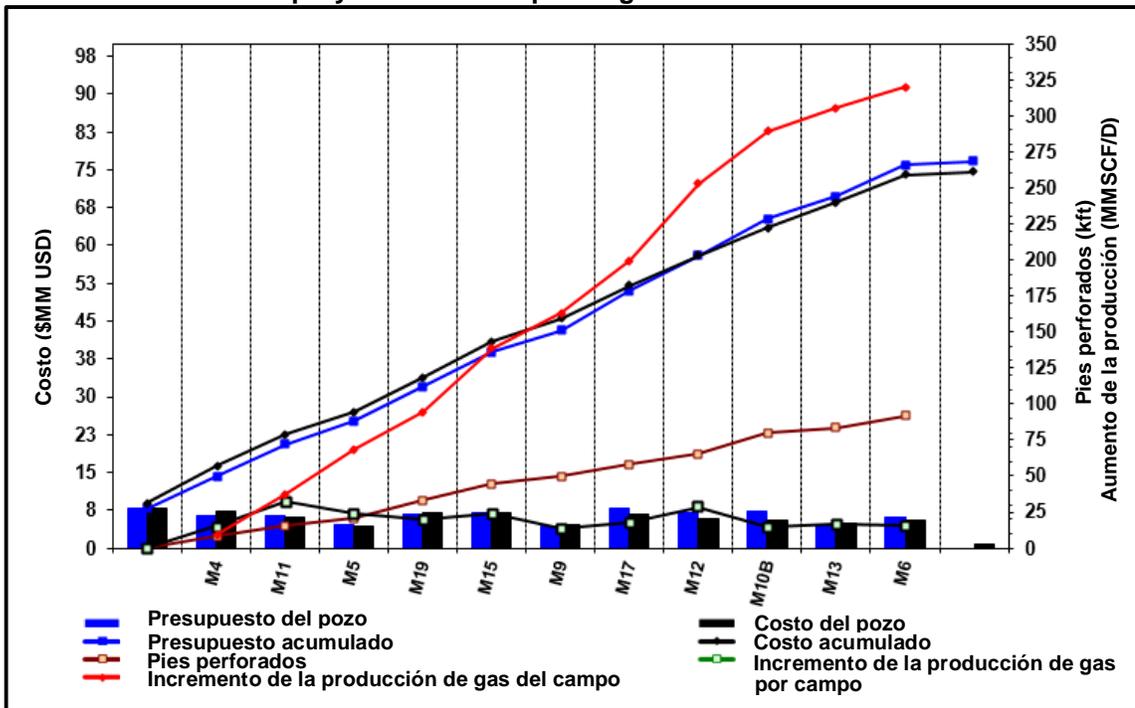
La **Gráfica 5** expone el sumario de los resultados obtenidos como producto de la implementación de la tecnología para el caso puntual, ejemplificando así los óptimos

²³ CAPPS, J. et al. Reservoir Focused Underbalanced Applications in the Margham Field. Dubai: IPTC, 2007.

resultados que se pueden obtener. En esta se pueda observar cómo, a costos menores a los presupuestados, se incrementó la producción de gas tanto a nivel de campo como a nivel de pozo.

El documento citado recalca la importancia que tuvo para el éxito de la operación la adecuada planeación previa, haciendo énfasis en aspectos tales como la calificación del personal, las medidas de seguridad, las capacidades de los equipos y las bases de diseño del pozo. En la **Tabla 5** se presentan específicamente los resultados pozo a pozo en términos de aumento de la producción, junto al porcentaje de aumento de la productividad del campo y la totalidad de los pies perforados dentro de la campaña.

Gráfica 5. Sumario del proyecto en el campo Margham.



Fuente: CAREY, Steve. Slim-Hole, Re-Entry and Coiled Tubing Drilling. Baker Hughes, 2007. p. 9.

Tabla 5. Campaña de perforación CTD en el Campo Margham.

POZO	PRODUCCIÓN PRE-OPERACIÓN [MMSCF/D]	PRODUCCIÓN PRE-OPERACIÓN [MMSCF/D]	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO [%]	PIES PERFORADOS ACUMULADOS [KFT]
M4	219,4	238,8	9	8,212
M11	205	259,8	27	15,26
M5	194,6	278,7	43	20,536
M19	180,6	295,1	63	33,057
M15	167,8	312,7	86	44,705
M9	157	322,3	105	49,595
M17	143,8	333,5	132	58,221
M12	130,6	358,7	175	65,926
M10B	121	365,5	202	79,789
M13	111,8	361,7	224	83,399
M6	102,6	367,9	259	91,92

Fuente: CAREY, Steve. Slim-Hole, Re-Entry and Coiled Tubing Drilling. Baker Hughes, 2007. p. 9

1.4.2.3 Experiencia en Colombia. En el año 2002, BP Colombia (Hoy Equión Energía Limited) llevó a cabo una prueba piloto de la tecnología CTD. En esta se perforaron Side Tracks desde pozos existentes del Campo Cupiagua, en donde la perforación convencional estaba limitada por los altos costos requeridos para realizar estos trabajos. Algunos de los aspectos a resaltar fueron:

- Se usó fluido bifásico gasificado (Diesel y nitrógeno) para realizar la perforación bajo balance. Debido a esto, la telemetría de pulsos no era una opción confiable y se usó BHA direccional cableado (fibra óptica).
- Se evidenció una disminución en costos y tiempos. El costo de realizar un ST de 150 ft x 2 in mediante perforación con tubería flexible fue de USD\$ 3.000.000 en 27,34 días, mientras que la perforación convencional a la época se estimaba en alrededor de USD\$ 7.000.000 durante 35 días.
- Se presentaron múltiples pegas de tubería por actividad tectónica, inestabilidad de las arcillas de Mirador, además de problemas de inestabilidad de pozo, razones por las cuales no se consideró exitoso el piloto.

2. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA DE LA PERFORACIÓN DE POZOS TTD

A continuación se describen las principales teorías generalizadas que describen la mecánica de la perforación de un pozo, haciendo énfasis en la caracterización de las condiciones que inciden en un pozo TTD. Lo anterior con el fin de exponer las bases teóricas en las que se sustentan los programas de simulación empleados, mediante los cuales se generaron las gráficas expuestas en el siguiente capítulo.

2.1 TORQUE Y ARRASTRE

Según Mims y Krepp²⁴, tanto el torque como el arrastre se consideran poco significativos para un pozo vertical, ya que en este no se generan fuerzas mecánicas adicionales a las de tensión y compresión de la tubería. Sin embargo, en un pozo desviado, como es el caso de un ST, se generan fuerzas adicionales debido al contacto de la sarta de perforación con el pozo. Dichas fuerzas, resumidas en la **Figura 20**, son acumulativas y aumentan a medida que incrementa la extensión del pozo.

2.1.1 Torque. El torque o momento es la magnitud física que mide la fuerza aplicada a un cuerpo rígido que tiene un punto de rotación fijo. En la industria, según Mizca y Mitchell²⁵, es definido como la fuerza requerida para rotar la sarta de perforación, la cual se encuentra limitada por la capacidad de torsión de la tubería y la capacidad del equipo empleado. Su magnitud está compuesta por: el torque requerido para girar la broca, el torque para girar la sarta necesario por la viscosidad del fluido de perforación y el torque debido a las fuerzas de contacto entre la sarta y el pozo. En pozos CTD, la única rotación generada se presenta en la broca, producida mediante motores de fondo o sistemas RSS. Por lo tanto, en este tipo de pozos los requerimientos de torque no suelen ser un componente significativo a evaluar. Por el contrario, en sargas rotativas como las empleadas para pozos TTRD, es un requerimiento de especial incidencia, el cual por lo general se busca minimizar dentro de lo posible.

De acuerdo a Mims y Krepp²⁶, la fuerza total de torque que se calcula se genera desde diferentes fuentes en el pozo: torque por fricción, torque por condiciones mecánicas y torque por la broca.

2.1.1.1 Torque por fricción. Es la fuerza generada por las cargas de contacto entre la sarta y el hueco abierto o el revestimiento (el completamiento para el caso de pozos TTD). Por lo tanto, este sería el único torque generado en un pozo ideal sin

²⁴ MIMS, Mike y KREPP, Tony. Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells. K&M TECHNOLOGY GROUP: Texas, 2003. p.108.

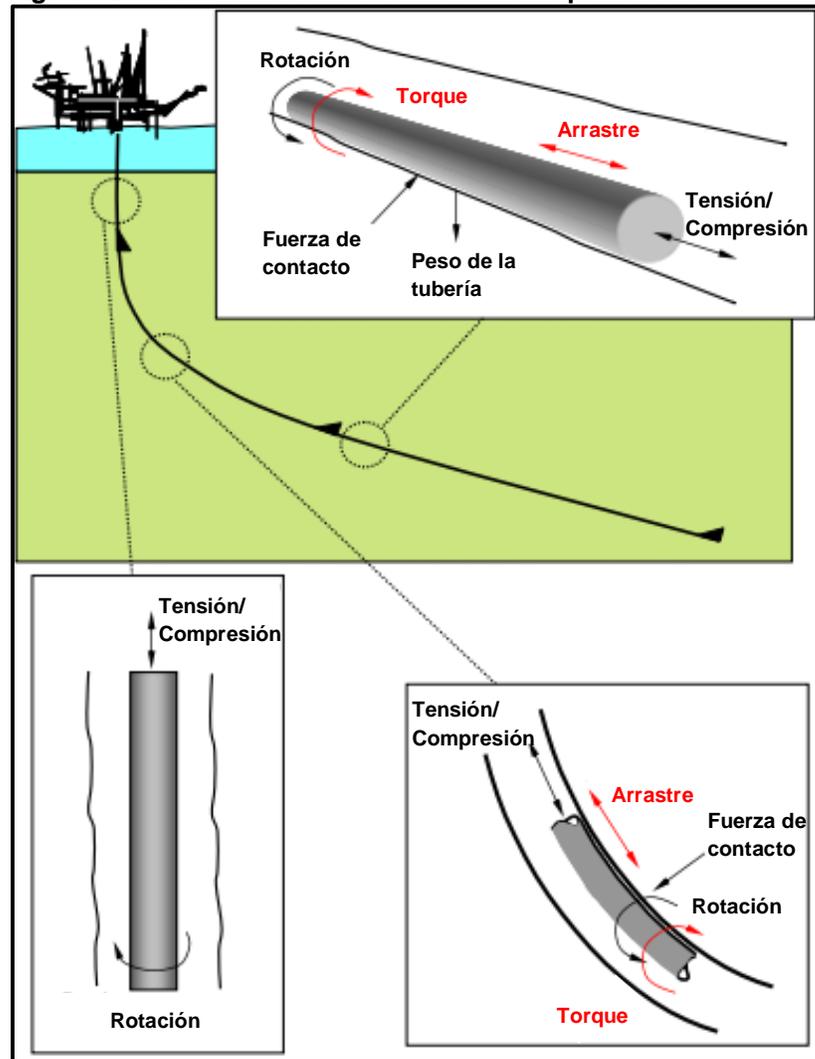
²⁵ MIZCA, Stefan y MITCHELL, Robert. Fundamentals of Drilling Engineering. SPE textbook series: Estados Unidos, 2011. p. 539.

²⁶ MIMS, Mike y KREPP, Tony. Op. cit., p.110.

problemas mecánicos y de perfecta limpieza, cuando se está rotando fuera de fondo (rotando sin poner peso sobre la broca). La magnitud de este componente está dada por:

- **Tensión o compresión de la tubería.** A medida que incrementa la tensión, aumenta la fuerza generada. Como se observa en la **Figura 19**, esta tensión tiende a superar las fuerzas gravitacionales, trasladando la fuerza de contacto a la pared superior del pozo.

Figura 20. Fuerzas mecánicas en la sarta de perforación.



Fuente: MIMS, Mike y KREPP, Tony. Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells. K&M TECHNOLOGY GROUP: Texas, 2003. p.109.

- **DLS:** Al aumentar el grado de desviación por pies perforados, incrementa directamente la fuerza generada por fricción. Este es un problema particular a profundidades cercanas a la superficie, donde la tensión de la tubería también es alta. Este componente presenta una alta incidencia en pozos TTD, teniendo en cuenta que estos requieren de altos grados de desviación ya que son perforados dentro de la formación de interés.
- **Diámetro del pozo y la tubería:** Un anular estrecho entre la sarta y el pozo incrementa la rigidez efectiva de la tubería y por lo tanto las fuerzas de contacto aumentan. Lo anterior nuevamente es una característica común de los pozos Slim Hole.
- **Peso de la sarta.** Un peso de sarta elevado, aumenta consecuentemente las fuerzas de contacto o fricción. Sin embargo, ya que las sartas para pozos TTD tienen un diámetro reducido, un peso excesivo no se considera un problema que aplique para el caso.
- **Factor de fricción:** Entre mayor sea el factor de fricción, el cual está parcialmente relacionado al lodo de perforación empleado (descrito en la **Sección 2.1.3**), incrementa por consiguiente la magnitud de la fuerza.

2.1.1.2 Torque por condiciones mecánicas. Hace referencia a la fuerza generada por interacciones mecánicas adicionales, como la producida entre la sarta y los ripsos de perforación, o aquella que se genera en caso tal de presentarse hinchamiento de arcillas o pegas diferenciales. Como se trató en el capítulo anterior, las pegas diferenciales presentan una alta probabilidad de ocurrencia en pozos TTD.

2.1.1.3 Torque por la broca. Es el resultado de la interacción entre la broca y la formación perforada, lo cual depende del tipo de broca empleada según las características de la formación.

2.1.2 Arrastre. El arrastre es una fuerza mecánica que impide la aceleración de un cuerpo. En perforación, según Mizca y Mitchell²⁷, es definido como la fuerza adicional al peso de la sarta requerida para bajar o levantar la misma, en cuyo cálculo es necesario asegurar que las fuerzas axiales en la parte superior no excedan el límite de tensión. Teóricamente, cuando se levanta la sarta de perforación en un pozo vertical, el taladro solo debe levantar el peso estático de esta y el peso adicional provocado por el efecto de boyanza. Sin embargo, al levantar una sarta de un pozo desviado u horizontal, esta se desliza a lo largo de la pared causando fricción. Dicha fricción aumenta el peso de la sarta y, por lo tanto, incrementa la fuerza de tracción requerida para manipularla.

²⁷ MIZCA, Stefan y MITCHELL. Op. cit., p. 539.

A continuación se presentan las definiciones matemáticas de torque y arrastre expuestas por Aadnoy et al²⁸, teniendo en cuenta que existen diferentes aproximaciones que pueden ser empleadas para su cálculo.

Ecuación 1. Torque para sección recta.

$$T = r\mu\beta\omega\Delta L \text{sen}\theta \text{cos}\Psi$$

Fuente: BERNT, Aadnoy; FAZAEELIZADEH, Mohammad y HARELAND, Geir. A 3D Analytical Model for Wellbore Friction. Calgary: JCPT, 2010. 141515-PA. p.27

Ecuación 2. Torque para sección curva.

$$T = \mu r F_1 |\theta_2 - \theta_1| \text{cos}\Psi$$

Fuente: BERNT, Aadnoy; FAZAEELIZADEH, Mohammad y HARELAND, Geir. A 3D Analytical Model for Wellbore Friction. Calgary: JCPT, 2010. 141515-PA. p.27

Ecuación 3. Arrastre para sección recta.

$$F_2 = F_1 + \beta\omega\Delta L \text{cos}(\alpha) \pm \mu\beta\omega\Delta L \text{sen}\alpha \text{sen}\Psi$$

Fuente: BERNT, Aadnoy; FAZAEELIZADEH, Mohammad y HARELAND, Geir. A 3D Analytical Model for Wellbore Friction. Calgary: JCPT, 2010. 141515-PA. p.27

Ecuación 4. Arrastre para sección curva.

$$F_2 = F_1 + F_1 (e^{\pm\mu|\theta_2-\theta_1|} - 1) \text{sen}\Psi + \beta\omega\Delta L \left(\frac{\text{sen}\alpha_2 - \text{sen}\alpha_1}{\alpha_2 - \alpha_1} \right)$$

Fuente: BERNT, Aadnoy; FAZAEELIZADEH, Mohammad y HARELAND, Geir. A 3D Analytical Model for Wellbore Friction. Calgary: JCPT, 2010. 141515-PA. p.27

Donde,

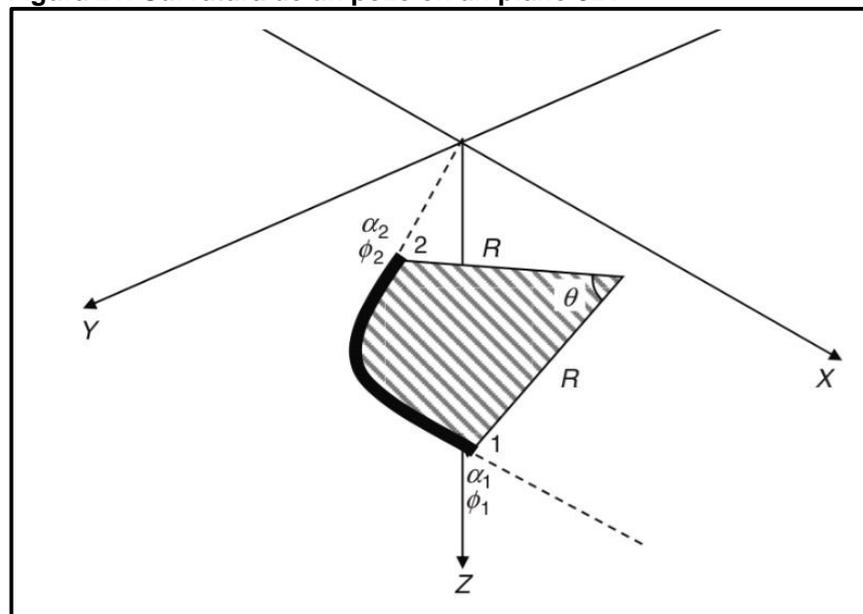
T = Torque (kNm)

F₂ = Arrastre en la sección (kN)

²⁸ BERNT, Aadnoy; FAZAEELIZADEH, Mohammad y HARELAND, Geir. A 3D Analytical Model for Wellbore Friction. Calgary: JCPT, 2010. 141515-PA. 36p.

F_1 = Arrastre en la sección previa (kN)
 β = Factor de boyanza
 ω = Peso por metro (kN/m)
 ΔL = Longitud de la sección (m)
 α = Angulo de la curva ($^\circ$)
 μ = Factor de fricción
 Ψ = Ángulo entre la velocidad axial y tangencial (radianes)
 r = Radio de la tubería (m)
 \pm = + al correr fuera y – al correr dentro del pozo
 θ_1 = Angulo de la curvatura más profundo (radianes). **Figura 21**
 θ_2 = Angulo de la curvatura más somero (radianes). **Figura 21**

Figura 21. Curvatura de un pozo en un plano 3D.



Fuente: BERNT, Aadnoy; FAZAELIZADEH, Mohammad y HARELAND, Geir. A 3D Analytical Model for Wellbore Friction. Calgary: JCPT, 2010. 141515-PA. p.26

2.1.3. Factor de fricción. Según Robello²⁹, el factor de fricción es un valor empleado para aproximar el coeficiente de fricción (**Ecuación 5**), necesario principalmente para la estimación teórica del torque, el arrastre y las fuerzas laterales. El coeficiente de fricción se denomina factor de fricción cuando este incluye en su estimación diferentes consideraciones propias al pozo, entre las que sobresalen las características de los cortes de perforación, el tipo de formación, las propiedades del lodo, la temperatura, la presión, entre otros.

²⁹ ROBELLO, Samuel. Friction Factors: What are they for Torque, Drag, Vibration, Bottom Hole Assembly and Transient Surge/Swab Analyses? New Orleans: IADC/SPE, 2010. 128059-MS. p.1

Por lo tanto, la estimación varía de acuerdo al análisis correspondiente de las condiciones presentes. Por lo tanto, “los programas de simulación emplean un factor de fricción asumido, que es basado en la experiencia en el área, utilizando el sistema propuesto de fluidos de perforación, cualquiera que sea.”³⁰ En la **Tabla 6** se exponen los rangos teóricos del factor de fricción encontrados en la literatura, en la cual se resalta su variación para pozos con y sin revestimiento.

Tabla 6. Rangos de factor de fricción.

TIPO DE FLUIDO	HUECO REVESTIDO	HUECO ABIERTO
Base aceite	0,16 - 0,20	0,17 - 0,25
Base agua	0,25 - 0,35	0,25 - 0,40
Salmuera	0,30 - 0,4	0,30 - 0,40
Base polimérica	0,15 - 0,22	0,20 - 0,30
Base sintética	0,12 - 0,18	0,15 - 0,25
Espumoso	0,30 - 0,4	0,35 - 0,55
Aireado	0,35 - 0,55	0,40 - 0,60

Fuente: ROBELLO, Samuel. Friction Factors: What are they for Torque, Drag, Vibration, Bottom Hole Assembly and Transient Surge/Swab Analyses? New Orleans: IADC/SPE, 2010. 128059-MS. p.8.

Ecuación 5. Coeficiente de fricción.

$$\mu = \frac{F_F}{F_N}$$

Fuente: ROBELLO, Samuel. Friction Factors: What are They for Torque, Drag, Vibration, Bottom Hole Assembly and Transient Surge/Swab Analyses. New Orleans: IADC/SPE, 2010. 128059-MS. p.1

Donde,

μ = Coeficiente de fricción (adm.)

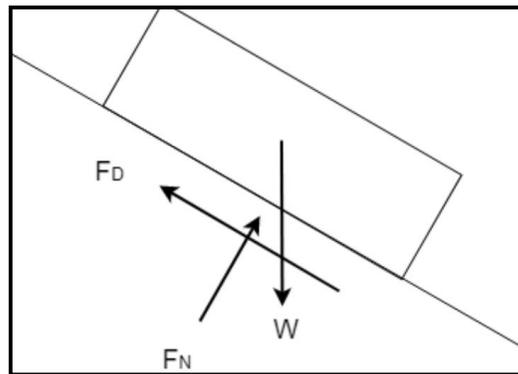
F_F = Fuerza de fricción (Lbf)

F_N = Fuerza normal (Lbf)

³⁰ SCLUMBERGER. Introducción al equipo de perforación. . [Sitio Web]. Houston: Schlumberger. [consulta: 22 enero 2019]. Disponibilidad en: https://issuu.com/biliovirtual/docs/schlumberger-introduccion_al_equipo_de_perforacion/205

Estas magnitudes pueden calcularse matemáticamente mediante diferentes métodos de acuerdo a la teoría adoptada. El módulo de WellPlan del software Landmark, el cual se empleará en el siguiente capítulo, calcula tales valores a partir de los datos suministrados, de acuerdo a las ecuaciones integradas en el mismo, presentadas en la presente sección. Cabe resaltar que los resultados del simulador son obtenidos por medio de un modelamiento infinitesimal, el cual toma en consideración las variaciones de inclinación con la profundidad del pozo, como se expresa en el siguiente diagrama.

Figura 22. Diagrama de fuerzas



Fuente: LANDMARK, WellPlan, 2019.

Donde,

F_N = Fuerza Normal

F_D = Fuerza de Arrastre

W = Peso del segmento

Ecuación 6. Fuerza normal o Side Force

$$F_N = \sqrt{(F_r \Delta\alpha \sin(\Phi))^2 + (F_r \Delta\theta + WL \sin(\Phi))^2}$$

Fuente: LANDMARK, WellPlan, 2019.

Donde,

F_N = Fuerza normal o Side Force

F_r = Fuerza Axial en la parte inferior de la sección calculada utilizando el método de boyanza.

$\Delta\alpha$ = Cambio en el Azimuth sobre la longitud de la sección

Φ = Promedio de inclinación sobre la sección

$\Delta\theta$ = Cambio en la inclinación sobre la longitud de la sección

L = Longitud de la sección

W = Peso Boyado de la sección.

Ecuación 7. Fuerza de Fricción.

$$F_f = \mu * m * g * \cos(\Phi)$$

Fuente: LANDMARK, WellPlan, 2019.

Donde,

F_f = Fuerza de Fricción

μ = Coeficiente de Fricción

m = Masa

g = Gravedad

$\cos(\Phi)$ = Angulo de inclinación

Por lo general, al software se le suministran datos teóricos de coeficientes de fricción, los cuales se determinan mediante procesos iterativos de cálculo, los cuales inician desde la base del peor escenario, el cual se modifica de acuerdo a las lecturas reales. Por ejemplo, si durante la operación los parámetros arrojan datos de peso de la sarta de 198.000 libras, pero cuando se levanta la sarta la lectura es de 210.000 libras, entonces se dice que se requieren factores de fricción más altos a los inicialmente empleados. Para adquirir un valor correcto se inicia entonces un proceso de ensayo y error hasta obtener el factor de fricción real.

Como complemento, se indica uno de los métodos disponibles para la obtención del valor inicial a emplear, conocido como el diagrama de Moody, a partir del cual se obtiene una adecuada estimación inicial, tomando en consideración el Número de Reynolds del flujo estimado, y la rugosidad relativa.

Ecuación 8. Rugosidad relativa

$$Rugosidad\ relativa = \frac{D}{\epsilon}$$

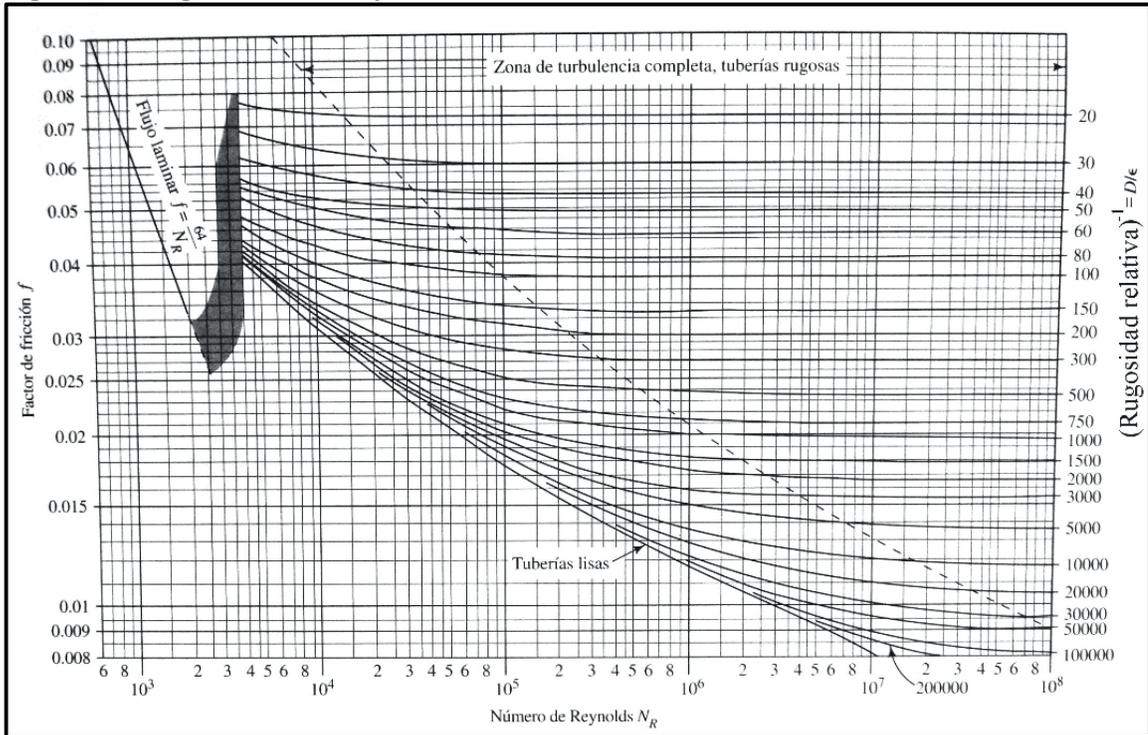
Fuente: RAZAK, Abdul. Drilling Engineerin. Malaysia. Universiti Teknologi Malaysia. Departamento de ingeniería de petróleos. 2016. p.15.

Donde,

D = Diametro interno de la tubería (ft)

ϵ = Constante de rugosidad de la tubería (ft)

Figura 23. Diagrama de Moody.



Fuente: RAZAK, Abdul. Drilling Engineerin. Malaysia. Universiti Teknologi Malaysia. Departamento de ingeniería de petróleos. 2016. p.15.

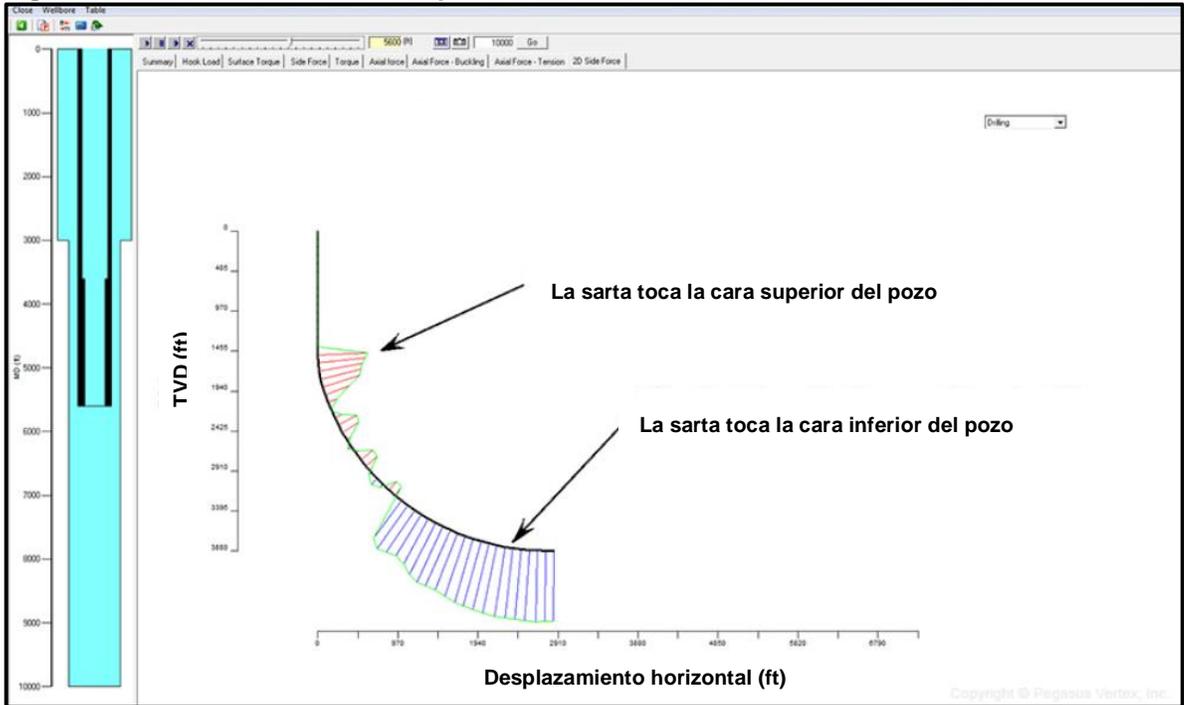
2.1.4 Fuerzas laterales. Sintetizando las definiciones anteriores, las dos causas de mayor incidencia para la generación del torque y el arrastre son las fuerzas laterales (*side force*) y la fricción.

Según Romero³¹, los principales factores constituyentes de la generación de fuerzas laterales son: el peso y la rigidez de la sarta, y la tensión por el DLS. Para el caso de los pozos TTD, la tensión aumentada por el grado de desviación se considera el factor de mayor incidencia en este sentido. Como consecuencia de dichas fuerzas laterales (**Ecuación 6**), la tubería de perforación se presiona contra las paredes del pozo, como se observa en la **Figura 24**. Según Ruiz³², bajo estas fuerzas, el contacto entre la sarta de perforación y las paredes del pozo genera la remoción gradual del acero en las mismas, generando un desgaste (wear) progresivo, como se describe en la **Figura 25**.

³¹ ROMERO, Sixto. Understanding Torque & Drag: Concepts and Analysis. [Sitio Web]. Houston: Drillsoft [consulta: 22 enero 2019]. Disponible en: <https://www.linkedin.com/pulse/understanding-torque-drag-concepts-analysis-sixto-romero/>

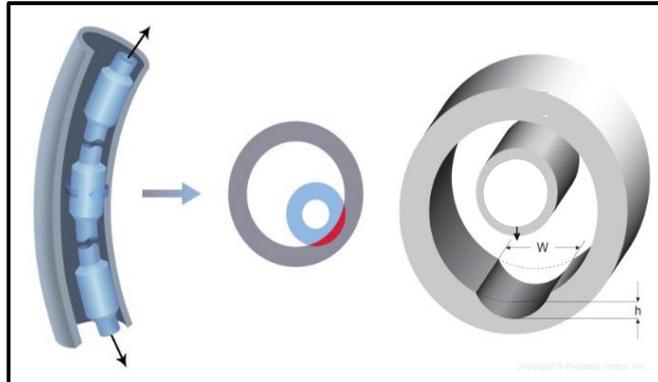
³² RUIZ, Freddie. Prediction technique. [Sitio Web]. Houston: Pegasus Vertex. [consulta: 12 enero 2019]. Disponibilidad en: <http://www.pvisoftware.com/blog/wp-content/uploads/2015/01/Snapshot-of-Side-Force-along-a-Drill-Pipe.jpg>. Modificado por los autores.

Figura 24. Fuerzas laterales en un pozo.



Fuente: RUIZ, Freddie. Prediction technique. [Sitio Web]. Houston: Pegasus Vertex. [consulta: 12 enero 2019]. Disponibilidad en: <http://www.pvisoftware.com/blog/wp-content/uploads/2015/01/-Snapshot-of-Side-Force-along-a-Drill-Pipe.jpg>.

Figura 25. Desgaste por contacto en las paredes de un pozo.



Fuente: RUIZ, Freddie. Prediction technique. [Sitio Web]. Houston: Pegasus Vertex. [consulta: 22 enero 2019]. Disponibilidad en: <http://www.pvisoftware.com/blog/wp-content/uploads/2015/01/Snapshot-of-Side-Force-along-a-Drill-Pipe.jpg>.

2.2 TENSIÓN

La tensión, o estrés, es definida como fuerza por unidad de área. En perforación, según Osman³³, uno de los indicadores más empleados se presenta matemáticamente en términos del límite del tensil (Máximo Over Pull), como se expresa en la **Ecuación 9**, el cual equivale a la carga de tensión máxima aplicada antes de alcanzar el límite elástico o de cedencia (Yield Point) durante el levantamiento de la tubería. La **Ecuación 10** es regularmente empleada para calcular la tensión máxima que se puede aplicar en tubería flexible.

Ecuación 9. Capacidad del Tensil.

$$CT = A * YP$$

Fuente: DOWELL, Newman. Coiled-Tubing Pressure and Tension Limits. Aberdeen: SPE, 1991. p.273.

Ecuación 10. Límite de tensión de la tubería flexible.

$$T \text{ máx} = 80\% A (YP - Po)$$

Fuente: DOWELL, Newman. Coiled-Tubing Pressure and Tension Limits. Aberdeen: SPE, 1991. p.273.

Donde,

A = Área de sección transversal (pulg²)

YS = Limite elástico (psi)

YP = Esfuerzo mínimo de cedencia (psi)

Po = Presión externa de la tubería flexible (psi)

2.2.1 Pandeo de la tubería. Según Mims y Krepp³⁴, el límite de pandeo es definido como la fuerza compresional requerida para afectar la estabilidad elástica de la sarta, el cual representa la carga máxima que debería aplicarse a la misma. Tal fenómeno se puede presentar durante la perforación de todo pozo, caracterizado principalmente en función de:

- Módulo de Young (E), el cual es una medida de la rigidez de la tubería. Al aumentar la rigidez de la sarta, incrementa su resistencia al pandeo. Durante la

³³OSMAN, Abdirisak. Analysis of Slim Hole Drilling Operations. Trabajo de grado. Stavanger. University of Stavanger. Departamento de ingeniería de petróleos. 2015.

³⁴ MIMS, Mike y KREPP, Tony. Op. cit. 123.

perforación de pozos TTD se presenta una mayor probabilidad de ocurrencia de este fenómeno, como consecuencia de su diámetro reducido.

- Peso de la tubería, en teoría, al aumentar el peso de la sarta esta debería presentar menor tendencia al pandeo. Sin embargo, un alto peso resulta igualmente en un incremento del arrastre, lo cual aumenta las fuerzas compresionales y por lo tanto el pandeo.
- Inclinación promedio de la tubería, entre mayor sea la inclinación aumenta la resistencia al pandeo. Lo anterior debido a que en secciones desviadas hay un componente de fuerza vertical y un componente de fuerza horizontal que contrarrestan las fuerzas compresionales. Sin embargo, al igual que en el punto anterior, a medida que incrementa la inclinación, aumenta por consiguiente el arrastre y las probabilidades de pandeo.
- Anular entre el pozo y la tubería, mayores diámetros de anular resultan en una menor tolerancia al pandeo, puesto que la tubería se encuentra menos restringida dentro del pozo.

Cuando se presenta pandeo de la tubería, el punto donde la tubería aún se encuentra recta se denomina punto neutro (**Figura 26**). Continuo a este punto, el pandeo puede ser del tipo sinusoidal (pandeo leve o inicial) o de tipo helicoidal (pandeo agudo o posterior). En un escenario pesimista, el pandeo helicoidal provoca el bloqueo de la tubería (*Lock-up*). A continuación se presentan los modelos matemáticos que describen tales fenómenos, recalcando que existen en la literatura diferentes versiones de los mismos.

Ecuación 11. Pandeo de la tubería en una sección vertical.

$$F = A * \sqrt[3]{EIW_e^2}$$

Fuente: WU, Jiang y JUVKAM, Hans. Coiled Tubing Buckling Implication in Drilling and Completing Horizontal Wells. Texas: SPE, 1995. p.16.

Ecuación 12. Pandeo de la tubería en una sección inclinada.

$$F = B * \sqrt{\frac{EIW_e \text{sen}\theta}{r}}$$

Fuente: WU, Jiang y JUVKAM, Hans. Coiled Tubing Buckling Implication in Drilling and Completing Horizontal Wells. Texas: SPE, 1995. p.16.

Ecuación 13. Pandeo de la tubería en una sección horizontal.

$$F = C * \sqrt{\frac{EIW_e \text{sen}\theta}{r}}$$

Fuente: WU, Jiang y JUVKAM, Hans. Coiled Tubing Buckling Implication in Drilling and Completing Horizontal Wells. Texas: SPE, 1995. p.16.

Donde,

F = Carga de pandeo. F_{cr} = pandeo sinusoidal, F_{hel} = pandeo helicoidal (lbs)

E = Módulo de Young (Para el acero es de 3×10^7)

L = Momento de inercia del segmento (pulg⁴)

We = Peso de la tubería en el lodo (lb/pulg)

r = Espacio entre el diámetro del hueco y el OD de la tubería (pulg)

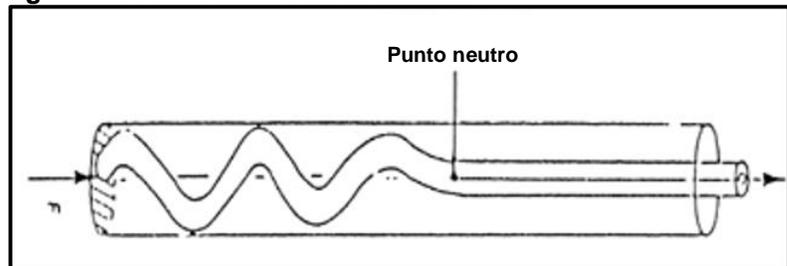
θ = Inclinación del pozo (°)

A = 2,55 para F_{cr} y 5,55 para F_{hel}

B = 2 para F_{cr} y $2(2\sqrt{2}-1)$ para F_{hel}

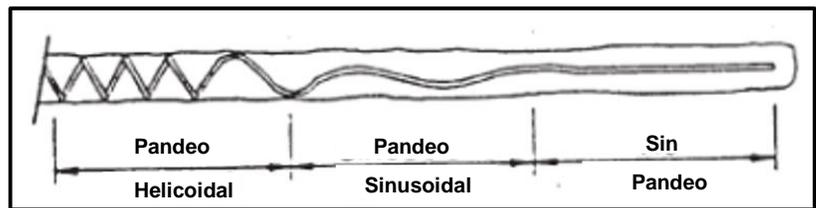
C = 2 para F_{cr} y $2(2\sqrt{2}-1)$ para F_{hel}

Figura 26. Punto neutro de la tubería.



Fuente: Fuente: WU, Jiang y JUVKAM, Hans. Coiled Tubing Buckling Implication in Drilling and Completing Horizontal Wells. Texas: SPE, 1995. p.18.

Figura 27. Pandeo sinusoidal y helicoidal de la tubería.



Fuente: WU, Jiang y JUVKAM, Hans. Coiled Tubing Buckling Implication in Drilling and Completing Horizontal Wells. Texas: SPE, 1995. p.17.

2.3 HIDRÁULICA

El término hidráulica hace referencia al estudio científico del agua y otros fluidos, en particular de su comportamiento bajo la influencia de fuerzas mecánicas y sus usos relacionados a la ingeniería. Durante la construcción de un pozo, esta se encuentra determinada principalmente por el comportamiento del fluido de perforación.

2.3.1 Fluido de perforación. El lodo o fluido de perforación es un líquido o gas que circula a través de la sarta de perforación y regresa a la superficie por el espacio anular. El diseño del lodo o fluido de perforación es uno de los factores de mayor repercusión en la operación, ya que del correcto desempeño de sus funciones dependerá en gran medida el éxito técnico de la construcción. De acuerdo al manual de fluidos de perforación API³⁵, dichas funciones son doce específicamente:

- Retirar los recortes del pozo
- Controlar las presiones de la formación
- Suspender y descargar los recortes
- Obturar las formaciones permeables
- Mantener la estabilidad del agujero
- Minimizar los daños al yacimiento
- Enfriar, lubricar y apoyar la broca y el conjunto de perforación
- Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y la broca
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación
- Controlar la corrosión
- Facilitar la cementación y el completamiento
- Minimizar el impacto al ambiente

2.3.2 Pérdidas de presión en el sistema. Según Gabolde et al³⁶, la presión de bombeo requerida para circular el fluido de perforación a una tasa de flujo dada, está determinada por las pérdidas de presión en el pozo. Lo anterior puesto que la presión se disipa a través del sistema y eventualmente llega a cero cuando regresa a superficie, por lo cual la pérdida de presión total es igual a la presión inicial de bombeo, como se expresa en la **Ecuación 14**.

Ecuación 14. Presión de bombeo.

$$\Delta P_{bomba} = \Delta P_{sarta} + \Delta P_{broca} + \Delta P_{anular} + \Delta P_{superficie}$$

Fuente: OSMAN, Abdirisak. Analysis of Slim Hole Drilling Operations, 2015.

Donde,

³⁵ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual de fluidos de perforación. Texas: API, 2014. p.

³⁶ GABOLDE et al. Drilling Data Handbook, 2006

Ecuación 15. Pérdida de presión en la sarta.

$$\Delta P_{sarta} = \frac{\Delta s d^{0,8} Q^{1,8} \mu^{0,2}}{901,63 D^{4,8}}$$

Fuente: GABOLDE et al. Drilling Data Handbook, 2006. Paris: IFP. p. 163.

Ecuación 16. Pérdida de presión en el anular.

$$\Delta P_{anular} = \frac{\Delta s d^{0,8} Q^{1,8} \mu^{0,2}}{901,63 D^{4,8}}$$

Fuente: GABOLDE et al. Drilling Data Handbook, 2006. Paris: IFP. p. 163.

Ecuación 17. Pérdida de presión en la broca.

$$\Delta P_{broca} = \frac{dQ^2}{2959,41 C^2 A^2}$$

Fuente: GABOLDE et al. Drilling Data Handbook, 2006. Paris: IFP. p. 164.

Donde,

Δp = Pérdida de presión (kPa)

d = Gravedad específica (kg/l)

Δs = Longitud de la sección (m)

Q = Tasa de flujo (lpm)

μ_p = Viscosidad plástica

D_o = Diámetro del hueco abierto (in)

D_i = Diámetro externo de la sarta (in)

A = Área total de las boquillas (in²)

C = Coeficiente del orificio (0,95)

Para un pozo TTRD, $\Delta P_{superficie}$ hace referencia a las pérdidas de presión por fricción a través de todo el equipo de perforación convencional, como la Kelly, el Swivel y demás componentes, mientras que para un pozo CTD equivale a las pérdidas de presión por fricción a través de los componentes de la unidad de Coiled Tubing, como el carrete de la tubería flexible.

En pozos TTD en general, debido a los estrechos anulares propios de los pozos Slim Hole, la caída de presión en el anular representa la variable de mayor incidencia. Según Enilari³⁷, mientras que en un pozo convencional alrededor del 90% de las pérdidas de presión por fricción ocurren en la sarta y la broca, en un

³⁷ ENILARI, M et al. Development and Evaluation of Various Drilling Fluids for Slim-Hole Wells. Oklahoma: CIPC, 2006. p.2

pozo Slim Hole hasta un 60% de las pérdidas ocurren en el anular. Durante la perforación de un pozo, dicho valor de pérdidas de presión por fricción en el anular se maneja en términos de densidad de circulación equivalente (ECD).

2.3.3 Densidad de circulación equivalente ECD. Según Dowel³⁸, es definida como la densidad efectiva ejercida por el fluido durante la perforación, la cual toma en consideración la caída de presión en el anular sobre el punto evaluado. Matemáticamente se expresa mediante la **Ecuación 18**.

Ecuación 18. Densidad de circulación equivalente.

$$ECD = \rho_{MW} + \frac{\Delta P_{anular}}{g * TVD}$$

Fuente: OSMAN, Abdirisak. Analysis of Slim Hole Drilling Operations, 2015.

Donde,

ρ_{MW} = Densidad del lodo (lb/ft³)

ΔP_{anular} = Pérdida total de presión en el anular (psi)

g = Aceleración de la gravedad (ft/s²)

TVD = Profundidad vertical hasta el punto de cálculo (ft).

Según Miss y Krepp³⁹, los efectos de una alta ECD incluyen:

- Aumento del riesgo de presentar pérdidas de circulación, especialmente en pozos de diámetro reducido. De no ser controlada adecuadamente, se provocan altos daños de formación.
- Inestabilidad del pozo como repercusión al constante cambio de presiones al encender y apagar las bombas, lo cual depende de la litología y la frecuencia de tales fluctuaciones.
- Afectación a la limpieza del pozo, debido a las pérdidas del fluido de perforación generadas. En un esfuerzo para reducir las pérdidas se tiende a reducir la tasa de bombeo, lo cual disminuirá la eficiencia de limpieza de pozo, generando la acumulación de recortes.

En pozos Slim Hole, la ECD es por lo general significativamente superior al encontrado en pozos convencionales, causado por las altas pérdidas de presión en el anular. La magnitud de dichas pérdidas, además de depender del diámetro en el

³⁸ DOWELL, Newman. Coiled-Tubing Pressure and Tension Limits. Aberdeen: SPE, 1991. p.270.

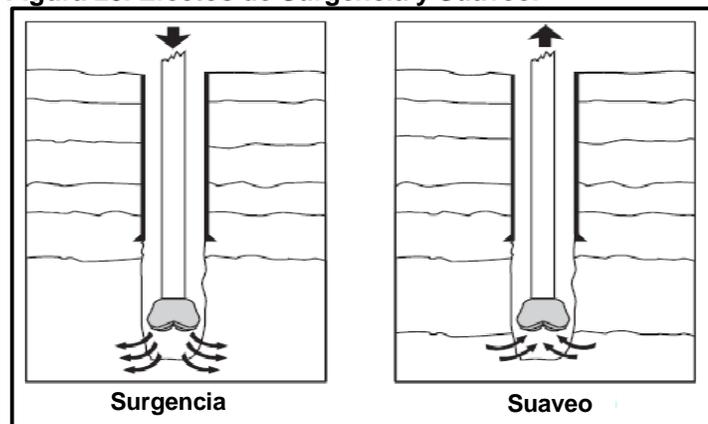
³⁹ MIMS, Mike y KREPP, Tony. Op. cit., p.160.

anular, se ve afectada por la profundidad del pozo, la tasa de flujo, las propiedades del fluido de perforación, la rotación de la tubería y los efectos de Surgencia y Suaveo.

2.3.4 Surgencia y Suaveo. Según Hawker⁴⁰, las presiones de Surgencia ocurren por el bajado de la tubería (RIH), proceso durante el cual se presenta un movimiento ascendente del fluido de perforación a medida que la sarta lo desplaza, generando como resultado una presión por fricción. La magnitud del incremento de la presión depende de diferentes factores, que incluyen la longitud de la tubería, el espacio anular y la velocidad de la corrida. La principal consecuencia de este efecto es la posibilidad de exceder la presión de fractura, generando pérdidas de circulación en el área. Lo anterior, además de generar daño a la formación, conduce a una caída de nivel en el anular, reduciendo la presión hidrostática en todo el pozo. Por lo tanto, debido a esta caída de presión, una formación permeable en otro punto del pozo puede provocar influjos, lo cual puede desembocar en un reventón.

En anulares convencionales, este efecto no suele considerarse crítico, puesto que no se manejan límites tan estrictos. Sin embargo en pozos de diámetro reducido como los TTD, dicho aumento, junto a la ya elevada ECD, aumenta notoriamente la probabilidad de fracturar la formación.

Figura 28. Efectos de Surgencia y Suaveo.



Fuente: HAWKER, Dave. Hidráulica del fluido de perforación. Alberta: Datalog, 2002.p.47.

Por el contrario, el efecto de Suaveo equivale a una disminución de la presión, producida por el movimiento del fluido de perforación al sacar la tubería (POOH). Este movimiento del fluido se genera durante el levantamiento de la sarta debido al espacio vacío generado inmediatamente debajo de la broca, y debido a la capacidad del lodo de adherirse a la tubería. Las consecuencias de este efecto dependen de la formación. En formaciones impermeables tipo Shale, esta reducción de la presión

⁴⁰ HAWKER, Dave. Hidráulica del fluido de perforación. Alberta: Datalog, 2002.p.47

genera cavernas en el hueco, produciendo derrumbes que pueden desembocar en el empaquetamiento de la tubería. En formaciones permeables, esta reducción es más crítica, puesto que provoca invasión de fluidos, que pueden originar patadas de pozo. “Más del 25% de los reventones son consecuencia de la disminución de la presión hidrostática ocasionada por el Suaveo”.⁴¹

Aun cuando contribuye a la disminución del ECD, este es un efecto no deseado, puesto que provoca la generación de fluctuaciones de presión, las cuales afectan la estabilidad del pozo e incrementan el desgaste de las paredes.

2.3.5 Limpieza del pozo. Según Mims y Krepp⁴², la limpieza del pozo es un término que describe el transporte de los cortes generados por la broca hacia la superficie, cuya eficiencia depende de una serie de condiciones, entre las que se encuentran:

- Geometría y perfil del pozo (Inclinación y Dogleg)
- Características de flujo (Régimen de flujo y velocidad anular)
- Características de los cortes (Gravedad específica, tamaño y forma de las partículas y su compatibilidad con el lodo)
- Parámetros de perforación (Tipo de broca, rotación de la tubería, ROP y presión diferencial)
- Propiedades del lodo (Peso, viscosidad y esfuerzo gel)
- Características de la formación (Consolidación)

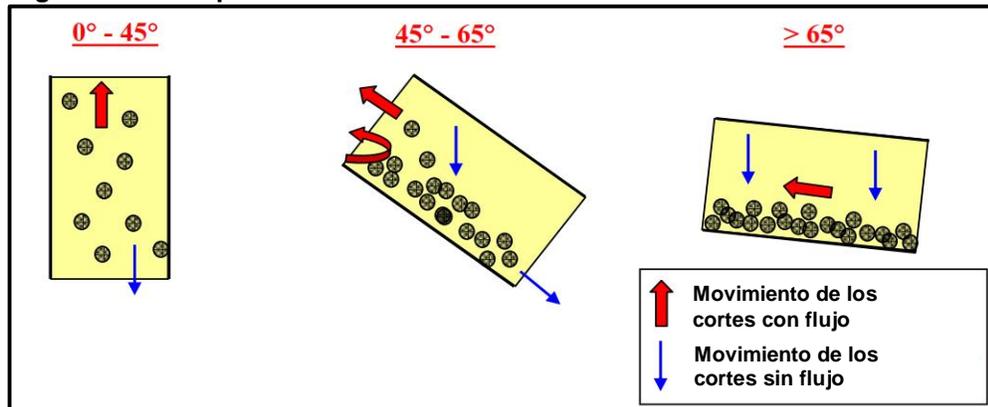
Las condiciones para la limpieza de un pozo pueden ser divididas de acuerdo al ángulo de inclinación, como se representa en la **Figura 29**. En un pozo vertical (hasta 40° de inclinación), los cortes son conducidos a superficie en dirección al flujo, donde la distancia hasta el fondo se mide en miles de pies. En estos la limpieza no suele considerarse una dificultad, pues esta es provista por la viscosidad y la tasa de flujo del fluido. En pozos con inclinaciones en un rango de 45°-65°, se forman fácilmente camas de recortes, puesto que la distancia al fondo se reduce a una medición en pulgadas. En estos al apagar las bombas las camas se deslizan hacia el fondo del pozo. Finalmente, en pozos con inclinaciones en un rango de 65°-90°, los recortes forman camas largas y continuas, cuya remoción requiere obligatoriamente de agitación mecánica.

Cabe resaltar adicionalmente que todo pozo inclinado cuenta con una sección inicial vertical, razón por la cual las estrategias de limpieza deben considerar las condiciones propias a cada sección.

⁴¹ Ibíd. p.48.

⁴² MIMS, Mike y KREPP, Tony. Op.cit. p.73.

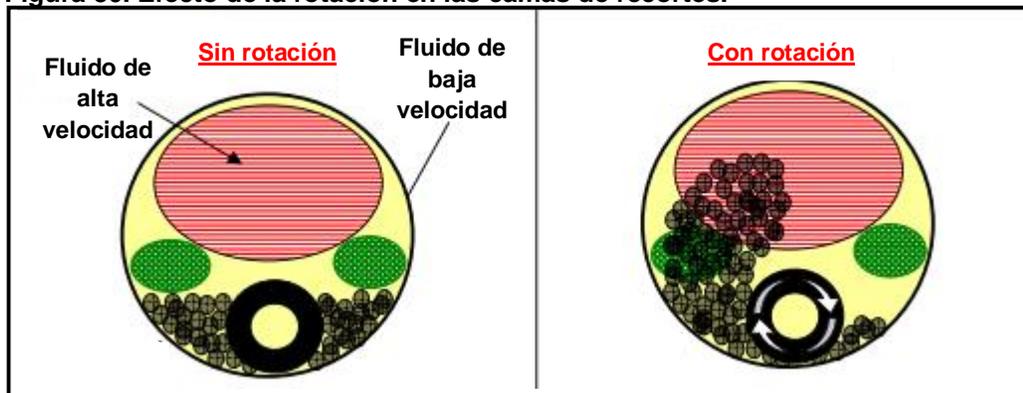
Figura 29. Transporte de recortes a diferentes inclinaciones.



Fuente: MIMS, Mike y KREPP, Tony. Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells. K&M TECHNOLOGY GROUP: Texas, 2003. p.73.

Entre los requerimientos para una buena limpieza de pozo en inclinaciones severas, se tiene la capacidad de rotación. Como se muestra en la **Figura 30**, sin rotación el área de flujo activo se ubica en el tope del pozo sobre la sarta y las camas de recortes, lo cual impide su acarreo hacia superficie. En el caso contrario, los recortes fluyen hacia esta región, habilitando de esta manera una correcta limpieza.

Figura 30. Efecto de la rotación en las camas de recortes.



Fuente: MIMS, Mike y KREPP, Tony. Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells. K&M TECHNOLOGY GROUP: Texas, 2003. p.80.

De acuerdo a Skalle⁴³, una concentración de cortes de más del 4% ya implica una limpieza del pozo insuficiente. Existen una serie de correlaciones matemáticas empleadas para estimar la concentración de cortes a una determinada tasa de flujo, siendo la presentada a continuación una versión abreviada para una adecuada estimación.

⁴³ OSMAN, Abdirisak. Op cit. p.10

Ecuación 19. Concentración de cortes.

$$C \text{ cortes} = \frac{q \text{ cortes}}{q \text{ tasa de flujo}} = \frac{\frac{\pi}{4} * d^2 * ROP}{q \text{ tasa de flujo}}$$

Fuente: OSMAN, Abdirisak. Analysis of Slim Hole Drilling Operations, 2015.

Donde,

ROP = Tasa de penetración (ft/hr)

q = Tasa de flujo (lpm)

d = diámetro de la broca (in)

3. DISEÑO DE UNA OPERACIÓN THROUGH TUBING DRILLING

A continuación se propone una metodología general para la planeación de pozos TTD, en la cual se describen las bases de diseño esenciales, y se especifican las variables cuya simulación permite estudiar la mecánica de la construcción. Adicionalmente, en este capítulo se estudia la viabilidad técnica de llevar a cabo una operación TTD en el pozo de estudio "A" (examinando tanto la variante TTRD como la CTD), mediante la corrida de las simulaciones necesarias para tal fin. Este pozo fue seleccionado en primera instancia debido al potencial del mismo pronosticado por la empresa soporte, de acuerdo a la estimación de las reservas remanentes en su cercanía.

El programa planteado nace a partir de la experiencia brindada por la empresa Equión Energía Limited, el diseño expuesto por Nas y Laird⁴⁴, la metodología descrita por Mahmoud et al.⁴⁵, el planteamiento de Osman⁴⁶, el diseño de Reynolds y Watson⁴⁷, y el análisis en casos de estudio internacionales llevados a cabo por las autoras. Al final del capítulo se encuentra la propuesta resumida en un diagrama de flujo.

3.1 PRIMERA FASE: SELECCIÓN DEL POZO CANDIDATO

Al implementar la tecnología por primera vez en un campo determinado, se debe iniciar a partir de un proyecto piloto, conformando un equipo de trabajo multidisciplinario con miembros de cada una de las áreas de la compañía. Lo anterior para concertar si la construcción de este tipo de pozos representa una alternativa viable para el campo desde un punto de vista técnico y, de ser así, establecer él o los pozos a intervenir durante el piloto. Para llevar a cabo dicha selección de pozos candidatos, es necesario realizar un análisis integral de las características de yacimiento, perforación, completamiento y producción de los pozos disponibles a ser evaluados, para posteriormente categorizarlos y de esta manera comenzar con el planteamiento de la operación, iniciando con el pozo que represente el menor grado de riesgo para la compañía operadora.

A continuación se puntualiza la información cuya adquisición permite incrementar las probabilidades de éxito de la operación, recalando que, según autores como Nas y Laird⁴⁸, la mayoría de proyectos reportados como no exitosos han sido

⁴⁴ NAS, S, y LAIRD, A. Designing Underbalanced Thru Tubing Drilling Operations. Amsterdam: Society of Petroleum Engineers, 2001. p. 9

⁴⁵ MAHMOUD, Aba, et al. Slim Hole sidetrack from abandon well. Case Study a well in Hamra Field, Block 2B. Trabajo de Grado. Sudán. Sudan University of Science and Technology. Departamento de ingeniería de petróleo. 2016. 80p.

⁴⁶ OSMAN, Abdirisak. Op. cit.

⁴⁷ REYNOLDS, Harris y WATSON, Gregor. Op. cit., p. 2.

⁴⁸ NAS, S, y LAIRD, A. Op. cit. p. 2.

producto de una pobre planeación de la operación, al no contar con la información suficiente.

3.1.1 Estudio de geología y yacimiento. Los criterios mínimos geológicos y de características de yacimiento deben incluir:

- Forma y tamaño del reservorio/target
- Estimación de la porosidad
- Estimación de la permeabilidad
- Estimación de saturaciones
- Presión del reservorio
- Mapa de la litología
- Mapa de esfuerzos (Geomecánica)
- Relación Gas-Aceite (GOR)
- Contactos Agua-Aceite (OWC), Gas-Aceite (OGC)
- Gradiente de temperatura

Una de las principales ventajas de las operaciones TTD es su aplicabilidad para aumentar el factor de recobro en campos maduros. Por lo anterior, los criterios mínimos geológicos y de yacimiento serán por lo general ampliamente conocidos. La selección de pozos candidatos se verá entonces beneficiada, pues existe una mayor probabilidad de seleccionar aquellos pozos en los que se tenga certeza de la existencia de acumulaciones marginales, cuyo drenaje permitiría alcanzar el objetivo de aumentar o activar la producción.

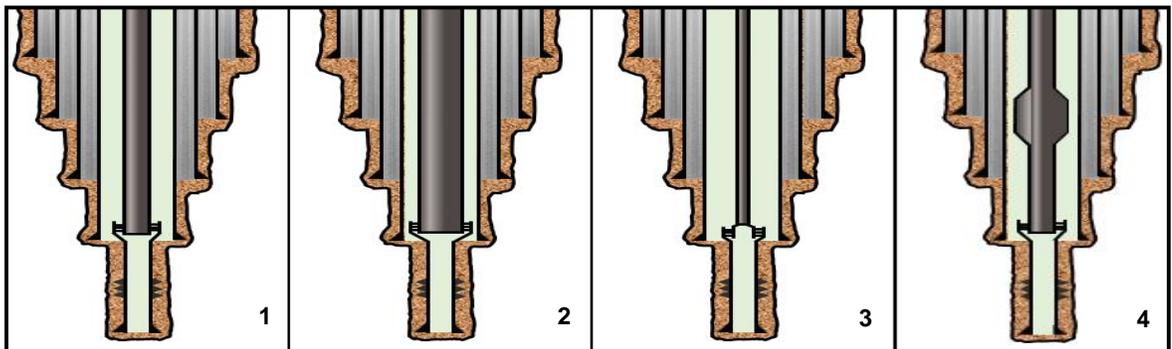
El proyecto requiere de tal información en primera instancia, ya que una correcta estimación de los volúmenes que se esperan extraer permite evaluar la rentabilidad del proyecto, al establecer un costo máximo de la operación que habilita generar un margen de ganancias. En otras palabras, el costo máximo del Side Track debe ser menor a los ingresos totales obtenidos al aumentar las reservas recuperables gracias a la operación TTD.

3.1.2 Estudio de perforación y completamiento. Se debe tener en cuenta que el procedimiento busca mantener el completamiento actual para ejecutar la operación a través del mismo. En este sentido, el principal criterio establecido para la selección del candidato es el estado mecánico del pozo, donde se debe examinar la presencia de componentes que obstruyan, dificulten o impidan la implementación de la tecnología. Por lo tanto, dentro de la selección priman aquellos pozos que no requieran modificaciones especiales de diseño, o la completa extracción de la tubería de completamiento. Lo anterior teniendo en cuenta que se requiere de un Drift (diámetro interno efectivo) mínimo de 2 ¾", o de lo contrario se debe retirar dicho completamiento.

La información mínima necesaria incluye:

- Tipo de completamiento
- Equipos de completamiento en el pozo
- KOP (Kick Off Point)
- CITHP (Closed in Tubing Head Pressure)
- Gradiente de fractura
- Gradiente de colapso
- Data de cañoneos
- Registros de integridad / corrosión
- Registros de cementación como CBL (Cement Bond Log), VDL (Variable Density Log) y USIT (Ultrasonic Imager Tool)
- Registros para control de la profundidad, como GR (Gamma Ray) y CCL (Casing Collar Locator)
- Registros Caliper como los MFC (Multi-finger Caliper)
- Historia de intervenciones al pozo
- Método de levantamiento artificial
- Relación de diámetros entre el completamiento y el Liner o revestimiento de producción (**Figura 31**)
- Drift mínimo del pozo.

Figura 31. Relación de diámetros completamiento/Liner.



Fuente: elaboración propia.

Examinar la relación entre los diámetros presentes, como se plantea en la **Figura 31**, permite identificar el punto del pozo en el que se encuentra el mínimo diámetro efectivo, a través del cual se debe asegurar el paso del ensamblaje de perforación. En el escenario 1, tanto el completamiento como el Liner cuentan con el mismo diámetro, lo cual facilita la inspección. En el escenario 2 se debe tener en cuenta el Drift del Liner, mientras que por el contrario en el escenario 3 se debe examinar el Drift del Tubing. Por último, el escenario 4 representa los casos donde el completamiento cuenta con accesorios especiales, los cuales generan restricciones internas adicionales que requieren de una adecuada inspección.

Finalmente, entre los criterios listados, sobresale el tipo de levantamiento empleado en el pozo. Debido a las restricciones internas propias de cada uno, en los casos donde se cuente con Bombeo Eléctrico Sumergible, Bombeo por Cavidades Progresivas o Bombeo Hidráulico tipo Pistón, se requiere de la extracción previa del Tubing, lo cual aumenta los costos significativamente. Por el contrario, en los casos donde se maneje flujo natural, Bombeo Mecánico, Gas Lift y Bombeo Hidráulico tipo Jet, se puede mantener fácilmente el Tubing en el lugar.

3.1.3 Estudio de producción. Finamente, como parte de los criterios de selección del pozo candidato se debe considerar la producción actual y la producción estimada. En cuanto a la producción actual, idealmente se debería intervenir un pozo abandonado o suspendido que se estime con reservas remanentes, para que una vez puesta en marcha la producción se generen márgenes de ganancia a partir del recurso no aprovechado. De lo contrario, se seleccionan pozos en los que se quiera incrementar la producción actual. Respecto a la producción estimada, su cálculo permitirá determinar el diámetro teórico que se debe emplear para el ST. Sin embargo, comúnmente se desea perforar el mayor diámetro posible, por lo cual el diámetro real variará del teórico de acuerdo a las limitaciones impuestas por el completamiento del pozo original.

Por lo tanto, se debe contar básicamente con:

- Historial de producción.
- Índice de producción actual y/o esperado.
- Daño de formación actual y/o esperado.

3.2 SEGUNDA FASE: SELECCIÓN DEL MÉTODO DE PERFORACIÓN

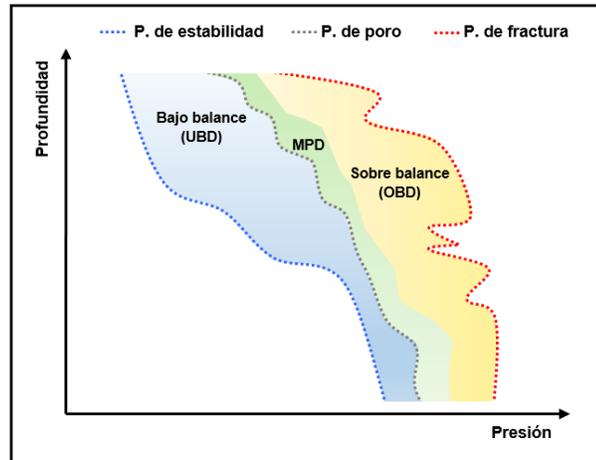
Existen una serie de consideraciones que se deben estudiar para seleccionar entre TTRD y CTD. En el siguiente capítulo del documento se evalúan tales consideraciones, mediante la construcción de una matriz de selección entre ambas tecnologías.

3.3 TERCERA FASE: DECISIÓN ENTRE OBD, UBD Y MPD

La decisión de perforar ya sea bajo condiciones tradicionales de operación (sobre balance "OBD"), o mediante un manejo de presiones no convencional, como lo es la perforación bajo balance (UBD) y la perforación de presión controlada (MPD), es considerada una decisión relativamente más compleja. A pesar de las ventajas que traen consigo tales alternativas no convencionales, son pocas las compañías operadoras en el país que se inclinan hacia las mismas.

Como se expone en la región azul de la **Figura 32**, durante una operación Underbalanced (UBD) la presión hidrostática del pozo se mantiene por debajo de la presión de poro de la formación, lo cual permite un influjo continuo hacia el pozo.

Figura 32. Ventana de presiones de perforación.



Fuente: elaboración propia.

En caso de perforar bajo dichas condiciones de presión, se obtendrán notables beneficios como la minimización del daño inducido a la formación, el aumento del control de pozo, el incremento de la tasa de penetración (ROP) en formaciones altamente consolidadas, la eliminación de las condiciones que permiten la generación de pegas diferenciales, la prolongación de la vida útil de la broca, la eliminación de la posibilidad de presentar pérdidas de circulación, y la facultad para obtener producción durante la perforación. Entre estos beneficios sobresale la importancia que tiene el minimizar el daño de formación, y la utilidad que representaría el mantener la producción en pozos productores activos, ya que elimina la necesidad de matar dichos pozos, lo cual implicaría un alto nivel de riesgo. Sin embargo, el ejecutar la operación bajo tales condiciones requiere de la ampliación de las consideraciones de diseño para el procedimiento, debido a la necesidad de contar principalmente con: facilidades de producción presurizadas para la separación de los fluidos, cabezas mecánicas de control en el pozo y líneas de alta presión. Tales requerimientos aumentan por consiguiente los costos y las medidas necesarias de seguridad.

En relación a la perforación de presión controlada (MPD), su empleo es altamente útil para reducir tiempos no productivos, en especial en aquellos escenarios donde se tiene una ventana de perforación estrecha (presiones de poro y de fractura cercanas), como se expone en la región verde de la **Figura 32**. Dichas condiciones de operación implican un control de presión más preciso, produciendo beneficios adicionales como la reducción en la probabilidad de presentar patadas de pozo, pérdidas de circulación y pegas diferenciales. Este es considerado un método

adaptativo, pues de acuerdo a la respuesta generada por el pozo, se modifican continuamente los parámetros de operación. Existen diferentes variaciones de la técnica, siendo la más empleada aquella donde se busca mantener la presión de fondo constante, mediante la generación de una contrapresión en el anular del pozo. De igual manera a la perforación bajo balance, las operaciones MPD demandan la ampliación de las consideraciones de diseño para el procedimiento, provocando el aumento de los gastos y de las medidas de seguridad, pues además de la cabeza mecánica de control en el pozo para el adecuado aislamiento de la presión, estas requieren de una serie de Chokes para el manejo de la presión, bombas de contrapresión, y equipos de control y adquisición de data.

Se debe entonces evaluar adecuadamente si los beneficios obtenidos al operar bajo las condiciones previamente descritas justifican los trabajos e inversiones adicionales, o si por el contrario una operación convencional resulta más práctica y rentable.

Finalmente, se recomienda tomar esta decisión paralelamente con la elección de la tecnología de perforación. Aun cuando este tipo de operaciones pueden ejecutarse mediante ambas alternativas, una de las distintas ventajas de la tecnología CTD es la facilidad con la que permite llevar a cabo operaciones bajo balance y de presión controlada, gracias a su sistema de circulación cerrado.

3.4 CUARTA FASE: DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DEL POZO

Una vez seleccionado el pozo candidato y la metodología preferente para perforar el mismo, se diseña el perfil del pozo y se traza su trayectoria. Esta es una etapa decisiva, pues a partir de su adecuada planeación se desarrollan exitosamente las fases posteriores.

Los aspectos técnicos a evaluar a partir de los cuales se traza la trayectoria incluyen dos criterios fundamentales: la planeación de la instalación del Whipstock y la construcción de la ventana.

3.4.1 Planeación de la instalación del Whipstock. En términos generales, el punto de instalación del Whipstock (herramienta descrita en la **Sección 1.4.1.1**) depende de las características del pozo original, entre las que sobresalen la calidad de la cementación, la litología, la densidad de cañoneo y la ubicación de las conexiones. Los criterios de diseño básicos para la instalación del Whipstock son:

- El asentamiento del Whipstock debe hacerse al menos a dos pies de distancia por encima y por debajo del Casing Collar y de centralizadores. Para esto se debe recurrir a los registros de hueco revestidos y al Tally, revisando el tipo y ubicación de los centralizadores empleados.

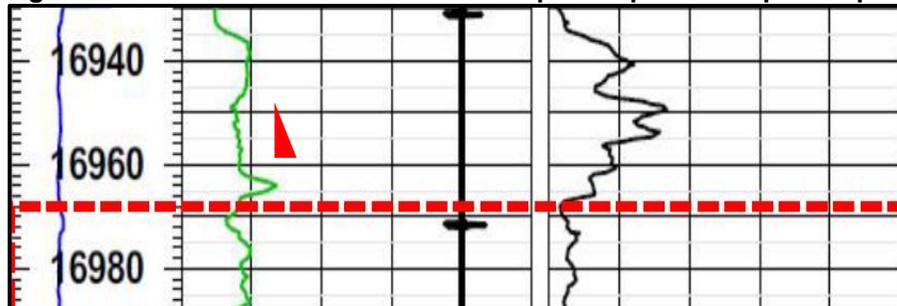
- De ser posible, se debe evitar ubicar el Whipstock en tramos cañoneados, pues se pueden generar dificultades en su instalación, ya que la densidad de la cementación en dichas zonas ya no se encuentra en estado óptimo. Si resulta inevitable ubicar el anclaje del Whipstock en un intervalo cañoneado, se debe verificar la densidad de cañoneo en la zona. Seis disparos por pie sin recañoneos se considera un límite aceptable para el tramo de ubicación.
- Teniendo en cuenta que se requiere de una buena calidad de cemento en la salida para el ST, se deben estudiar los registros USIT y / o CBL. Han habido casos de operaciones exitosas a través de una cementación pobre, pero los niveles de riesgo aumentan críticamente bajo dicho escenario. Lo anterior sucede porque la broca, al no encontrar cemento detrás del revestimiento, tiende a seguir el camino de menor resistencia y por lo tanto no se dirige hacia la formación. Adicionalmente, se recomienda contar con un registro Caliper de hueco abierto, ya que la presencia de zonas lavadas provoca los mismos inconvenientes generados por una pobre cementación.
- En un escenario ideal, el tipo de formación a la salida es una arena limpia, pero la mayoría de casos han sido en zonas intercaladas. El criterio principal en este sentido es procurar construir en una formación bien consolidada, con el fin de evitar problemas de estabilidad del pozo, en especial si se planifica no colgar el Liner al pozo original.
- Se requiere un anular mínimo de 1/8" entre el OD del ensamblaje del Whipstock y cualquier restricción presente. (Drift de la tubería)
- Se recomienda el diseño de planes de ubicación de contingencia por encima del plan original, para el caso de requerir el abandono del ST.
- La instalación puede ser llevada a cabo *on-line* (con tubería rígida o CT) o *off-line* mediante un cable o Wireline eléctrico (E-line). Esta segunda alternativa es especialmente útil en pozos en los que la zona de asentamiento del Whipstock es vertical.
- Teniendo en cuenta que la instalación por lo general es llevada a cabo con cable, se debe tener en cuenta la corrección de profundidad por elongación del sistema (elmd). Sin embargo, para la ubicación correcta del Whipstock, la medida de profundidad más confiable es la correlación con el registro Gamma Ray.
- La mayoría de los Whipstocks de tamaño reducido son de asentamiento hidráulico. Una sugerencia adicional que aumenta las posibilidades de obtener una instalación segura del Whipstock consta de colocar un tapón de cemento en el pozo y posteriormente moler el cemento. De esta manera se posiciona el

Whipstock dentro del orificio en el cemento, lo cual provee una base sólida para el anclaje. Sin embargo, de no ser exitoso el procedimiento, se puede afectar la producción o incrementar los costos totales.

- Finalmente se recalca la importancia de procurar el cuidado del Whipstock durante la intervención. Las velocidades de RIH deben reducirse a 10 ft/min y el BHA debe atravesar lentamente por la ventana, evitando completamente la rotación de la broca cerca de la misma.

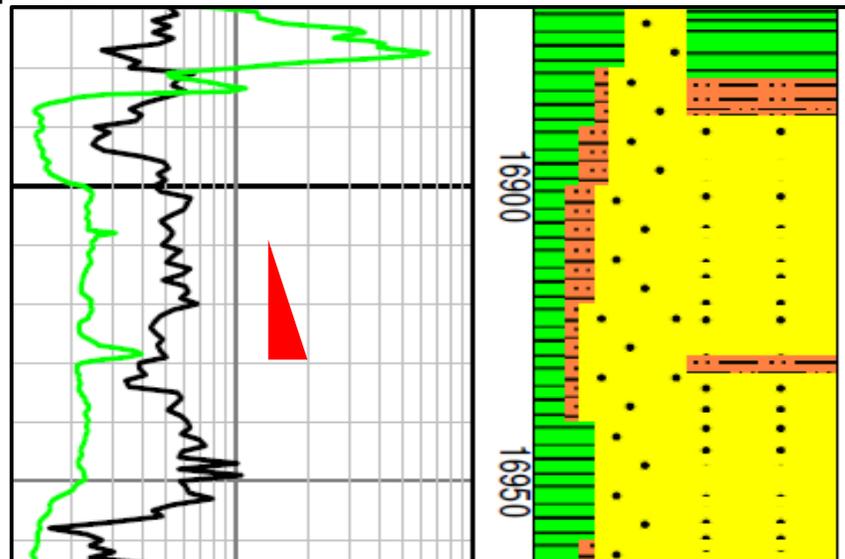
A continuación se presenta el tramo de asentamiento seleccionado para el Whipstock (rojo) en el pozo A, el cual fue seleccionado de acuerdo a los criterios listados previamente.

Figura 33. Tramo de asentamiento del Whipstock planteado para el pozo A.



Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

Figura 34. Tramo de asentamiento del Whipstock planteado para el pozo A.



Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

Considerando el empleo de un Whipstock de 13 ft de largo, y un diferencial de profundidad por elongamiento de 36 ft, se seleccionó un tramo de ubicación de 16949 elmd - 16962 elmd, a lo largo del cual se cumplen los requisitos establecidos de cementación y litología. Adicionalmente, este se plantea a una distancia adecuada de las juntas por encima y por debajo (16931 elmd – 19972 elmd), e igualmente al centralizador más cercano (18661 elmd aproximadamente).

3.4.2 Planeación de la construcción de la ventana. Posteriormente a la instalación del Whipstock se lleva a cabo el corte de la ventana. Ambos procedimientos pueden ser llevados a cabo en una misma corrida, o en corridas simultáneas, dependiendo de la instrumentación empleada. Entre los criterios de diseño para su corte se tiene:

- Se recomienda el empleo de un Diamond Speed Mill, cuyo desempeño óptimo se encuentra en combinación con un motor con medias o altas RPM, pues presenta un bajo requerimiento de torsión y produce bajos niveles de vibración.
- Típicamente las ventanas se construyen con fluidos de perforación base aceite (OBM). Sin embargo, también es viable operar con fluidos base agua (WBM).
- El empleo de un Flex Joint (herramienta descrita en la **Sección 1.4.1.1**) en el ensamblaje para el corte de la ventana es opcional. Por ejemplo, BP Alaska prefiere no emplearlo, mientras que en operaciones llevadas a cabo en Colombia y Europa se ha convertido en un componente estándar.
- Los parámetros de corte deben ser conservadores: Una WOB baja de 1 a 3 klbs y una ROP de 1 ft/h son típicas y deben mantenerse constantes. Lo anterior puede controlarse mediante el Autodriller en caso de contarse con el mismo. Si los Setpoints de WOB o ROP son demasiado altos, el motor puede detenerse y el bloqueo frecuente de este puede causar daños tanto en el motor como en el Whipstock o la ventana, por lo que la paciencia es componente esencial en el éxito del corte de la ventana.
- La instancia crítica en el corte de la ventana se presenta cuando el cortador se encuentra en el *middle point*, punto en el cual el cortador tiene una máxima área de contacto con el acero. Durante este el motor tiende a detenerse, generando un *stall out*.
- Es importante estudiar el desgaste del cortador después de la apertura de la ventana. Si estos salen con más de 1/8" (la cifra puede cambiar de acuerdo a las políticas de la compañía) de desgaste del calibre (*undergauge*), entonces se debe realizar una corrida de corte adicional para asegurar que la ventana se finalice con el diámetro planeado.

3.4.3 Planeación de la trayectoria. Una vez establecido y evaluado el punto de partida del ST, se procede a trazar el recorrido hacia el objetivo. Existen diferentes programas en la industria que permiten llevar a cabo tal tarea, siendo el módulo Compass del Software Landmark el empleado con mayor frecuencia.

3.4.3.1 Compass. De acuerdo al manual del usuario⁴⁹, es una plataforma de planificación de pozos direccionales, utilizada principalmente para trazar la trayectoria del pozo, gestionar datos del Survey con el fin de estimar la posición en dicho trayecto y estudiar el análisis anti-colisión del pozo para calcular la distancia entre trayectorias. Este habilita evaluar tales aspectos en tiempo real, incrementando la seguridad durante la perforación y facilitando la obtención de un posicionamiento de pozo óptimo.

La mínima data solicitada por el software Compass consiste de:

- Coordenadas del pozo original.
- Punto de inicio del Side Track (KOP).
- Tasa de construcción (BUR).
- Coordenadas del Target
- Target (TVD).
- Distancia horizontal total.

En el **Cuadro 1** se sintetiza la data básica del ST planteado y en la **Figura 35** se detallan los valores correspondientes a la trayectoria establecida para el pozo ST-A. Esta fue importada desde un archivo de Excel al software, a partir de la cual se generaron las dos gráficas presentadas a continuación.

Cuadro 1. Información básica del pozo ST-A.

Item	Descripción
Tie On (Punto de partida)	16.913 ft MD
End of Walk	17.620 ft MD (190,5 – 222°)
End of Build	17.620 ft MD (10,33 °/100 ft)
End of Tangent	17.913 ft MD
Diámetro	3,5"
Extensión	1.000 ft

Fuente: elaboración propia.

⁴⁹ HALLIBURTON. Compass Software Data Sheet, 2013.

Figura 35. Datos de la trayectoria del pozo ST-A.

Risk	MD (ft)	CL (ft)	Inc (deg)	Az (GN) (deg)	TVD (ft)	Grid N (m)	Grid E (m)	DLS (°/100ft)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	TFace (deg)	VS (ft)
	16913.00	0.00	3.708	184.501	13432.17	1096863.76	1183503.21				20.00	-1645.68
	16923.00	10.00	5.240	190.503	13442.14	1096863.53	1183503.17	16.00	15.32	60.02		-1645.06
	16928.00	5.00	5.240	190.503	13447.11	1096863.39	1183503.15	0.00	0.00	0.00	20.00	-1644.72
	16943.00	15.00	6.669	194.924	13462.03	1096862.93	1183503.04	10.00	9.53	29.48	43.53	-1643.58
	17468.68	525.68	59.249	235.521	13890.00	1096811.00	1183439.00	10.33	10.00	7.72	-114.11	-1601.10
	17620.08	151.40	55.000	222.000	13972.43	1096785.62	1183409.89	8.00	-2.81	-8.93		-1576.77
	17913.00	292.92	55.000	222.000	14140.45	1096731.25	1183360.93	0.00	0.00	0.00		-1502.62

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019

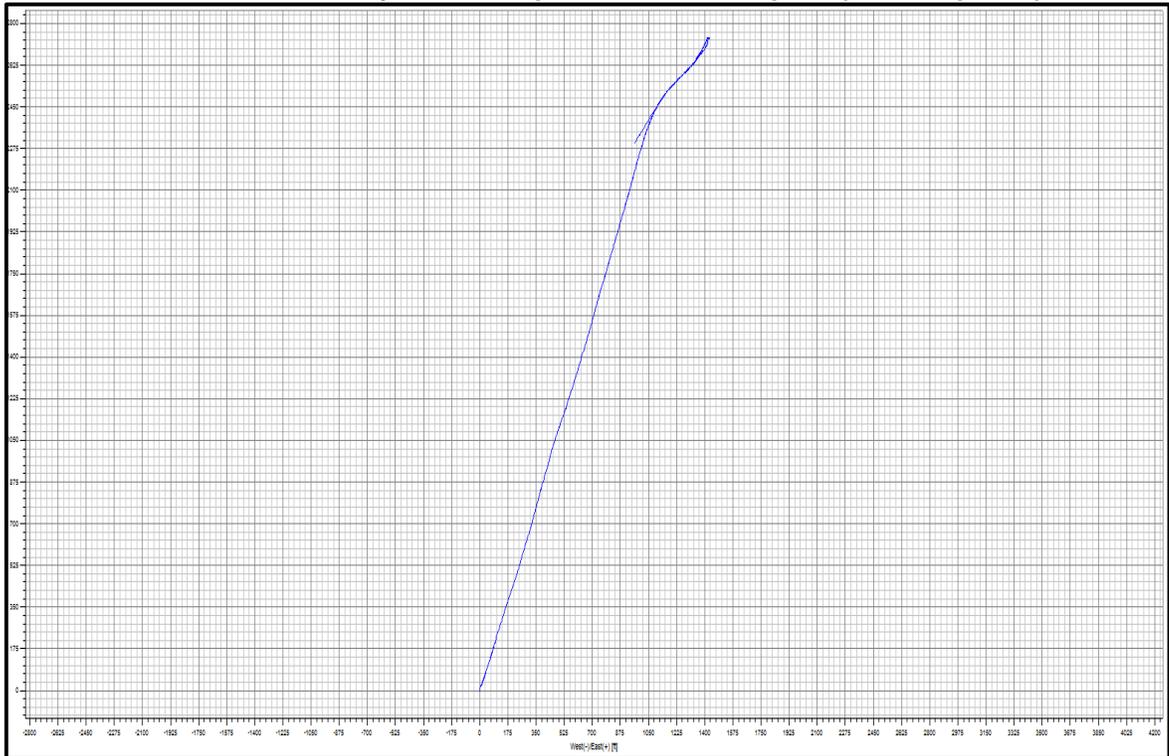
La **Gráfica 6** expone la trayectoria del pozo desde una vista frontal, donde el eje X corresponde a las coordenadas en un corte de Norte-Oeste a Sur-Este, y el eje Y a la profundidad vertical verdadera (TVD). La **Gráfica 7** expone la trayectoria del pozo desde una vista de planta, a partir de la cual se puede observar la distancia horizontal total del pozo, donde el eje X corresponde a las coordenadas al Este, y el eje Y al Norte.

Gráfica 6. Simulación de la trayectoria del pozo ST- A en Compass (Vista frontal).



Fuente: LANDMARK, Wellplan, 2019.

Gráfica 7. Simulación de la trayectoria del pozo ST-A en Compass (Vista de planta).



Fuente: LANDMARK, WellPlan, 2019.

3.5 QUINTA FASE: DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

El siguiente paso consiste en diseñar la sarta de perforación, factor fundamental en la perforación de todo pozo, cuyas especificaciones técnicas propias a la tubería de perforación (DP) y el ensamblaje de fondo (BHA) varían de acuerdo al método de perforación empleado.

3.5.1 Sarta de perforación para pozos TTRD. Las principales diferencias a tener en cuenta en comparación al diseño de una sarta convencional radican en el diámetro reducido de la misma, lo cual representa nuevos retos atribuidos a la disminución en la resistencia a la deformación y resistencia a la fatiga de la tubería. A continuación se describen algunas de las consideraciones de diseño fundamentales que se necesitan examinar durante la planeación de la operación.

3.5.1.1 Tubería y conexiones. A nivel mundial el diámetro de tubería más empleado es el de 2 7/8", cuyo uso generalizado se debe a los tamaños de completamiento encontrados comúnmente en los campos maduros donde se implementa la tecnología (5 1/2", 5" y 4 1/2"). Existen dos alternativas principales en este aspecto: perforar empleando Drill Pipe, como ocurre comúnmente, o perforar con Liner. Se recomienda la evaluación de la segunda alternativa de acuerdo a los

objetivos propuestos, ya que permite disminuir los tiempos y costos de manera considerable.

El material por lo general empleado es el P-110 (al perforar con Liner), debido a las facilidades de disponibilidad y costos que se le atribuyen. Sin embargo, grados API mayores, como Q-125 (Liner) y S-135 (DP), cuentan con capacidades mecánicas más altas, beneficiando el planteamiento de perfiles de pozo más complejos. La importancia de la selección óptima de la tubería a emplear radica en los requerimientos de resistencia necesarios, pues mientras que en una sarta de perforación convencional el “punto débil” es la tubería y el mayor grado de resistencia se encuentra en las conexiones, en las sartas de diámetro reducido ocurre lo contrario, siendo por lo tanto el “punto fuerte” la tubería. “Las tuberías de perforación y conexiones más empleadas en pozos TTRD incluyen Grant-Prideco HT-PAC, Grant-Prideco HT SL-H90, VAM ACE XS y, Hydril WT14 y WT23.⁵⁰

Tabla 7. Conexiones roscadas para pozos TTRD.

CONEXIONES ROSCADAS 2 7/8	TUBERÍA	OD [In]	ID [In]	ID Área [in ²]	ID TUBERÍA [In]	MIN. MAKEUP [Ft-lbs]	R. TORSIÓN [ft-lbs]	R. TENSIÓN [Lbs]
Hydrill 533 Wedge Thread	9,50 # P-110 IEU	3,337	2,145	3,613	2,195	3.900	11.700	298.000
Hydrill PH-6	9,50 # P-110 IEU	3,419	2,130	3,563	2,195	5.500	8.800	298.000
VAM ACE XS	9,50 # P-110 IEU	3,397	2,101	3,467	2,195	3.850	-	298.000
Hydrill WT - 14S DP	10,40 # S-135 DP	3,250	1,975	3,064	2,151	2.800	11.100	314.000
GRP HT SL- H90 DP	10,40 # S-135 DP	3,375	1,815	2,587	2,151	4.200	10.600	269.400
Hydrill WT - 26 DP	10,40 # S-135 DP	3,375	1,750	2,405	2,151	2.800	12.300	416.000
Hydrill WT - 23 DP	10,40 # S-135 DP	3,125	1,500	1,767	2,151	2.200	10.400	386.000
GR HT - PAC	10,40 # S-135 DP	3,125	1,500	1,767	2,151	3.400	8.600	273.000

Fuente: REYNOLDS, Harris y WATSON, Gregor. String Design and Application in Through-Tubing Rotary Drilling (TTRD). Trinidad: Society of Petroleum Engineers, 2003. p.12.

En la **Tabla 7** se presentan las propiedades mecánicas de las conexiones típicas consideradas para pozos TTRD, en la cual se resalta la importancia de considerar dentro del diseño la resistencia a la torsión y la resistencia a la tensión. En esta, las tres primeras listadas corresponden a la alternativa de perforar con Liner, y las restantes a DP. En amarillo se indica el tipo de conexión y tubería planteada para el pozo ST-A, al suponer que sea perforado con tecnología TTRD.

3.5.1.2 BHA. El diseño del BHA para la perforación de un pozo TTRD se asemeja notablemente a uno convencional, donde sobresalen las herramientas especiales que le otorgan las capacidades direccionales necesarias para alcanzar el objetivo planteado. La descripción general de los principales componentes del ensamblaje TTRD se llevó a cabo en la **Sección 1.4.1.1**. A manera de ejemplo puntual, se presenta en la **Tabla 8** el ensamblaje de perforación propuesto para el pozo ST-A, empleado para la corrida de las simulaciones presentadas más adelante.

⁵⁰ REYNOLDS, Harris y WATSON, Gregor. Op. cit., p. 3.

Tabla 8. BHA de perforación TTRD propuesto para el pozo ST-A.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	OD
1	3 3/4" Impregnated bit	3 3/4"
2	2 7/8 Ultra HS	2,88"
3	Float Valve Sub	3 1/8"
4	Double Ball Valve Sub (DBVS) - 3" CDP Box x 3" CDP Pin	3 1/8"
5	Lower Blind Sub	3,13"
6	3 1/8" Directional Gamma Sub	3,13"
7	3 1/8" Drilling Performance Sub	3,13"
8	3 1/8" BCPM	3,13"
9	3 1/8" Filter Sub	3,73"
10	Xover Sub (x7)	2,73"
11	Drill Pipe 2 7/8 in, 10,4 ppf, HTPAC, S135 (x2)	2,73"
12	Drill Pipe 2 7/8 in, 10,4 ppf, S, XT 27 (x4)	3,13"
13	DHSV Protector	2,88"

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019

En esta se recalca la importancia que tiene la verificación del diámetro externo de cada una de los componentes, para obtener la seguridad de su paso a través del mínimo diámetro interno efectivo del completamiento del pozo original.

3.5.2 Sarta de perforación para pozos CTD. Las principales diferencias a tener en cuenta en comparación al diseño de una sarta convencional radican en la flexibilidad y continuidad de la misma. Seguido se presentan algunas de las consideraciones esenciales

3.5.2.1 Tubería flexible (CT). Los diámetros de la tubería oscilan entre 0,75" y 4,5", siendo 2 3/8" el diámetro comúnmente más empleado para operaciones CTD. Las CT tienen longitudes de más de 30.000 ft, espesores de hasta 0,175" y resistencias que varían por lo general en un rango de 55.000 psi a 130.000 psi. Teóricamente, el diámetro de la tubería a emplear se selecciona de acuerdo a las predicciones del máximo WOB que se puede aplicar a la misma antes de que esta sufra de pandeo helicoidal.

Mediante el **Cuadro 2** y la **Tabla 9** se presentan los parámetros para el pozo ST-A, empleados para la corrida de las simulaciones ejecutadas, al suponer que este sea perforado implementando la tecnología CTD.

Cuadro 2. Características del CT asumidas para el pozo ST-A.

ITEM	DESCRIPCIÓN
Longitud total del CT	19.100 ft
Peso total del CT	71.162 lb
Volumen total del CT	77,4 bbl
Densidad del CT	489,97 lb/ft ³
Diámetro del cable	0,438 in
Peso del cable	0,32 lb/ft
Módulo de Young	3x10 ⁷
Limite elástico del CT	130.000 psi

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

Tabla 9. Secciones del CT asumidas para el pozo ST-A.

SECCIÓN	OD [In]	ESPESOR [In]	ID [In]	LONGITUD [Ft]	PESO [Lb/ft]	PESO [Lb/ft]	VOLUMEN [Lb/ft]
1	2,375	2,107	2,107	2,375	11.100	3.210	45,8
2	2,375	2,085	2,085	2,375	4.000	3.456	16,1
3	2,375	2,063	2,063	2,375	2.000	3.700	7,9
4	2,375	2,025	2,025	2,375	2.000	4.115	7,6

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

3.5.2.2 BHA. En el diseño del BHA para la perforación de un pozo CTD, cuyos principales componentes del ensamblaje fueron descritos en la **Sección 1.4.2.1**, sobresale el motor incluido para girar la broca, necesario pues la tubería empleada carece de rotación. En la **Tabla 10** se presenta el ensamblaje de perforación propuesto para el pozo ST-A, útil en caso de que se implemente la tecnología CTD. En esta se recalca nuevamente la importancia que tiene la verificación del diámetro externo de cada una de los componentes, para obtener la seguridad de su paso a través del mínimo diámetro interno efectivo del completamiento del pozo original.

Tabla 10. BHA de perforación CTD propuesto para el pozo ST-A.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	OD
1	Coil Tubing connector	TBD
2	Upper Quick Connect (UQC) with Double Ball Valve Sub (DBVS) - 2 3/8" Pac Dsi Box x 3" CDP Pin	3"
3	Lower Quick Connect (LQC) - 3" CDP Box x 3" CDP Pin - 3" CDP Box x 3" CDP Pin	3"
4	Double Ball Valve Sub (DBVS) - 3" CDP Box x 3" CDP Pin	3"
5	Power and Communication Module (P&C) - 3" CDP Box x 3" CDP Pin	3"
6	Electrical Disconnect & Circulation Sub (EDC) - 3" CDP Box x 3" CDP Pin	3"
7	Directional Gamma Sub (DGS) - 3" CDP Box x 3" CDP Pin	3"
8	Drilling Performance Sub (DPS) - 3" CDP Box x 3" CDP Pin	3"
9	Hydraulic Orienter Tool (HOT) - 3" CDP Box x 2 3/8" Pac Dsi Pin	3"
10	Flapper Valve Sub (FVS) - 2 3/8" Pac Dsi Box x 2 3/8" Pac Dsi Pin	3"
11	2 7/8" ADM/X-treme Motor with AKO Reduced Wear Ring - 2 3/8" Pac Dsi Box x 2 3/8" Reg Pin	2,88"
12	Modified Impreg or PDC Bit - 2 3/8" Reg	3,375"

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

3.6 SEXTA FASE: EVALUACIÓN DE LAS VARIABLES TÉCNICAS DEL POZO

La siguiente etapa consiste en estudiar las variables técnicas del pozo. Teniendo en cuenta los fundamentos de la perforación de un pozo TTD expuestos en el capítulo anterior, las variables establecidas incluyen: el torque y el arrastre, las fuerzas laterales, el desgaste, la tensión y la hidráulica del pozo.

Teniendo presente que existen gran variedad de programas especializados para ejecutar tal estudio, se recomienda como parte de la metodología aquí planteada emplear el Software Landmark de Halliburton, al ser el utilizado con mayor frecuencia. Adicionalmente, se recomienda el software CoilCade desarrollado por Schlumberger, para llevar a cabo una evaluación complementaria enfocada en la evaluación de los aspectos más relevantes a considerar al perforar con tubería flexible. Sin embargo, se puede hacer uso de cualquier programa que permita simular las variables establecidas, de acuerdo a las herramientas disponibles.

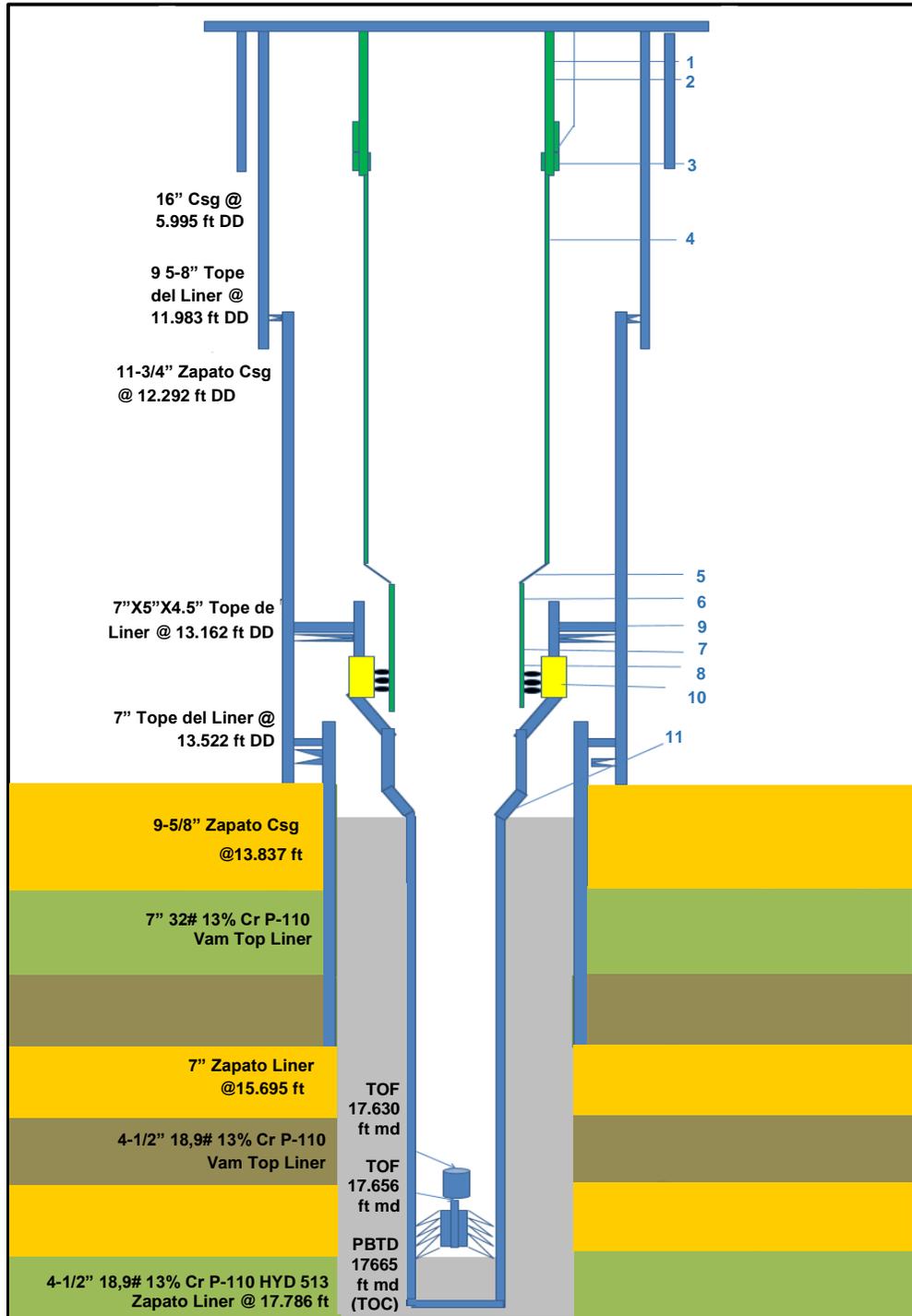
WellPlan®, de acuerdo al manual del usuario⁵¹, es un módulo del Software Landmark utilizado durante las fases de diseño, de perforación y de completamiento de un pozo, el cual permite al usuario identificar posibles dificultades durante dichas etapas. Este cuenta con la ventaja adicional de permitir modelar características de perforación no convencionales, tales como la construcción de pozos de diámetro reducido. La plataforma, además del ingreso de la trayectoria del pozo trazada en Compass, requiere en primera instancia mínimamente de:

- Presión de poro
- Gradiente de fractura
- Gradiente geotérmico (Temperatura de superficie y gradiente térmico)
- Altura de la mesa rotaria
- Sección del pozo (Hueco abierto y revestimientos)
- Ensamblaje de la sarta de perforación (Drill Pipe y BHA)
- Propiedades del lodo de perforación (Densidad y reología)

Para el caso de una operación TTD, se prioriza el ingreso de la información correspondiente a la sección del pozo, en especial la cuidadosa inscripción de la data del estado mecánico actual. La **Figura 36** corresponde al estado mecánico del pozo A, en el cual se enumeran los componentes del completamiento. Tales componentes se especifican en la **Tabla 11**, donde se resalta la importancia de la consideración de los *drifts*.

⁵¹ HALLIBURTON. Well Plan Software Data Sheet, 2016.

Figura 36. Estado mecánico del pozo A.



Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

Tabla 11. Componentes del completamiento del pozo A.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	DRIFT
1	TBG Hanger 5 ½" 26#	4,671"
2	5 ½" VT HC 26# 13% Cr P110 TBG JOINTS	4,485"
3	TITAN TRSCSSV 5 ½" 26#	4,312"
4	TBG 5 ½" VT HC 26# 13% Cr P110	4,485"
5	XO 5 ½" 26# 13% Cr P110 VT X 20# 13% Cr P110 VT	3,963"
6	TBG 5" HYD 23,2# 13% Cr P110	3,963"
7	SJ 5" 23,2# 13% Cr HYD P110	3,962"
8	Production seal Assembly 5,25" OD 13% Cr P110	3,962"

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

3.6.1 Torque y arrastre. Durante la planeación de la operación, el cálculo de las fuerzas necesarias de torque y arrastre permite establecer en primera instancia la distancia máxima a perforar. Tal distancia estará limitada principalmente por la capacidad de los equipos y de la sarta, requerida de acuerdo a las magnitudes estimadas.

En cuanto a los equipos, el taladro o la unidad empleada debe contar con la capacidad de rotación suficiente para girar la tubería (únicamente en operaciones TTRD), y de tracción suficiente para levantar y bajar la sarta. De la misma manera respecto a las especificaciones de la sarta, esta debe contar principalmente con la resistencia necesaria de tensión y torsión, pues en el caso contrario se puede producir su rotura durante la operación. Por lo tanto, en el caso en que la sarta seleccionada previamente no cumpla los requerimientos de torque y arrastre, se debe cambiar dicha selección, estudiando la disponibilidad de la sarta que efectivamente permita suplir el requerimiento en el país.

La información requerida por el módulo WellPlan para estimar las fuerzas mecánicas en el pozo, además de la data básica previamente recalcada, consiste de:

- TAW (El cual equivale al peso de la sarta menos la fuerza de boyanza)
- WOB (Peso sobre la broca)
- Columna de fluidos (Lodo de perforación)
- Equipos de Standoff (Si aplica)
- Factores de fricción

En la **Figura 37** se muestra la data más importante en este aspecto asumida para la perforación del pozo ST-A.

Figura 37. Módulo de data del pozo ST-A en WellPlan

Drilling		WOB/Overpull	Torque at Bit
<input checked="" type="checkbox"/>	Rotating On Bottom	10,0 kip	5000,0 ft-lbf
<input checked="" type="checkbox"/>	Slide Drilling	10,0 kip	1500,0 ft-lbf
<input checked="" type="checkbox"/>	Backreaming	10,0 kip	5000,0 ft-lbf
<input checked="" type="checkbox"/>	Rotating Off Bottom		

Tripping		Speed	RPM
<input checked="" type="checkbox"/>	Tripping In	50,0 ft/min	50 rpm
<input checked="" type="checkbox"/>	Tripping Out	50,0 ft/min	50 rpm

Friction Factors	
<input type="radio"/>	Hole Section Editor
<input checked="" type="radio"/>	Advanced

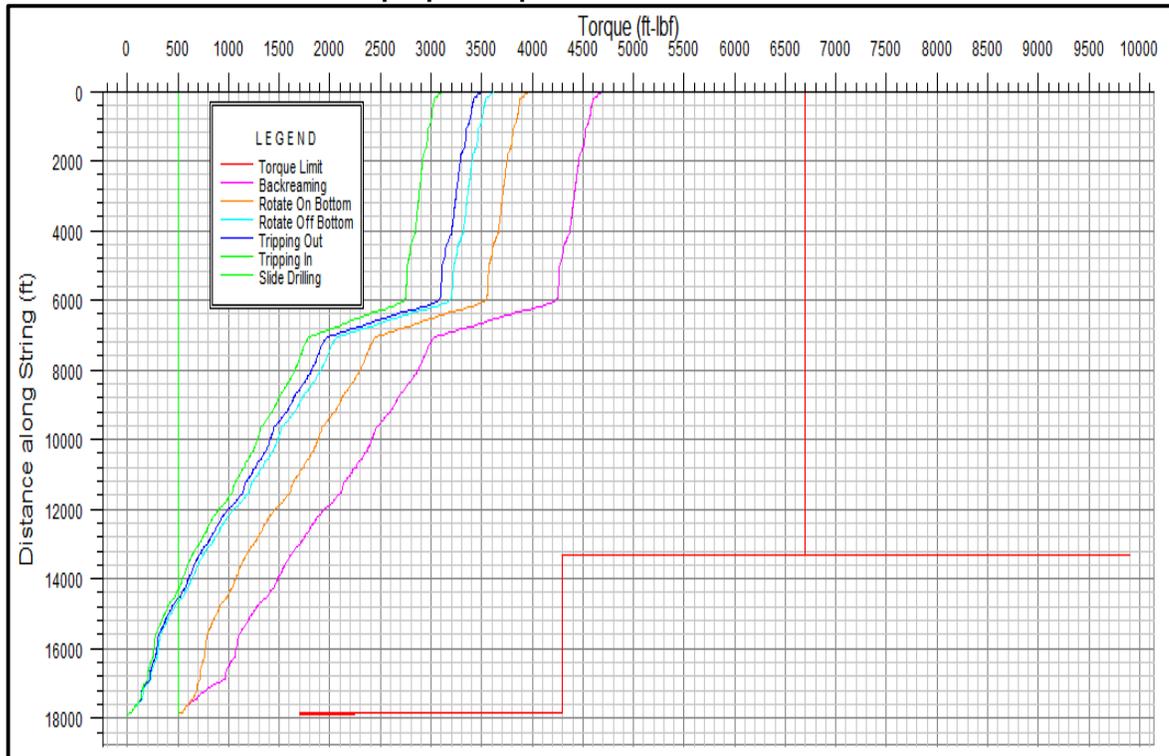
Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

Entre estos se resalta la importancia del factor de fricción, descrito en la **Sección 2.1.3**. Los factores de fricción asumidos en el pozo ST-A fueron de 0,18 para hueco revestido y 0,22 para hueco abierto, al ser estos los asumidos por la empresa soporte como “el peor escenario” durante la evaluación inicial de un pozo convencional, de acuerdo a la información suministrada previamente en la **Tabla 6** y la **Figura 23**. Sin embargo, los factores de fricción para un pozo TTD suelen ser menores en comparación a un pozo convencional, debido a que disminuye el área de contacto como consecuencia al diámetro reducido de la sarta empleada, por lo que estos valores deben modificarse de acuerdo a las lecturas obtenidas durante la perforación del Side Track.

La **Gráfica 8** muestra el comportamiento del torque, mediante diferentes curvas para cada modalidad de perforación en las que se genera esta fuerza. En esta se puede observar que, a una profundidad media de 18.000 ft (profundidad MD del ST) se tiene un torque de 0, cuya medida aumenta hacia la superficie hasta un rango

que se encuentra entre 3.100 ft-lb y 4.686 ft-lb. El máximo torque en superficie se generará bajo la modalidad de *back-reaming*, (4.686 ft-lb) puesto que durante dicha modalidad la sarta estará rotando y en tensión, lo cual incrementa el requerimiento. Tal intervalo se considera adecuado, pues no se sobrepasa el límite teórico (6.700 ft-lb)

Gráfica 8. Simulación del Torque para el pozo ST-A en WellPlan.

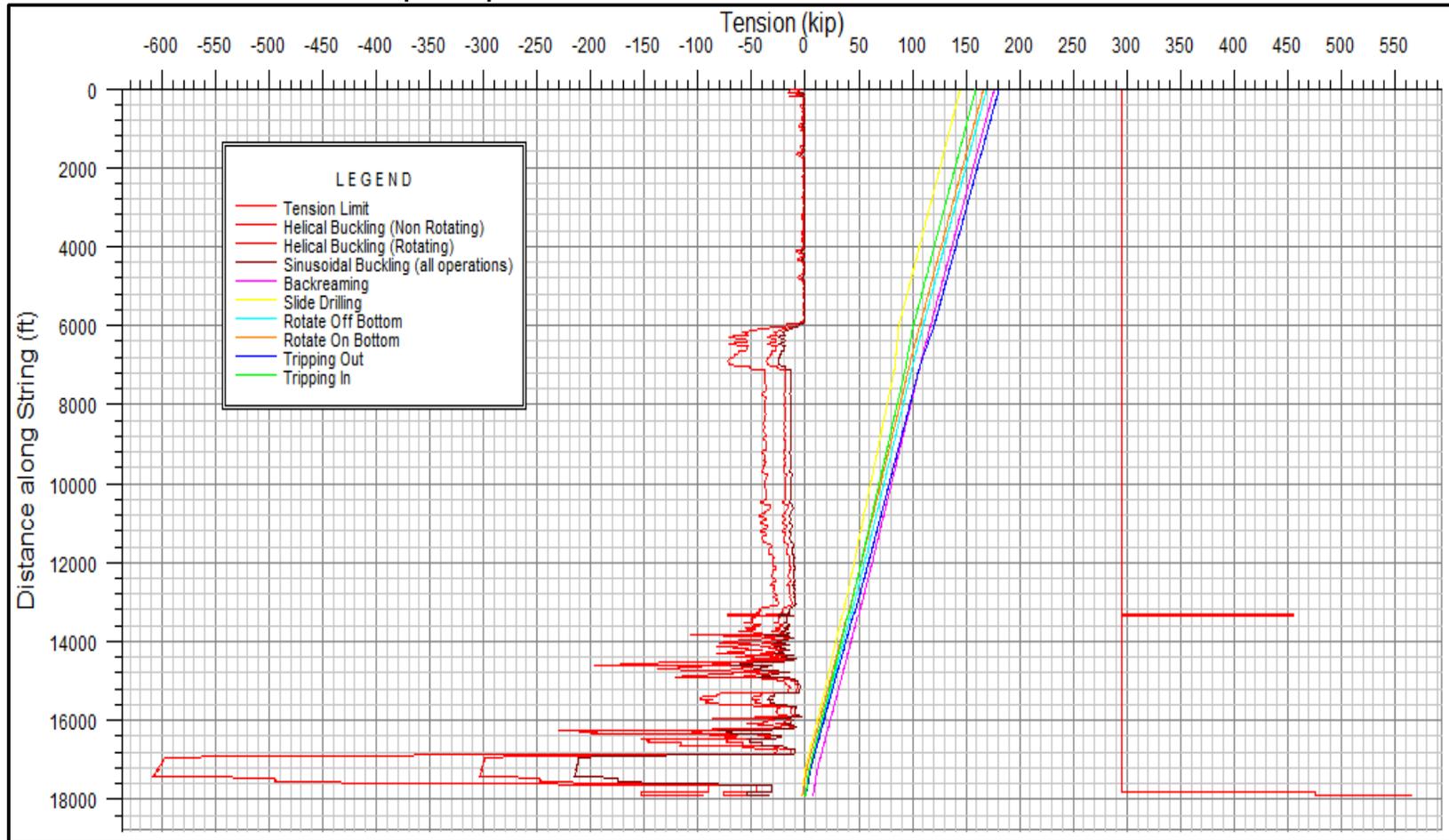


Fuente: LANDMARK, Wellplan, 2019.

En cuanto a la simulación del arrastre, esta permite garantizar de antemano que la tubería sea capaz de soportar las cargas a las que se someterá, de acuerdo a la resistencia teórica a la tensión. La mayor consecuencia de controlar inadecuadamente la cantidad de fuerza aplicada, es la generación de pandeo sinusoidal y helicoidal en la tubería, lo cual reduce la transmisión de peso a la broca y, por lo tanto, la rata de penetración. Tal fenómeno representa un riesgo crítico en sarts de diámetro reducido, cuya presencia puede desembocar en la ocurrencia de un “*lock up*” o bloqueo de la tubería, generando significativos tiempos no productivos.

En la **Gráfica 9** se representa el comportamiento de la variable mediante diferentes curvas para cada escenario de carga analizado, donde sobresalen los límites de generación de pandeo en la tubería en color rojo. Para el caso del pozo ST-A, se observa que no se interceptan tales curvas, por lo que, evaluado desde la teoría, no se pronostica la generación de este fenómeno.

Gráfica 9. Simulación de la tensión para el pozo ST-A en WellPlan.



Fuente: LANDMARK, Wellplan, 2019.

En esta se evidencia adicionalmente cómo la medición del requerimiento de fuerza adicional aumenta hacia la superficie, llegando para el caso a un rango de entre 144 y 181 klbs. El máximo arrastre en superficie se generará bajo la modalidad de *Tripping Out* (181 kip), por la fuerza de tracción necesaria para elevar la tubería. Finalmente se concluye que la magnitud de la tensión máxima en superficie es adecuada, pues se encuentra por debajo de la tensión máxima teórica (299 kip).

La plataforma permite adicionalmente la visualización del sumario de cargas de torque y arrastre (**Figura 38**), en el cual se visualizan los principales parámetros de perforación a tener en cuenta en este aspecto.

Figura 38. Sumario de las cargas de Torque y Arrastre para el pozo ST-A en WellPlan.

WOB to Hel. Buckle (Rotating):	21,1	kip	at:	15878,9	ft
WOB to Sin. Buckle (Rotating):	18,4	kip	at:	16747,0	ft
Overpull Margin (Tripping Out):	100,7	kip	% of Yield:	90,00	%
Pick-Up Weight:	11,7	kip	Slack-Off:	10,3	kip

	Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (kip)	Total Stretch (ft)
1	BACKREAMING	~	~	4685,9	21,1	17,3	241,4	32,8
2	TRIPPING OUT	~	~	3500,2	13,6	13,6	246,1	32,6
3	ROTATING ON BOTTOM	~	~	3961,9	17,1	13,4	231,4	30,8
4	TRIPPING IN	~	~	3102,4	12,1	12,1	224,1	30,3
5	ROTATING OFF BOTTOM	~	~	3621,8	14,1	14,1	234,4	31,4
6	SLIDING ASSEMBLY	~	~	500,0	3,7	0,0	209,3	28,5

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019

Entre la información encontrada en el sumario, sobresalen los valores presentados en la columna de *total stretch*, o elongación total de la tubería, pues son notablemente mayores a los encontrados durante una perforación convencional. Lo anterior es consecuencia de la longitud y el diámetro reducido de la sarta empleada en operaciones TTD, lo cual provoca para este caso un estiramiento en tensión de hasta 32,8 ft. Entre las consecuencias que genera este fenómeno, se encuentra la dificultad para trabajar la tubería en caso de pega. Como recomendación se propone correr la tubería en dobles, en alternativa a las paradas de tres tubos como es la práctica habitual. De acuerdo a la simulación, debido a esta flexibilidad sería necesario aplicar 17 revoluciones en superficie antes de lograr rotar la broca en fondo, práctica que tampoco es habitual en operaciones convencionales. Por consiguiente, se debe aumentar el entrenamiento de la cuadrilla, con un enfoque especial en este tipo de diferencias relevantes.

3.6.1.1 CoilCADE. Con el fin de presentar una alternativa complementaria para analizar esta variable de forma especializada para un pozo CTD, se exponen a continuación las simulaciones ejecutadas para el pozo de estudio en el software denominado CoilCADE®. Desarrollado por la corporación Schlumberger⁵², es una de las diferentes opciones disponibles en la industria, cuyo empleo durante la

⁵² SCHLUMBERGER. CoilCadeCoiled Tubing design and evaluation Software, 2014.

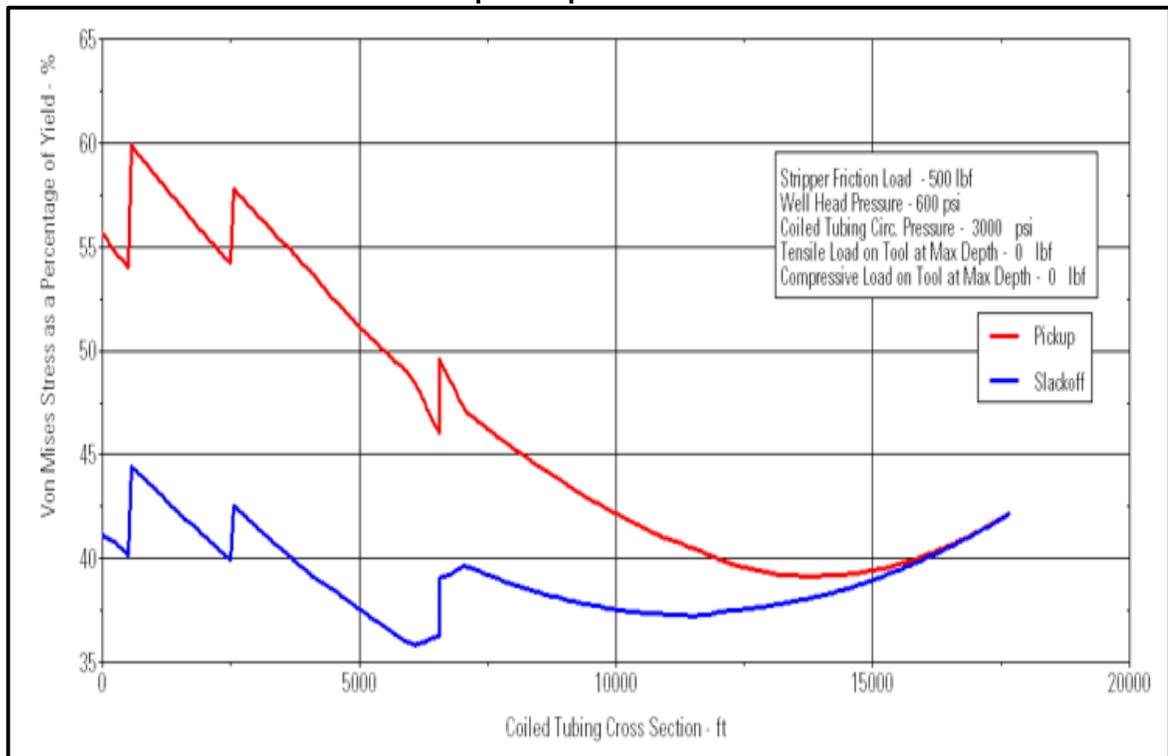
planeación de operaciones con tubería flexible permite, entre otros aspectos, determinar fuerzas sobre la sarta, establecer ventanas de operación adecuadas, diseñar la sarta de perforación y evaluar el ciclo de fatiga de la misma.

La data mínima a ingresar al software consiste de:

- Características de la tubería flexible (Longitud, peso, volumen, densidad, material y límite elástico)
- Características del pozo (Profundidad, diámetro, IDs, ODs,)
- Características del lodo de perforación
- BHA
- Trayectoria
- Presión en cabeza y de circulación

Además de la data expuesta en puntos anteriores, mediante el **Cuadro 3** se indican las asunciones adicionales para correr las simulaciones de tensión.

Gráfica 10. Simulación de la Tensión para el pozo ST-A en CoilCADE.



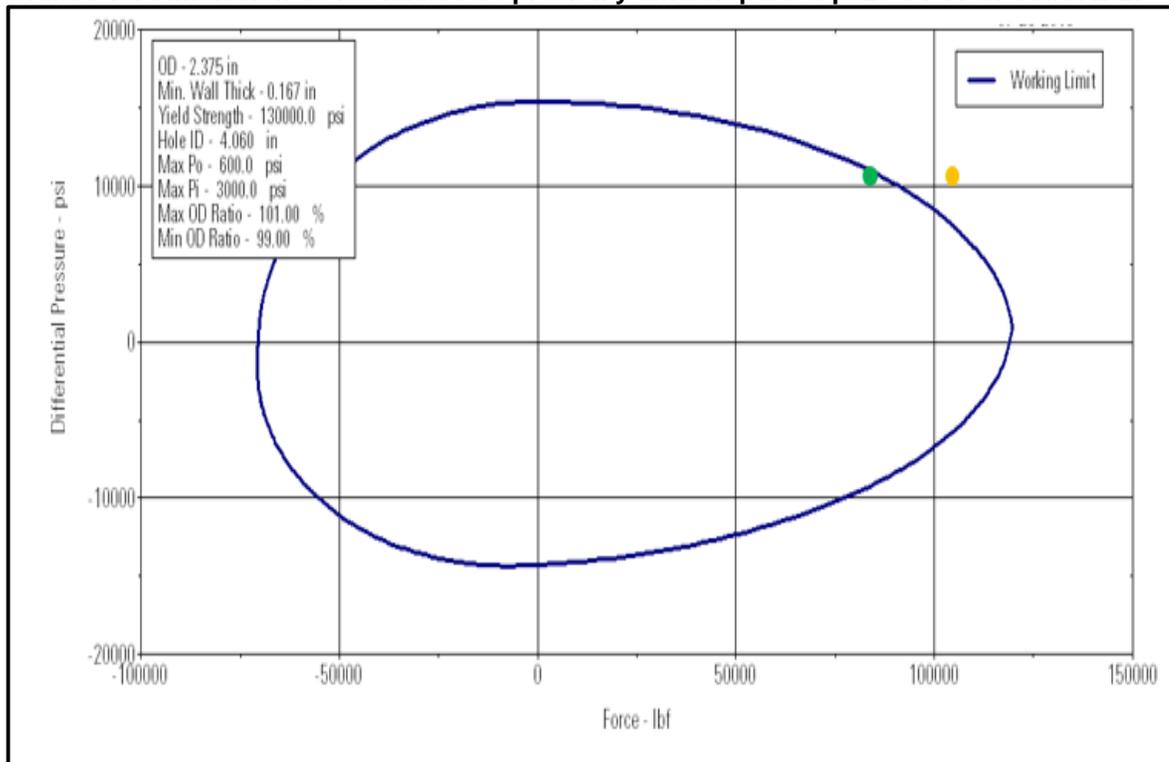
Fuente: COILCADE, 2019.

Cuadro 3. Data ingresada a CoilCADE del pozo ST-A.

ITEM	DESCRIPCIÓN
Profundidad del CT	17.728 ft
Presión de cabeza del pozo	600 psi
Presión de circulación del CT	3.000 psi
Densidad del fluido en el CT	8,45 lb/gal
Densidad del fluido en el pozo	3,56 lb/gal

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

Gráfica 11. Simulación de los límites de presión y tensión para el pozo ST-A en CoilCADE.



Fuente: COILCADE, 2019.

En la **Gráfica 10** se expone el resultado obtenido a partir del Módulo de Fuerzas de la plataforma, donde se visualizan los esfuerzos que se presentan en la tubería en términos de porcentaje de cedencia. Para el caso se estima un porcentaje máximo del 60,1% percibido al levantar la tubería. Lo anterior equivale a un aproximado de 78.130 psi de la capacidad total de resistencia de la tubería (130.000 psi), es decir, es el esfuerzo máximo el cual se presenta en superficie, justo debajo de las cadenas de la cabeza inyectora en el momento en que se extrae la tubería.

De manera análoga, el módulo CoilLIMIT permitió determinar los límites de presión (colapso o estallido) y de fuerza axial (tensión o compresión) que pueden ser implementados con seguridad, definiendo una envolvente operacional a seguir durante el procedimiento. En la **Gráfica 11** se observa la envolvente obtenida para el pozo ST-A, donde el punto verde representa la fuerza efectiva a condiciones de operación (85,6 klbf) y el amarillo el límite teórico de la misma (118,4 klbf).

3.6.2 Fuerzas laterales. Durante la planeación de la operación, se debe examinar la distribución de las fuerzas de contacto entre la sarta y las secciones del pozo. Esto tiene una mayor incidencia en pozos TTD, puesto que en los puntos de contacto en donde se genere una fuerza excesiva, se verá afectada la integridad del completamiento, efecto que perjudica la intervención a través del mismo. Lo anterior generará adicionalmente desgaste de la sarta, recudiendo progresivamente sus capacidades mecánicas.

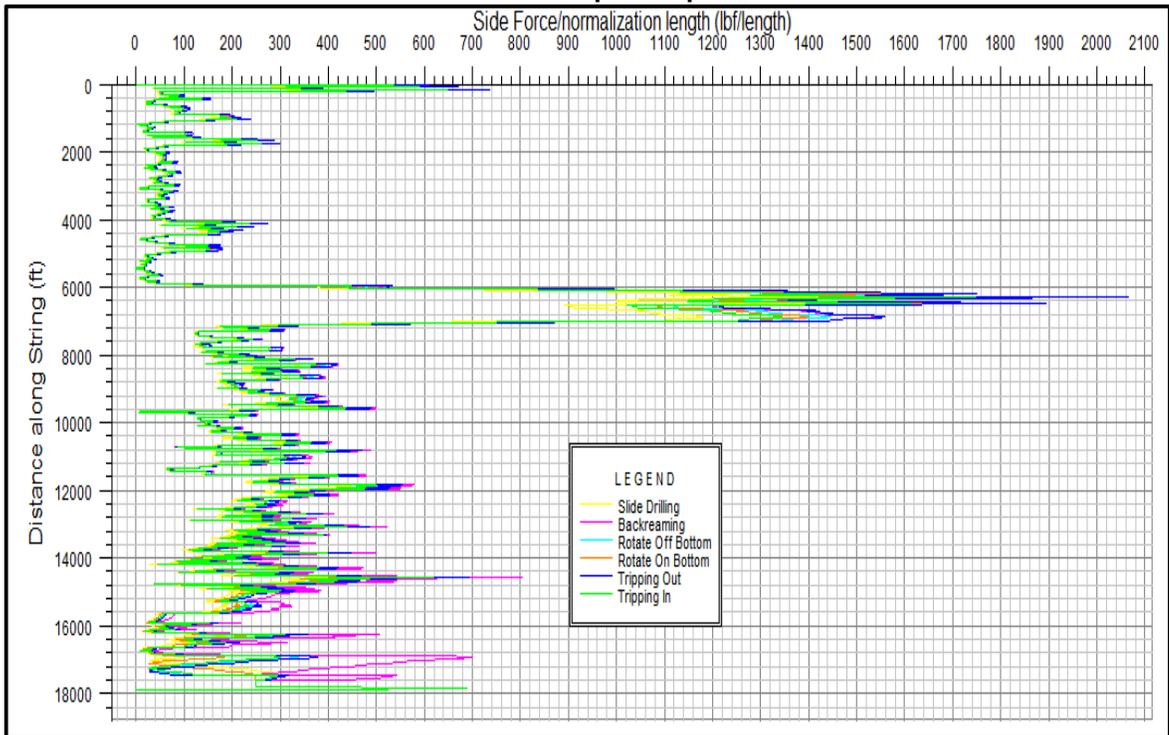
Entre las recomendaciones para reducir las fuerzas laterales, que aplican de igual manera para reducir el torque y el arrastre, se encuentran el aumento de la lubricidad, y el empleo de herramientas especiales para tal fin, como por ejemplo *standoff devices* de reducción de fricción. Existen diferentes variaciones de los mismos, cuyo principio general de funcionamiento consiste en disminuir la fricción al limitar el área de contacto entre las superficies. En la actualidad se cuenta con una amplia variedad de herramientas modernas de este tipo, como por ejemplo la LoTad de Halliburton y la OnGauge de Schlumberger. Sin embargo, se debe evaluar adecuadamente la necesidad de emplear este tipo de mecanismos, pues puede que su empleo no se considere viable debido al diámetro reducido del pozo.

Junto a las gráficas de torque y arrastre previamente presentadas, se generó simultáneamente la gráfica de fuerzas laterales (*Side force*) para el pozo ST-A. Adicionalmente, con el objetivo de correlacionar el efecto de dichas fuerzas con la afectación a la integridad del pozo, se llevó a cabo la simulación de desgaste (*wear*) en el módulo Casing Wear del software Landmark. Casing Wear™, de acuerdo al manual del usuario⁵³, es una plataforma que se utiliza para estimar el desgaste interno generado como resultado de operaciones de perforación o *workover* en el pozo. Esta permite estimar los tramos de contacto con la sarta a lo largo de la totalidad de la profundidad dada, aumentando la precisión de la predicción.

La **Gráfica 12** muestra el comportamiento de las fuerzas laterales, a partir de diferentes curvas para cada modalidad de perforación en las que se generan dichas fuerzas. En esta se observa un promedio de aproximadamente 300 lb/ft a lo largo de la sarta, con un pico resaltante a una profundidad aproximada de 6000 ft. Dicho pico corresponde, como cabe esperar, con el también observado en la **Gráfica 13**. Mediante esta se determina un tramo de desgaste máximo del 9,6%, el cual se considera admisible, al estar por debajo del límite teórico establecido (15%).

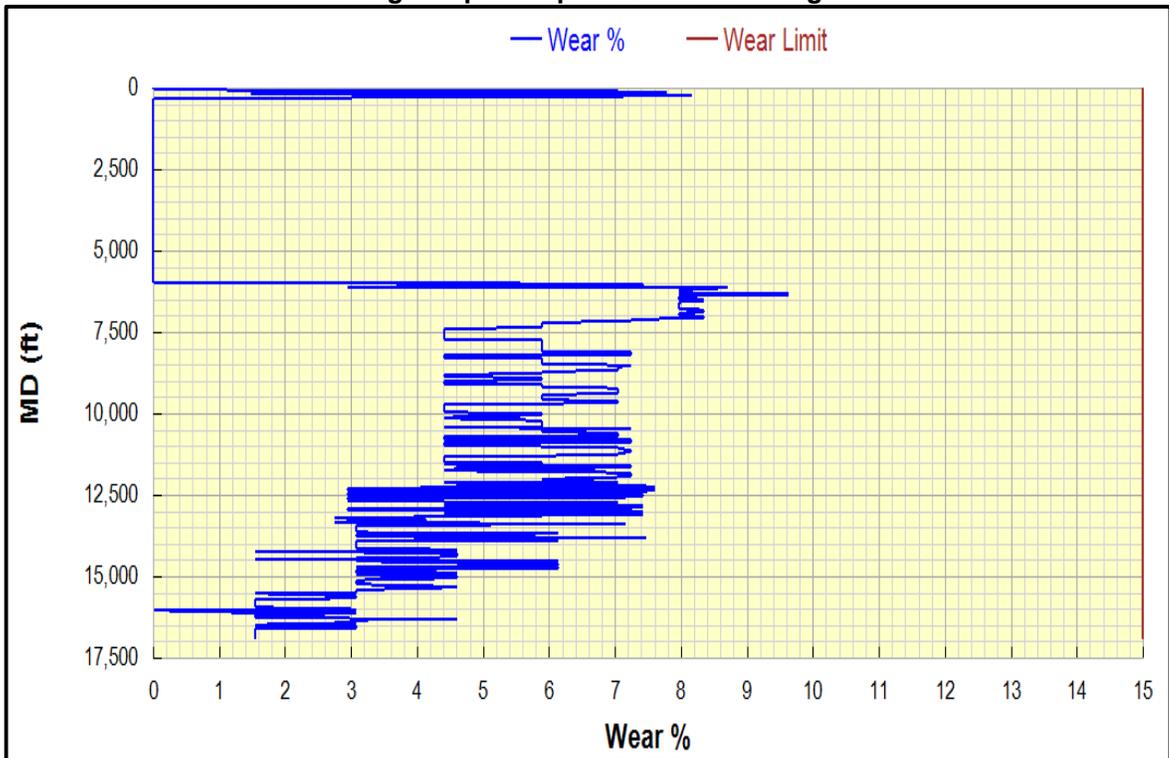
⁵³ HALLIBURTON. Casing Wear Software Data Sheet, 2016.

Gráfica 12. Simulación de las fuerzas laterales para el pozo ST-A en WellPlan.



Fuente: LANDMARK, Wellplan, 2019.

Gráfica 13. Simulación del desgaste para el pozo ST-A en Casing Wear.



Fuente: LANDMARK, Casing Wear, 2019.

3.6.3 Hidráulica. La hidráulica del pozo es un punto clave en toda perforación, de la cual depende en gran parte el éxito de la misma. El comportamiento de esta variable está sujeto a diferentes condiciones, que incluyen: el fluido de perforación, las pérdidas de presión en el sistema, la densidad de circulación equivalente y la limpieza del pozo.

Dentro de la industria, la planeación y evaluación de la hidráulica es llevada a cabo de manera más precisa mediante simulaciones. Nuevamente, para efectos prácticos, se abarcará el módulo WellPlan. Este, además de la información básica previamente recalcada, requiere el ingreso de:

- Excentricidad (en caso de considerarse necesario)
- Sistema de circulación (equipo de superficie y bombas de lodo)
- Profundidades de cálculo de ECD (permite ingresar hasta 5 profundidades)
- Tasas (rango de tasas a analizar)
- Equipos de Standoff (aplicable en pozos donde se cuente con los mismos)
- Data operacional (especificaciones de suaveo y surgencia)
- Límites de la bomba (Máxima y mínima presión)
- Data del transporte (ROP, velocidad de rotación e información opcional de los cortes)

En la **Figura 39** se muestra la data más importante en este aspecto asumida para la perforación del pozo ST-A.

Figura 39 Data para la simulación de la hidráulica.

Input	
Cuttings Diameter:	<input type="text" value="0.125"/> in
Cuttings Density:	<input type="text" value="2,500"/> sg
Bed Porosity:	<input type="text" value="36,00"/> %
Rate of Penetration:	<input type="text" value="2,0"/> ft/hr
Rotary Speed:	<input type="text" value="30"/> rpm
Additional Input	
Bit Diameter:	<input type="text" value="3,750"/> in
Annulus Diameter:	<input type="text" value="4,000"/> in
Pipe Diameter:	<input type="text" value="2,875"/> in
Joint Diameter:	<input type="text" value="3,325"/> in
Minimum Pump Rate:	<input type="text" value="10,0"/> gpm
Increment Pump Rate:	<input type="text" value="20,0"/> gpm
Maximum Pump Rate:	<input type="text" value="200,0"/> gpm

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

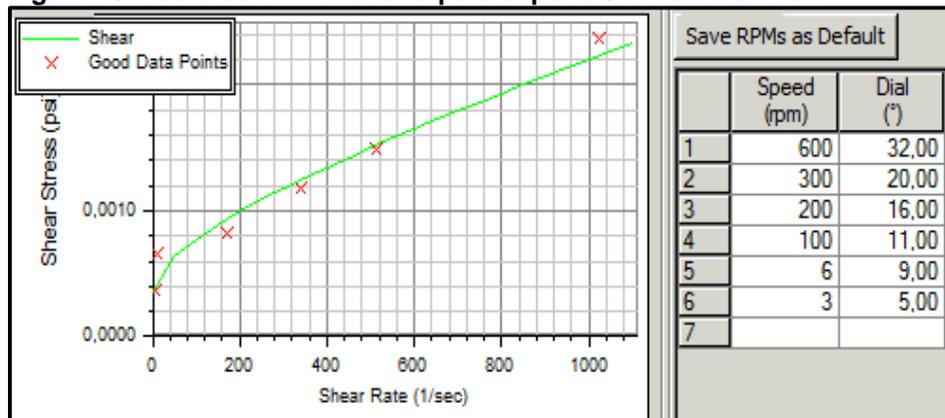
3.6.3.1 Fluido de perforación. Teniendo presente el protagonismo del fluido de perforación en el éxito de todo pozo, el diseño del mismo es una de las etapas que generan mayor repercusión en las variables aquí tratadas. El fluido de perforación diseñado debe, sin descuidar las necesidades básicas expuestas en la **Sección 2.3.1**, suplir requerimientos fundamentales adicionales para pozos TTD, como lo es la minimización del ECD. Lo anterior implica entonces que las características del fluido de perforación que modifican tal valor, como su densidad, viscosidad, contenido de sólidos y velocidad, deban ser rigurosamente planificadas y monitoreadas, a fin de minimizarlo, manteniendo simultáneamente su eficacia dentro de la totalidad de sus funciones.

Una de las principales medidas a adoptar en pozos TTD, es emplear un fluido de perforación con la mínima densidad operativamente viable y una baja reología. De acuerdo a Franks et al.⁵⁴, una metodología recomendada para mitigar la problemática consiste en sustituir el agente densificante tradicional (barita BaSO₄), por una alternativa especial de bajo peso, como lo fue para su estudio el manganeso tetra óxido (Mn₃O₄).

Finalmente, se recalca que para la perforación de pozos CTD estos requerimientos se intensifican, pues el rendimiento del fluido debe compensar las limitaciones generadas por la ausencia de rotación para asegurar la limpieza adecuada del pozo.

Para el pozo ST-A el fluido de perforación supuesto fue un OBM de 8 PPG con baja reología, cuyas lecturas Fann se exponen en la **Figura 40**.

Figura 40. Lecturas Fann del lodo para el pozo ST-A en WellPlan.



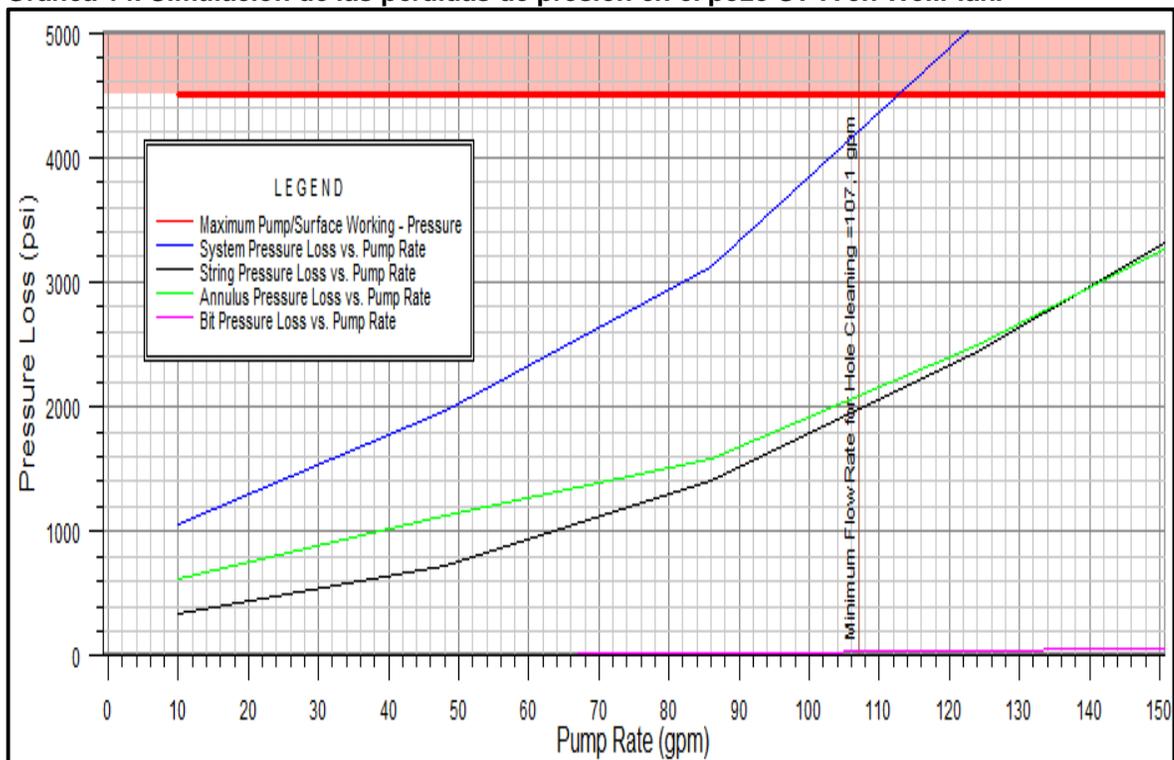
Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019

⁵⁴ FRANKS, Todd, et al. Novel Drilling Fluid for Through-Tubing Rotary Drilling. Texas: SPE, 2004. p.2

3.6.3.2 Pérdidas de presión en el sistema. Como parte de la planeación del pozo, el análisis correspondiente a las caídas de presión en el sistema permite establecer principalmente las especificaciones de bombeo durante la operación.

En la **Gráfica 14** se presenta el comportamiento de las caídas de presión en el pozo de estudio, a partir de curvas para cada región analizada (la broca, la sarta y el anular), mediante las cuales se grafican las pérdidas en relación a la tasa de bombeo. En esta se evidencia una tasa mínima de bombeo para la limpieza de 107,1 gpm, por lo que se debe seleccionar una bomba que supla tal requerimiento. En esta cabe resaltar el comportamiento de la curva de caída de presión en el anular, en la cual, a la tasa de bombeo requerida, se estima una caída de 2200 psi, lo que equivale al 50% de la caída de presión total en el sistema (4200 psi) a dicha tasa.

Gráfica 14. Simulación de las pérdidas de presión en el pozo ST-A en WellPlan.



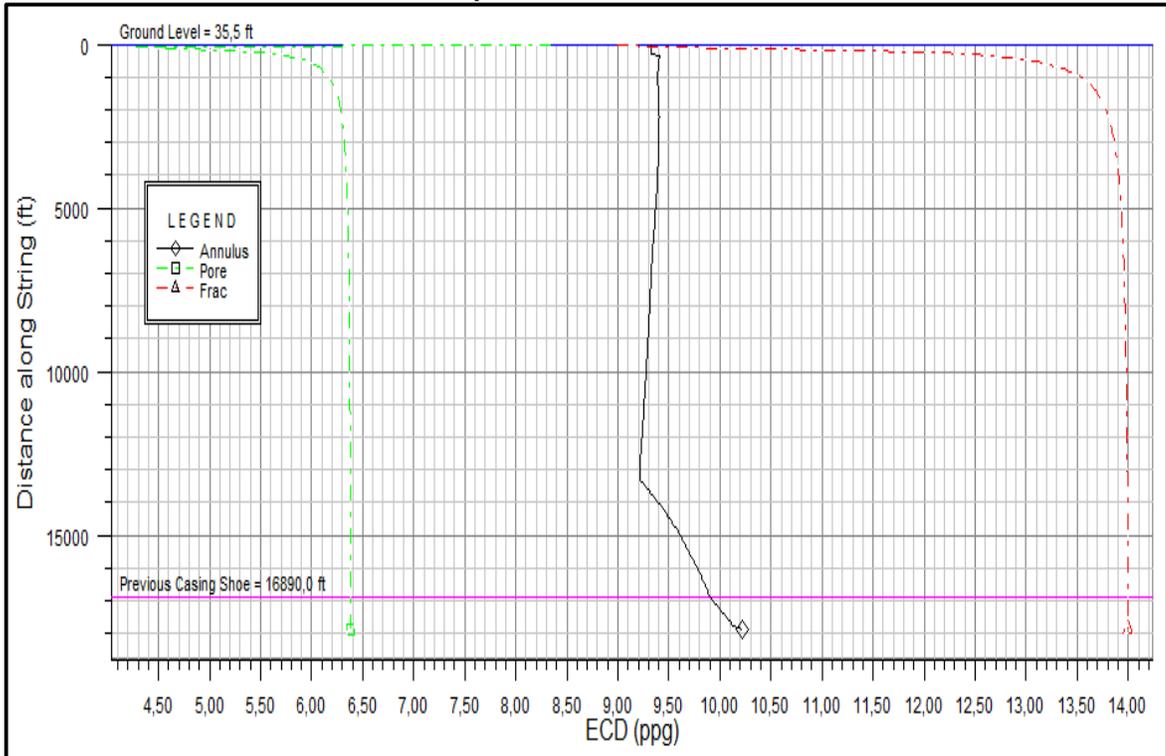
Fuente: LANDMARK, 2019.

3.6.3.3 Densidad de Circulación Equivalente. Durante la ejecución de una operación TTD, el valor de ECD es uno de los parámetros a controlar más críticos, el cual por lo general es significativamente superior al encontrado en pozos convencionales, causado principalmente por las altas pérdidas de presión en el anular.

Por lo tanto, entre las prioridades a evaluar durante la planeación se encuentra el garantizar que la ECD se mantenga por debajo de la presión de fractura, y por encima de la presión de poro. Esto al perforar en condiciones convencionales sobre balance.

En la **Gráfica 15** se presenta el comportamiento del ECD para el pozo ST-A, en comparación a las curvas de presión de poro y de fractura. En esta se puede observar que para el caso, el ECD se mantendrá dentro la ventana operativa, en un rango de 9,2 a 10,2 ppg.

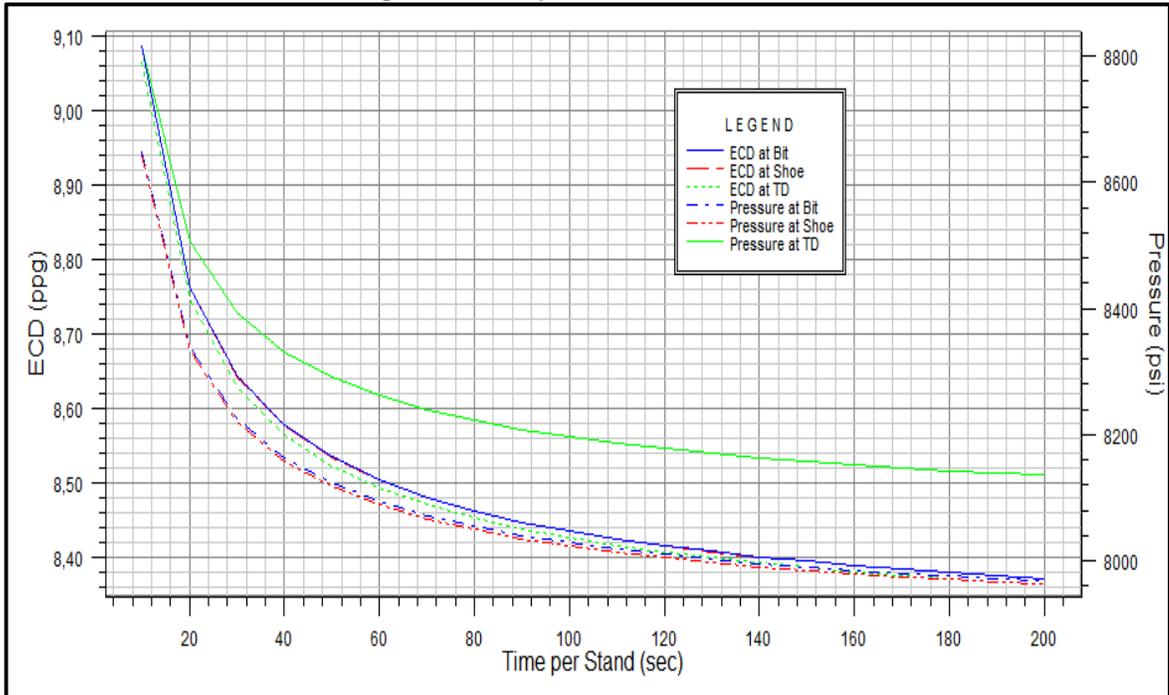
Gráfica 15. Simulación del ECD en el pozo ST-A en WellPlan.



Fuente: LANDMARK, Wellplan, 2019.

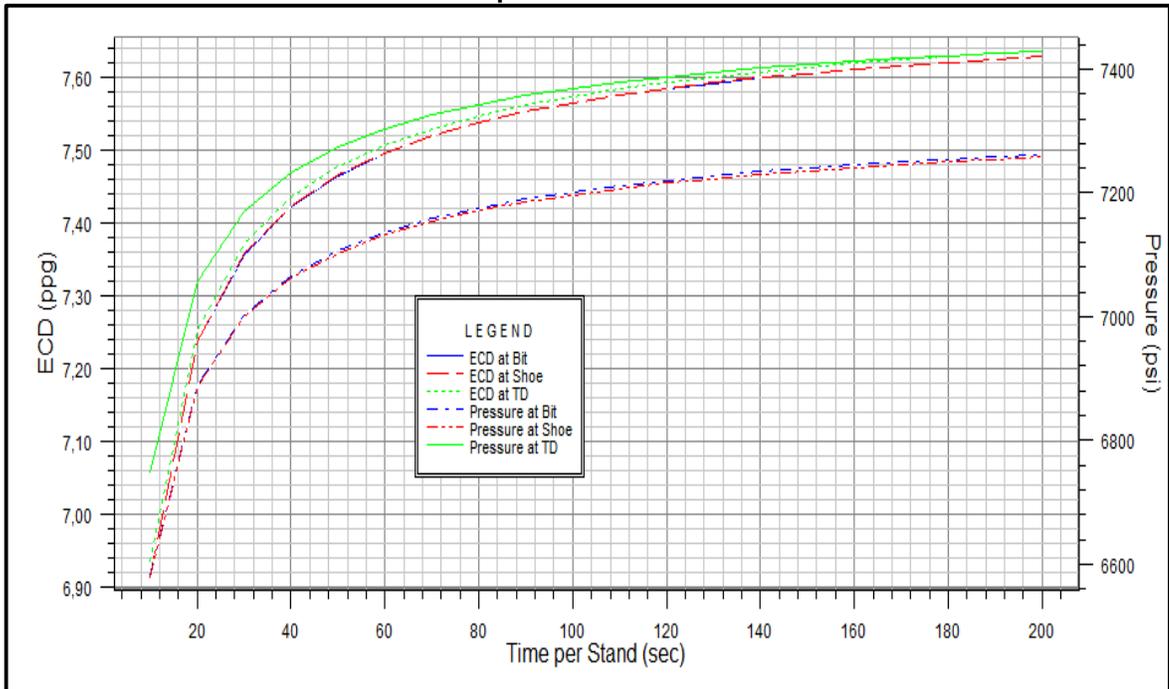
3.6.3.4 Surgencia y Suaveo. Entre los fenómenos de mayor influencia en el comportamiento de la hidráulica de la perforación de un pozo TTD, se tienen los efectos de Surgencia y Suaveo, definidos en el capítulo anterior. En síntesis, estos influyen en la magnitud de la presión en el anular, modificando por lo tanto la Densidad de Circulación Equivalente. Debido a los reducidos anulares, estos fenómenos generan un mayor impacto en comparación al presentado en pozos convencionales, requiriendo en consecuencia un mayor grado de precaución en este sentido. Cabe señalar que, aun cuando ambos efectos se consideran altamente perjudiciales, se recomienda un enfoque especial en la reducción del efecto de Suaveo, puesto que implicaría un aumento de la ya elevada probabilidad de generar pérdidas de circulación por la fracturación de formaciones susceptibles.

Gráfica 16. Simulación de Surgencia en el pozo ST-A en WellPlan.



Fuente: LANDMARK, Wellplan, 2019.

Gráfica 17. Simulación de Suaveo en el pozo ST-A en WellPlan.



Fuente: LANDMARK, Wellplan, 2019.

El principal mecanismo a partir del cual se minimizan dichos efectos, consiste en la reducción del tiempo de corrida, razón por la cual se deben calcular dichos tiempos adecuadamente mediante las simulaciones correspondientes. Mediante la gráfica de Surgencia, se puede observar que entre más rápido sea el viaje de bajada de la sarta, mayor será la presión ejercida en la formación. Durante la practica contraria, se estima que la caída de presión causada por el efecto de succión al levantar la sarta aumentará también al disminuir la duración de la corrida, como se visualiza en gráfica de Suaveo.

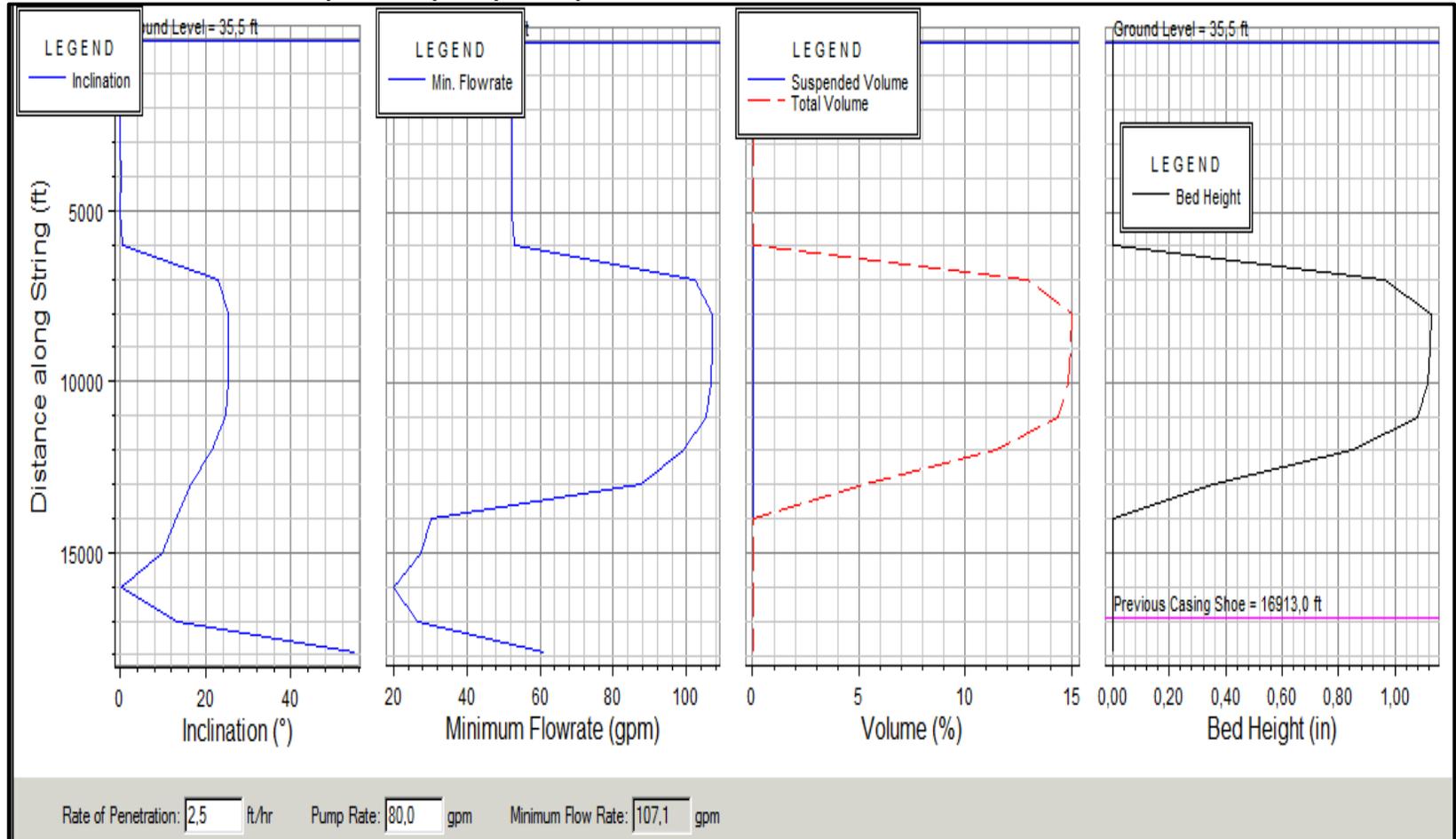
Para el caso del pozo ST-A, se estima conveniente manejar tiempos de viaje de más de 160 segundos (2 minutos y medio), pues las curvas generadas en la simulación muestran variaciones considerables en la presión si se manejan corridas de menor duración. Por el contrario, a tiempos más prolongados, las curvas presentan un comportamiento casi asintótico, a partir de las cuales se estiman variaciones en la presión de menos impacto.

3.6.3.5 Limpieza de pozo. Una de las finalidades primordiales al optimizar la hidráulica es garantizar una limpieza adecuada, al ser este uno de los mayores desafíos encontrados durante la perforación de todo pozo. La optimización de la limpieza depende principalmente de la densidad y la reología del fluido, la velocidad en el anular, las propiedades de los cortes, la capacidad de rotación, la ROP y la inclinación del pozo.

Una correcta planeación y ejecución en este sentido, permite evitar una amplia variedad de problemas, como la disminución de la tasa de penetración, el incremento del torque y el arrastre, la generación de márgenes de Over Pull excesivos, el aumento de la probabilidad de presentar pegas, la generación de obstrucciones durante la corrida de revestimientos y su cementación, e incluso el colapso del pozo.

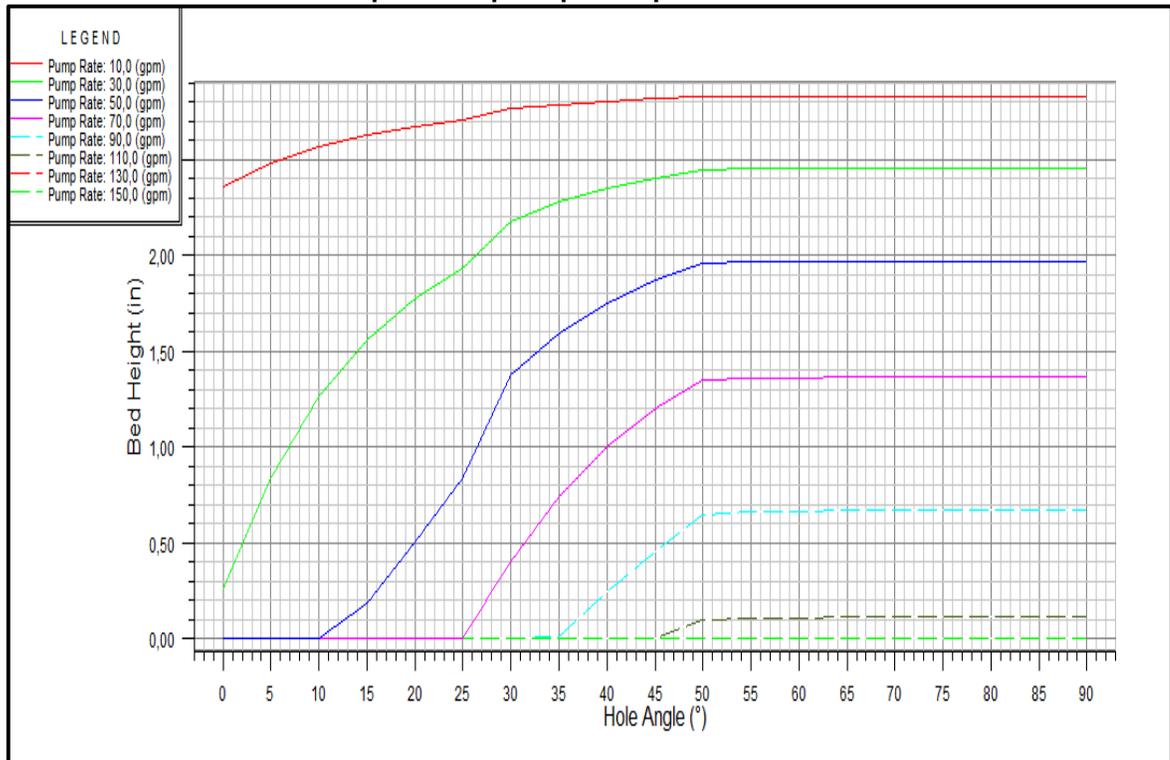
En un pozo TTD, se presentan altas velocidades anulares, beneficiando de esta manera la limpieza del pozo. Sin embargo, debido a los altos grados de inclinación que se pueden requerir, se generan fácilmente camas de recortes, dificultando consecuentemente la limpieza. Como se puede observar en la **Gráfica 19**, a medida que el ángulo del pozo aumenta, se generan camas de recortes de mayor altura. A partir de esta grafica se puede identificar la tasa requerida para obtener una buena limpieza, ya que genera curvas para las posibles tasas de bombeo a emplear de acuerdo al rango estudiado (de 10 a 150 gpm). De acuerdo al simulador, la tasa que se debe emplear para obtener una óptima limpieza corresponde a 107.1 gpm, a la cual no se estima una generación significativa de camas de recortes. A manera de ejemplo, mediante la **Gráfica 18** se presenta un sumario del análisis de la limpieza que se calcula en caso tal de emplearse una tasa de bombeo inferior a la requerida (80 gpm). A dicha tasa, se estima una cama de recortes de 1,15 in y un porcentaje en suspensión del 15%, corroborando la importancia de emplear una tasa de bombeo adecuada.

Gráfica 18. Simulación de limpieza del pozo para el pozo ST-A en WellPlan.



Fuente: LANDMARK, Wellplan, 2019..

Gráfica 19. Simulación de limpieza del pozo para el pozo ST-A en WellPlan.



Fuente: LANDMARK, Wellplan, 2019.

Finalmente, de manera complementaria se analiza esta variable de forma especializada para un pozo CTD, exponiendo las simulaciones corridas para el pozo ST-A, suponiendo que sea perforado con tubería flexible. Lo anterior se llevó a cabo empleando el Módulo de transporte de sólidos del software CoilCADE abarcado previamente, el cual permite la predicción del tiempo requerido para el transporte de sólidos a superficie en secciones desviadas.

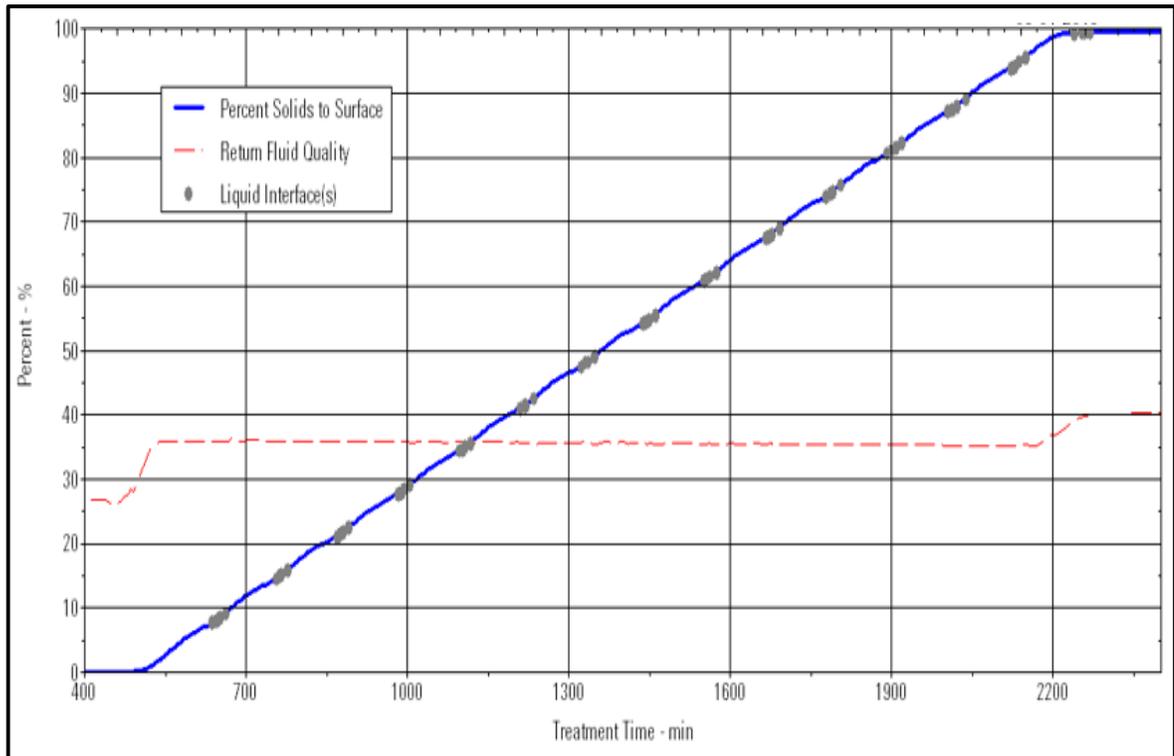
Mediante el **Cuadro 4** se indica la data ingresada al Software correspondiente a las asunciones para el pozo, la cual permitió pronosticar la eficiencia de la limpieza estimada (**Gráfica 20**). De acuerdo a la simulación, para el caso será posible acarrear el 100% de los recortes a superficie, siempre y cuando se maneje de manera constante la tasa de bombeo que de acuerdo a la simulación garantiza dicha porcentaje, equivalente a 2,45 bpm (102,9 gpm). Tal dato se identificó evaluando los diferentes escenarios dentro del rango previamente considerado (10 a 150 gpm), al ser las tasas comúnmente estudiadas en este tipo de pozos. De ser empleadas tasas de bombeo por debajo a la identificada, se estima una limpieza de pozo insuficiente, y el emplear tasas superiores puede inducir a presiones elevadas indeseadas, especialmente en este tipo de pozos.

Cuadro 4. Data ingresada a CoilCADE para las simulaciones de hidráulica del pozo ST-A.

ITEM	DESCRIPCIÓN
Líquido inicial del CT	8,45 ppb
Líquido inicial del pozo	3,56 ppb
Presión de cabeza del pozo	600 psi
Diámetro de la broca	3,325 in
Profundidad	17.465 ft
Tasa de flujo	2,45 bpm
Tasa de nitrógeno	800 scfm
Tasa equivalente	3 bpm

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

Gráfica 20. Simulación de la limpieza del pozo A en CoilCADE.



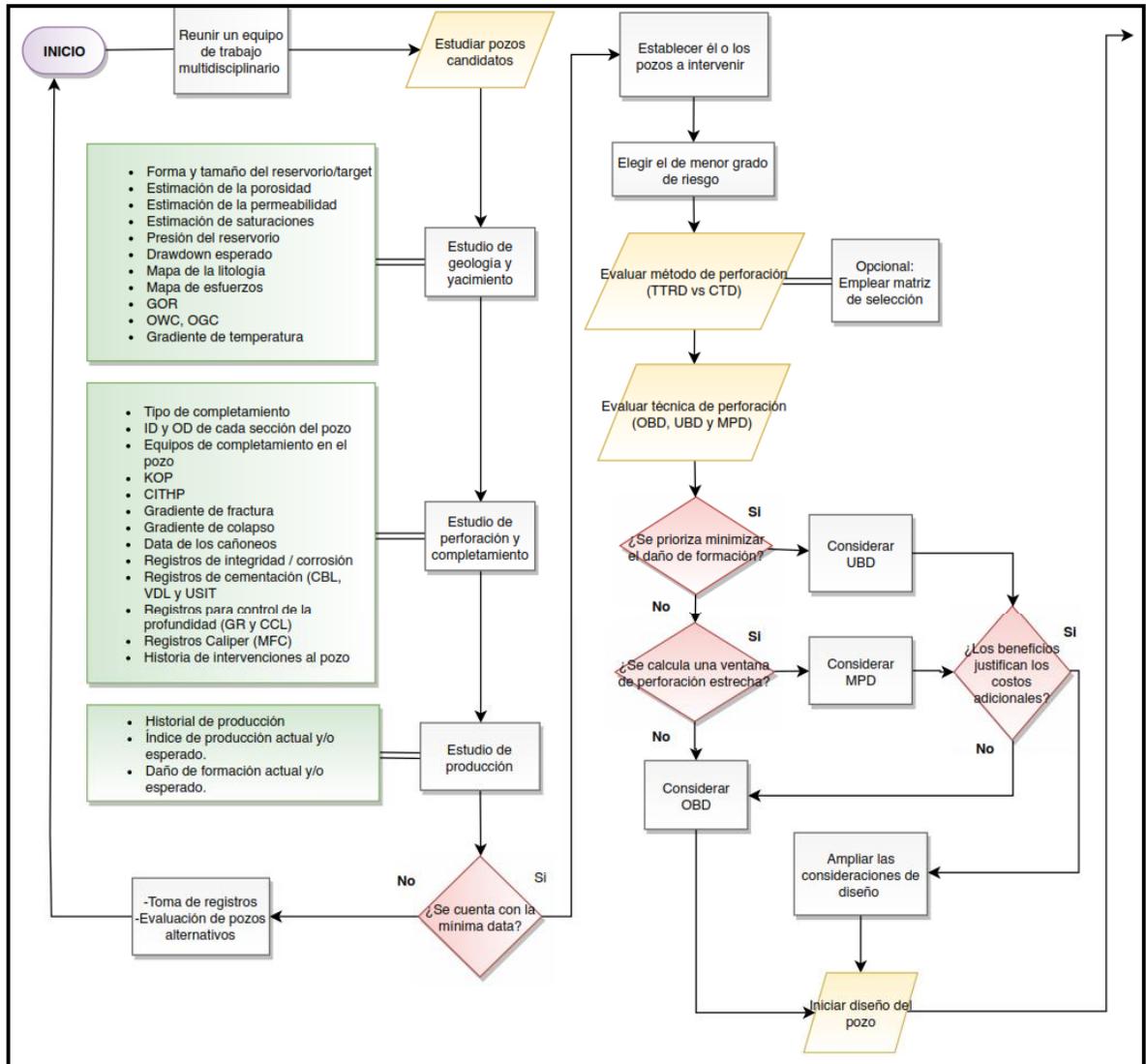
Fuente: COILCADE, 2019.

3.7 SEPTIMA FASE: ESTABLECER MEDIDAS DE WELL CONTROL

Una etapa fundamental en la planeación de cualquier pozo es el planteamiento de las medidas de seguridad. La tecnología evaluada requiere de un especial cuidado en este sentido, principalmente debido a que en pozos de diámetro reducido aumenta la dificultad para la detección de patadas. Sin embargo, cabe aclarar que la probabilidad de presentar una patada en pozos TTD se considera baja, ya que estos son por lo general extensiones laterales sin un desplazamiento vertical significativo, e idealmente el completamiento original y el árbol de navidad se mantienen en el lugar, aumentando el grado de seguridad. Sin embargo, el control de pozo tiene un mayor grado de dificultad al convencional por el efecto de suaveo generado.

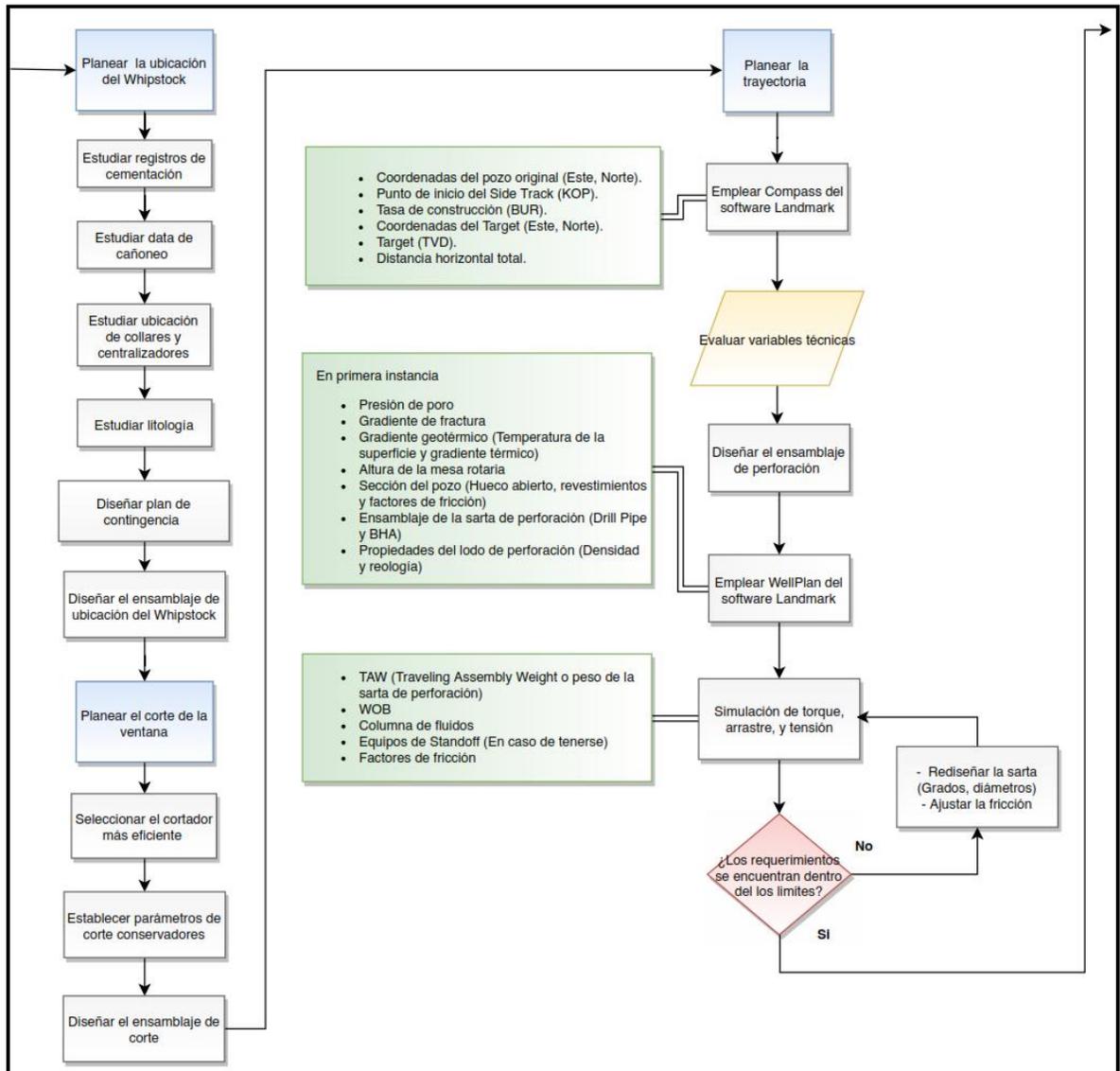
Entre las metodologías propuestas para reducir tal efecto se tiene el bombeo fuera del pozo o la reducción de las velocidades de extracción, procedimientos importantes pues cualquier afluencia representaría un problema serio e inmediato, ya que incluso una entrada de 5 bbl ocuparía alrededor de 900 ft de espacio anular entre un tubo de perforación de 2-7/8" y un pozo de 3-3/4". Por lo tanto, emplear los instrumentos con sensibilidades convencionales de +/- 6bbbls a menudo resulta en una evacuación completa del pozo antes de que se detecte la patada. La opción habitual es llevar a cabo una medición más precisa del sistema del fluido de perforación activo como una medida preventiva adicional. Esto se puede realizar de varias formas, principalmente reduciendo el volumen del dicho sistema aislando parte de un tanque grande o mediante la inclusión de medidores de flujo en la línea de descarga de las bombas.

Figura 41. Diagrama de planeación de operaciones TTD



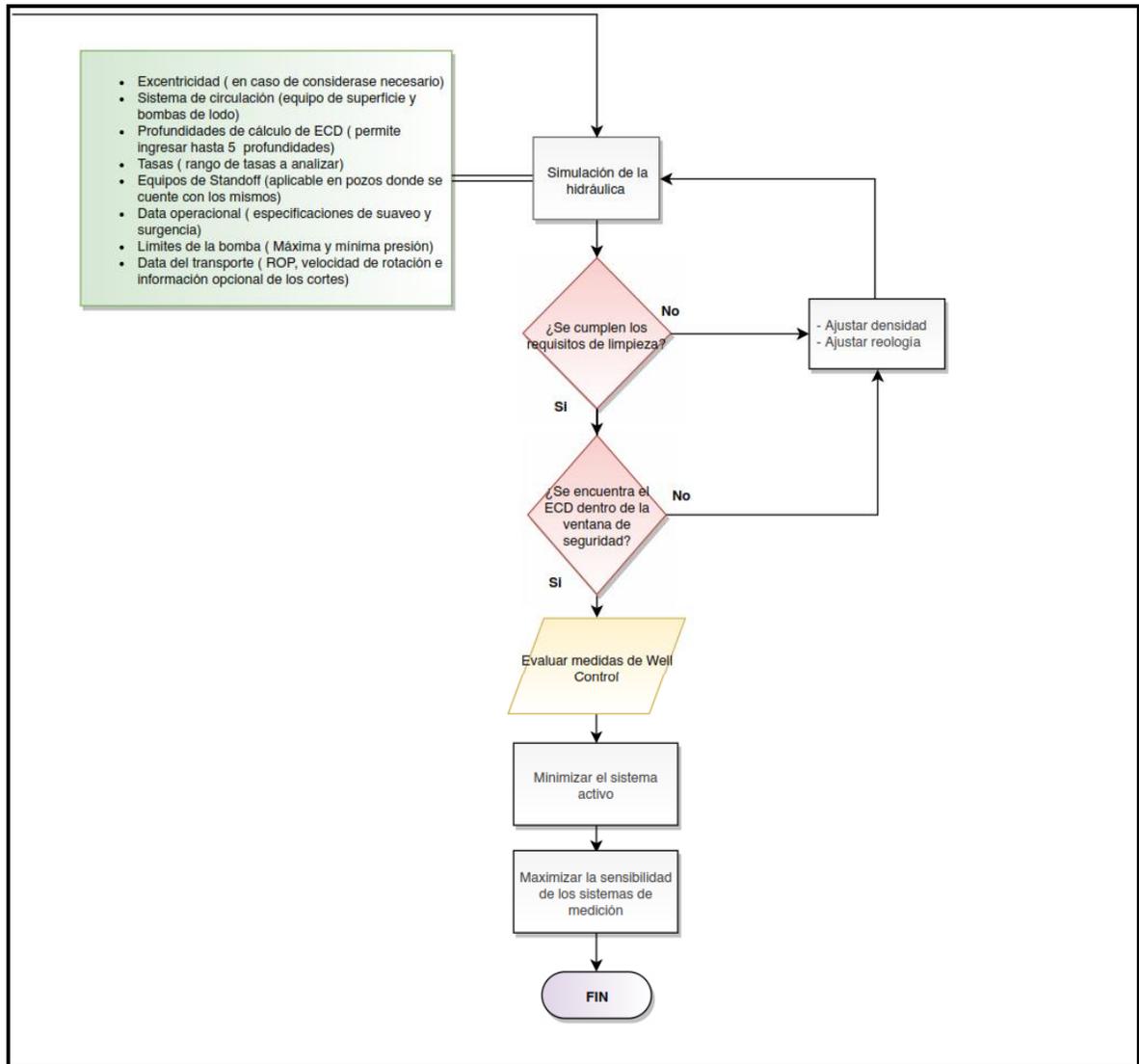
Fuente: elaboración propia.

Figura 41. (Continuación).



Fuente: elaboración propia.

Figura 41. (Continuación).



Fuente: elaboración propia.

Figura 42. Convenciones del diagrama.

	Inicio de fase		Condición		Relación
	Mínima data		Acción		Siguiente paso

Fuente: elaboración propia.

4. DESARROLLO DE UNA MATRIZ DE SELECCIÓN ENTRE TTRD Y CTD

A continuación se describe el planteamiento de una matriz de selección entre las variantes de la tecnología, la cual se propone a manera de herramienta complementaria, para ser empleada dentro del programa de planeación expuesto en el capítulo anterior. A partir del empleo de la misma, se obtiene como resultado la tecnología recomendada para un pozo candidato, de acuerdo a los criterios bajo los cuales se estructuró.

La selección, ponderación y calificación de las variables se llevó a cabo gracias a la experiencia profesional del director del presente proyecto, y a partir del análisis de la literatura disponible llevado a cabo por parte las autoras.

Cabe recalcar que la aplicabilidad de esta matriz no se encuentra limitada a un campo en específico, ya que a partir de la misma se busca proveer una adecuada sugerencia para un pozo cualquiera del país.

La matriz está compuesta por:

- Variables de selección, estas representan las principales condiciones que influyen en la implementación de la tecnología, de acuerdo a la teoría expuesta en el primer y segundo capítulo. Los treinta factores seleccionados abarcan las facetas técnicas, operacionales, económicas y ambientales de las tecnologías, y las características del pozo original.
- Porcentaje (%), hace referencia a la envergadura relativa de la variable dentro de la matriz. De acuerdo a lo expuesto en la **Sección 3.1.2**, el principal criterio de selección es el pozo original, razón por la cual se asignó un porcentaje total del 40% a las variables correspondientes al tipo de pozo. El porcentaje restante se estableció como sigue: 20% tanto para las variables técnicas como para las económicas y 10% tanto para las operacionales como para las ambientales, para un total del 100%.
- Calificación (C), la calificación hace referencia al desempeño de cada alternativa dentro de la variable analizada, a partir de la cual se estima que tan “eficiente” o “insuficiente” se considera su actuación correspondiente. Las calificaciones se plantean en un rango del 1 al 4, donde 1 equivale a un desempeño "bajo", 2 a "medio", 3 a "bueno" y 4 a “muy bueno”. Como se estableció, la evaluación de las tecnologías se ejecutó principalmente a partir del conocimiento adquirido mediante la empresa soporte. Por lo tanto, las calificaciones cuentan con cierto grado de subjetividad a tener en consideración. Sin embargo, se enfatiza en que fueron establecidas a partir de bases teóricas generalizadas, tratadas a lo largo del documento, a partir de las cuales nacen las afirmaciones dispuestas en la siguiente sección.

- Relevancia (R), hace referencia a la importancia que tiene la variable analizada para el usuario de la matriz. Como se ha tratado previamente, las prioridades y políticas de la empresa que llevará a cabo la operación cuentan con un papel fundamental en la selección de la tecnología adecuada. Por ejemplo, mientras que para compañía el minimizar el daño de formación puede ser diagnosticado indispensable debido a las características propias del yacimiento o por las políticas de trabajo manejadas, para otra puede que fracturar posteriormente para sobrepasar dicha problemática represente la práctica habitual. Por lo tanto, en la siguiente sección se presentan adicionalmente recomendaciones respecto a la magnitud de la relevancia que puede ser otorgada a una variable, sujeta de igual manera a diferentes grados de subjetividad. El valor de la misma se ingresa a la matriz en un rango de 1 a 3, donde 1 hace referencia a "indiferente" o "baja", 2 a "deseable" o "media" y 3 a "indispensable" o "alta".
- Puntuación (P), finalmente, la puntuación es el producto entre el porcentaje, la calificación y la relevancia. De esta manera, la tecnología que obtenga la mayor puntuación será considerada la alternativa adecuada a implementar de acuerdo a los criterios descritos.

4.1 VARIABLES DE SELECCIÓN ENTRE LAS TECNOLOGÍAS TTD

Seguido se listan las variables seleccionadas, junto a una abreviada explicación del porqué de su integración a la matriz. Para cada una, en primer lugar, se exponen recomendaciones respecto al valor de la relevancia a ingresar, cuyo establecimiento final ya dependerá de los objetivos y políticas de cada empresa. En segundo lugar, se presentan las calificaciones dadas, justificadas de manera concreta, de acuerdo a la comparación del desempeño de las alternativas (TTRD y CTD), desde diferentes puntos de vista.

Cabe resaltar que estas no son las únicas variables a considerar durante una operación de este tipo, pero son aquellas en las cuales las tecnologías evaluadas presentan las diferencias de rendimiento más destacables y concluyentes. Por consiguiente, son las que permiten examinar dentro de un estudio comparativo las ventajas y desventajas que conllevan, a fin de obtener como resultado la alternativa más beneficiosa en términos prácticos desde una base teórica.

4.1.1 Variables técnicas. Los aspectos presentados en esta sección abarcan el desempeño de las tecnologías TTD desde una perspectiva mecánica.

4.1.1.1 Torque y arrastre. Estas fuerzas determinan la distancia a perforar direccionalmente, por lo cual su relevancia incrementa en pozos TTD con grandes cambios en el DLS (Dog Leg Severity) lo cual demanda de una mayor capacidad del equipo y de la sarta. Por lo tanto, se recomienda considerar esta variable

“indiferente” para cambios en el DLS menores a $5^{\circ}/100$ ft, e “indispensable” para trayectorias con cambios de más de $20^{\circ}/100$ ft.

Al determinar el método preferencial de acuerdo a su capacidad para alcanzar el objetivo en función a los requerimientos de torque y arrastre, se necesita tener en cuenta principalmente que CTD no rota y, por lo tanto, no logra el deslizamiento dinámico obtenido mediante la rotación al perforar. La fricción de la tubería flexible es estática y ejerce una significativa fuerza sobre el pozo al viajar dentro y fuera del pozo, lo cual aumenta en consecuencia la potencia requerida. Por lo tanto, se califica el desempeño de TTRD como “muy bueno” y el de CTD como “bueno”.

4.1.1.2 Peso sobre la broca. Una cantidad adecuada de peso disponible sobre la broca permite llevar a cabo la perforación adecuadamente y dentro de los tiempos programados. Teniendo en cuenta que dicho requerimiento se intensifica a medida que aumenta la distancia de perforación, se recomienda considerar esta variable como “indiferente” para distancias en MD menores a 1.000 ft, e “indispensable” a partir de una extensión de más de 3.000 ft.

Respecto a la actuación de cada tecnología, como se ejemplificó mediante la **Gráfica 1** y la **Gráfica 2** del documento, la transmisión de peso a la broca se dificulta a medida que aumenta la extensión de pozo cuando no se presenta rotación de la sarta. En consecuencia, la tecnología TTRD tiene la ventaja en esta área debido a su capacidad de rotación, en relación a CTD, cuyo desempeño en este aspecto decrece adicionalmente debido a la facilidad con la que se presenta pandeo de la tubería. Por lo tanto, se califica a TTRD como “muy bueno” y CTD como “medio”.

4.1.1.3 Limpieza del pozo. De una limpieza de pozo adecuada depende el éxito de la operación, al evitar una serie de problemáticas comunes, que incluyen la disminución de la tasa de penetración, el incremento del torque y el arrastre, la generación de márgenes de Over Pull excesivos, el aumento de la probabilidad de presentar pegas, e incluso el colapso del pozo. Teniendo en cuenta que los desafíos en la limpieza están directamente vinculados al ángulo de inclinación del pozo, de acuerdo a los rangos tratados en la **Sección 2.3.4**, se recomienda una relevancia “deseable” para pozos TTD con ángulos entre 40° y 65° , e “indispensable” para inclinaciones de más de 65° .

Al seleccionar el método predilecto se tiene en cuenta principalmente la importancia de adquirir la velocidad del fluido anular suficiente, lo cual depende tanto de las propiedades del fluido empleado, como de la tasa de bombeo. Ya que la tasa de bombeo utilizada aumenta la presión dentro de la sarta de perforación, el comportamiento del fenómeno está directamente relacionado al diámetro disponible. Un diámetro más pequeño tendrá una pérdida de presión más alta que un diámetro mayor para lograr la misma velocidad del fluido. Por lo tanto, se consideran las diferencias de volumen anular y de volumen de la sarta de perforación cuando se examinan las dos alternativas. En operaciones con tubería

flexible, se tiene un volumen interno pequeño y un volumen anular relativamente grande, en contraposición a operaciones con tubería convencional, donde se tiene un mayor volumen interior en contraste al volumen anular. Al ser los volúmenes anulares en TTRD más pequeños que en la perforación convencional e incluso más pequeños que en CTD, se consiguen óptimas velocidades anulares sin requerir de una tasa de bombeo excesivamente elevada. Por otra parte, la limpieza adecuada del pozo en operaciones CTD se considera uno de los principales desafíos a enfrentar, debido a la carencia de rotación en operaciones CTD, mecanismo principal que permite mantener los sólidos en suspensión y agitar los acumulados en camas, por lo cual la limpieza dependerá primordialmente del fluido de perforación. En consecuencia, se califica a TTRD como “muy bueno” y a CTD como “bajo”.

4.1.1.4 Densidad de circulación equivalente. Minimizar las ECD es considerado un desafío en toda operación TTD, puesto que estas suelen ser elevadas debido a los estrechos anulares. Considerando que la principal consecuencia es la generación de fracturas a través de las cuales se tienen pérdidas de circulación, se recomienda otorgar una mayor relevancia a esta variable cuando se estimen presiones de fractura bajas, de acuerdo a los límites manejados.

En cuanto al desempeño de las tecnologías, aun cuando ambas conllevan el mismo desafío, teniendo en cuenta la descripción de los diámetros anulares del punto anterior, CTD tiene la ventaja en cuanto a pérdidas menores por fricción en el anular, lo cual se traduce en densidades de circulación equivalentes más pequeñas, en comparación con la otra alternativa disponible. Por consiguiente, se califica el desempeño de TTRD como “bajo” y el de CTD como “medio”.

4.1.1.5 Estabilidad del pozo. Teniendo presente que las operaciones TTD se pronostican susceptibles a problemas de estabilidad de pozo y a variedad de condiciones de riesgo relacionadas, producto de la antigüedad y del avanzado grado de depletamiento asociado a los campos maduros, se considera que la relevancia de esta variable aumenta a medida que incrementa la antigüedad del pozo. Por lo anterior, se recomienda una valoración “indiferente” para pozos de menos de 3 años, e “indispensable” para aquellos de más de 30 años.

Entre las medidas a tomar en una operación TTD se tiene el manejo riguroso de presiones, pues en reservorios de mayor sensibilidad, como los presentes en campos maduros, no se desean fluctuaciones significativas de presión. Una causa frecuente de dichas fluctuaciones durante la perforación de estos pozos son los efectos de Suaveo y Surgencia. Sin embargo, dichos efectos en CTD tienen una incidencia notablemente menor debido a su tamaño relativo al hueco abierto. Esto permite que los tiempos de viaje sean más rápidos, aumentando los beneficios propios de esta tecnología. Por el contrario, en pozos TTRD los espacios anulares son más pequeños, por lo que se requiere de un control constante para evitar

fracturar o colapsar el pozo. En consecuencia, se califica TTRD como “medio” y CTD como “bueno”.

4.1.1.6 Manejo de presiones. Estimando los beneficios que se obtienen al operar con un manejo de presiones no convencional (UBD y MPD), se debe evaluar el desempeño de las tecnologías dentro de dichas condiciones como parte de la selección de la tecnología a implementar. En consecuencia, se sugiere estimar una relevancia “indiferente” en caso tal de operar convencionalmente (OBD), e “indispensable” si se planifican operaciones bajo balance o de presión controlada.

Teniendo presente que mediante ambas metodologías es viable llevar a cabo este tipo de operaciones, CTD se considera notablemente más eficiente, debido a que no requiere de conexiones y a que cuenta con un sistema de circulación cerrado, permitiendo mantener un control de pozo más preciso. Por el contrario, este tipo de operaciones para pozos TTRD conlleva un mayor número de requerimientos de diseño y de medidas preventivas. Por lo anterior, se califica TTRD como “medio” y CTD como “bueno”.

4.1.1.7 Pega diferencial. Como se ha establecido, las pegas diferenciales se presentan frecuentemente en la perforación de pozos de este tipo. Se estima que su relevancia depende del análisis de riesgos de cada caso, por lo que la consideración de esta variable se recomienda “indispensable” en los casos donde se estime un alto nivel de riesgo de pega diferencial.

En un estudio comparativo, dicho riesgo es mayor para CTD en relación a la tecnología TTRD, debido al aumento del área de superficie en contacto con las paredes del pozo. Lo anterior considerando una operación convencional, ya que de ser llevada a cabo la operación bajo balance, se elimina la posibilidad de ocurrencia de este fenómeno. Por lo tanto, se califica el desempeño de TTRD dentro de esta variable como “medio” y el de CTD como “bajo”, el cual cambiaría de acuerdo al balance de presiones.

4.1.1.8 Daño de formación. Al considerar la importancia que tiene reducir el daño de formación provocado durante la perforación, se recomienda valorar la actuación de cada uno de los métodos en la ejecución de operaciones bajo balance, pues como se ha establecido, bajo dichas condiciones se minimiza el daño generado al evitar la invasión de fluidos a la formación, consiguiendo así, disminuir significativamente la afectación a los canales de flujo del reservorio y por lo tanto de su permeabilidad. Teniendo en cuenta que este requerimiento se intensifica en reservorios de baja permeabilidad, se plantea considerar su relevancia “indiferente” para magnitudes altas ($k > 100$ mD), e indispensable para magnitudes bajas ($k < 1$ mD).

Aun cuando con ambas tecnologías se pueden llevar a cabo operaciones bajo balance, el desempeño de la tecnología CTD es notablemente superior en este

aspecto. Por lo tanto, se califica el desempeño de TTRD dentro de esta variable como “medio” y el de CTD como “muy bueno”.

4.1.1.9 Presiones en superficie. Como parte de las consideraciones de diseño para los equipos de superficie, se debe examinar la capacidad obtenida para trabajar con presiones de cabeza elevadas, en especial al operar a grandes profundidades. Por lo tanto, se sugiere que la relevancia aumente a medida que se estimen mayores presiones en cabeza, considerándose “indispensable” para presiones en cabeza elevadas ($P_{hd} > 5.000$ psi).

La capacidad del equipo, ya sea taladro de perforación o unidad de Coiled Tubing, se convierte en uno de los factores decisivos durante la planeación, pues es un requerimiento fijo que no es fácilmente modificable. Aun cuando se cuenta con la alternativa de aumentar la tasa de bombeo para aumentar tal capacidad, dicho procedimiento puede aumentar indeseablemente la ECD, generando entonces problemas asociados al incremento de la misma. Los taladros en Colombia tienen una capacidad en promedio de hasta 5.000 psi, mientras que las unidades de Coiled Tubing pueden llegar comúnmente a 8.000 psi. Por consiguiente, se califica el desempeño de TTRD dentro de esta variable como “bueno” y el de CTD como “muy bueno”.

4.1.1.10 Pandeo de la tubería. Durante la perforación de todo pozo se busca minimizar la probabilidad de ocurrencia de este fenómeno, porque disminuye la tasa de penetración de la broca en la formación, y al intensificarse provoca un alto riesgo de bloqueo de tubería. En pozos Slim Hole dicho fenómeno presenta una crítica incidencia causada por el comportamiento propio de las sargas de perforación de diámetro reducido, en especial a través de secciones horizontales. Por lo tanto, una recomendación planteada es otorgar una relevancia “indispensable” si se planifican pozos horizontales.

Aun cuando este fenómeno tiende a presentarse con facilidad en toda sarga de perforación de diámetro reducido, ocurre con mayor frecuencia durante operaciones CTD, debido a la naturaleza flexible de la tubería. Aun cuando se considera que el problema de un límite de pandeo reducido se puede mejorar mediante el uso de una baja DLS al emplear Coiled Tubing, esto puede no ir de acuerdo con la trayectoria requerida. En consecuencia, se califica el desempeño de TTRD dentro de esta variable como “medio” y el de CTD como “bajo”.

4.1.1.11 Control direccional. Dentro de este aspecto se consideran las herramientas empleadas que habilitan la adquisición de altos ángulos de construcción. Este factor es importante debido a las capacidades direccionales requeridas para la construcción de un ST, cuya trayectoria puede requerir de un *dog-leg* severo. Por lo tanto, se recomienda considerar esta variable “indiferente” para una DLS menor a 10°/100 ft, e “indispensable” para trayectorias con más de 30°/100 ft.

En comparación, la tecnología CTD tiene la ventaja debido a que cuenta con sistemas RSS, los cuales permiten incrementar el control direccional del pozo, beneficiando el planteamiento de perfiles de pozo más complejos. Debido a esto, se califica la actuación de TTRD como “bueno” y el de CTD como “muy bueno”.

4.1.2 Variables operacionales. Durante la planeación de un pozo TTD se deben evaluar una serie de condiciones operacionales especiales. Sin embargo, para efectos de la matriz, se tienen en cuenta únicamente las variables con diferencias significativas entre ambas tecnologías, excluyendo las comunes a toda operación de perforación y las consideradas equiparables para ambas.

4.1.2.1 Locación. El espacio disponible para los equipos empleados durante el procedimiento se encuentra entre los requerimientos más rigurosos, al estar limitado por las condiciones presentes. En consecuencia, se debe estudiar el tamaño de las alternativas existentes para perforar este tipo de pozos, dentro del área disponible para tal fin. El principal ejemplo de lo anterior se tiene en la perforación de pozos costa afuera, donde se priorizan las dimensiones de cada componente en plataforma. Por lo anterior, se sugiere considerar su relevancia “indispensable” si se planifica la operación costa afuera.

En cuanto a las diferencias de cada tecnología en este sentido, TTRD cuenta con los mismos equipos para la perforación de un pozo convencional, los cuales demandan más espacio en superficie en comparación a los requeridos para operaciones CTD, cuyos componentes son más compactos en general. Por lo tanto, se califica la actuación de TTRD como “bueno” y el de CTD como “muy bueno”.

4.1.2.2 Movilidad. Relacionado al punto anterior, el transporte de los equipos hacia la locación es un factor de estudio resaltable, en especial en un país como Colombia donde las vías de acceso para determinadas zonas no cuentan con óptimas condiciones. Por lo tanto, se sugiere determinar la relevancia de la variable de acuerdo a las condiciones de acceso para el caso puntual.

En este aspecto, la principal diferencia radica en que los componentes de la tecnología TTRD son generalmente construidos por módulos e instalados en la locación, por lo que su transporte no supone mayores inconvenientes a los tradicionales. Por el contrario, la unidad de Coiled Tubing requiere del transporte del carrete, el cual representa una carga extra-dimensional considerable. Por lo tanto, se califica la actuación de TTRD como “bueno” y el de CTD como “medio”.

4.1.2.3 Protección del completamiento. Ya que durante una operación TTD se prioriza por regla general salvaguardar la integridad del completamiento a fin de conservarlo y de esta manera reducir los costos significativamente, se necesita examinar cómo este se ve afectado por el método de perforación empleado. Por lo tanto, de acuerdo a los registros de integridad del pozo a intervenir, se sugiere

estimar una relevancia “indispensable” para porcentajes de desgaste altos ($w > 15\%$).

Al reconocer que dicha afectación está relacionada principalmente al tamaño del ensamblaje de perforación y a la rotación del mismo, se debe valorar cual alternativa minimiza tal consecuencia, facilitando la ejecución de la operación a través del Tubing. La rotación es una de las principales causas de desgaste del completamiento, lo cual reducirá su integridad estructural y su resistencia al estallido y al colapso. Por lo tanto, se califica la actuación de TTRD como “medio” y el de CTD como “muy bueno”.

4.1.2.4 Integridad de la tubería. Una condición óptima de la tubería representa un requerimiento fundamental para la operación, pues en la capacidad y propiedades de la misma radican la mayor parte de las variables aquí tratadas. Entre las condiciones que se evalúan dentro de este aspecto se encuentran las características de los fluidos que pueden afectar la tubería, por lo que se recomienda aumentar la relevancia de la variable en ambientes abrasivos (tales como fluidos con arena) o corrosivos (fluidos con presencia de H_2S y CO_2).

Al comparar las tecnologías, se debe reconocer la vulnerabilidad atribuida a la tubería flexible. Por un lado, esta se estima más susceptible a degradación por fluidos abrasivos, los cuales reducen la vida útil del material, y a fluidos corrosivos, los cuales alteran su integridad. Adicionalmente, la constante deformación de la misma al enrollarse y desenrollarse del carrete, disminuye paulatinamente su integridad y capacidad de transmitir peso a la broca. Sin embargo, la tubería empleada en pozos TTRD también es considerada susceptible a la fatiga, en especial en los puntos de agarre en donde se pueden generar bordes abrasivos, en consecuencia a su diámetro reducido, disminuyendo así su diámetro interno. Por lo tanto, se califica el desempeño de TTRD como “bueno” y el de CTD como “bajo”.

4.1.2.5 Toma de datos. Durante la perforación de un pozo cualquiera, el registro del mayor número y de mejor calidad posible de parámetros, datos y propiedades presentes se estima altamente provechoso, pues permite, entre otros beneficios, optimizar el tiempo de respuesta ante cualquier inconveniente, mejorar el control de pozo y maximizar el conocimiento obtenido de las formaciones atravesadas, lo cual resultará siempre beneficioso, tanto para el proyecto en cuestión como para proyectos futuros. Por lo tanto, la relevancia atribuida a la variable dependerá de la importancia que represente para la operadora los beneficios adicionales que dicha data conlleva.

Al calificar la facilidad obtenida para la adquisición de información, la tecnología CTD genera beneficios notorios, puesto que tiene instaladas rutas de alimentación y de registro eléctrico operativas (telemetría cableada), consideradas óptimas en comparación con la transmisión de datos por telemetría de pulso del fluido de

perforación empleada convencionalmente. Por tal motivo, se califica la actuación de TTRD como “bajo” y el de CTD como “muy bueno”.

4.1.3 Variables económicas. Reconociendo las operaciones TTD como alternativas de bajo costo para la construcción de Side Tracks, la evaluación financiera es consecuentemente un factor base bajo el cual se planifican las distintas fases constituyentes del proyecto. Este puede convertirse fácilmente en el factor decisivo para una compañía operadora, debido al deseo de maximizar la producción del pozo de una manera económica, a partir de un análisis de costo en relación al beneficio.

4.1.3.1 Campaña de perforación. El tamaño de la campaña de perforación en términos del número de pozos es un factor fundamental en la selección del método de perforación adecuado, al determinar en gran parte la rentabilidad del mismo. Este tiene una alta incidencia en un país como Colombia, donde no se cuenta con la suficiente experiencia en tecnologías de perforación avanzadas y en donde por lo tanto se debe evaluar si la extensión de la campaña planificada amerita la adopción de nuevos conceptos y procesos. Como recomendación, se estima una relevancia “indispensable” para proyectos pilotos de un solo pozo, e “indiferente” para campañas grandes de perforación, considerando más de 20 pozos una buena magnitud.

En comparación, teniendo en cuenta que actualmente en el país no se perfora con tubería flexible, los pozos CTD requieren de mayores costos y tiempos para la adopción de nuevos conceptos y procedimientos, justificables solo en caso de contar con un número de pozos considerable a intervenir. En consecuencia, se califica la actuación de TTRD como “muy bueno” y el de CTD como “bajo”.

4.1.3.2 Costo equipos. De antemano la cotización de los equipos puede establecer la variante preferente para un operador en una primera instancia, al reconocerla como una de las inversiones más elevadas necesarias para perforar un pozo cualquiera. Como se ha establecido, esta variable por sí sola no determina la rentabilidad del proyecto, pues se cuentan con una serie de condiciones aquí tratadas que pueden incrementar la suma estimada notoriamente. Sin embargo, representan una inversión inicial considerable, cuya relevancia dependerá del presupuesto establecido.

A nivel internacional, estudios y experiencia han demostrado que los pozos perforados con CT tienen un menor costo que los pozos perforados con una unidad convencional, a partir de dos perspectivas la del costo por pozo y la del costo por barril. Esto principalmente asociado a los costos que conllevan los días de taladro en campo, mientras que los costos concernientes al alquiler de la unidad de Coiled Tubing son por lo general menores. En consecuencia, se califica la actuación de TTRD como “medio” y el de CTD como “muy bueno”.

4.1.3.3 Disponibilidad equipos. Relacionado al punto anterior, de manera complementaria al estudio de costos de los equipos, se debe estudiar la disponibilidad de los mismos en la región del campo en particular, pues de acuerdo a la misma puede incrementar el costo base por concepto de importación hacia la locación puntual. Para el caso de Colombia, se recomienda una relevancia de “indispensable” bajo todo escenario.

En el país, debido a que no se perfora con tubería flexible, los costos para importar la tecnología son elevados, lo cual incrementa significativamente los costos totales. Por lo tanto, se califica la actuación de TTRD como “bueno” y el de CTD como “bajo”.

4.1.3.4 Consumibles. Al llevar a cabo el estudio financiero del procedimiento, se deben integrar tanto las inversiones iniciales fijas tratadas anteriormente, como los gastos periódicos atribuidos a la operación. Entre dichos gastos se encuentran los abarcados dentro de este aspecto, el cual hace referencia a aquellos equipos o instrumentos que demandarán un eventual reemplazo como consecuencia de su deterioro o desgaste, cuya relevancia nuevamente depende del presupuesto establecido.

Al llevar a cabo la comparación, la tubería flexible es más costosa que la convencional y tiene una vida útil más corta por su baja resistencia a la fatiga. El elongamiento plástico presentado debilita la tubería, como es la naturaleza del acero que se deforma repetidamente, razón por la cual esta es empleada un número finito de veces antes de ser desechada. Por lo tanto, se califica la actuación de TTRD como “bueno” y el de CTD como “bajo”.

4.1.3.5 Personal calificado. Como parte de la planeación resulta fundamental establecer el grado de entrenamiento necesario del personal, pues de acuerdo a los requerimientos de los equipos empleados este puede variar notablemente. Teniendo en cuenta que la implementación de tecnologías TTD en general bajo todo escenario en Colombia demandan de personal experimentado, se recomienda asignar una relevancia de “indispensable”.

La tecnología TTRD requiere de un menor grado de experiencia en comparación a la tecnología CTD, ya que se asemeja en sus principios básicos de funcionamiento a la perforación convencional. Por lo tanto, se califica el desempeño de TTRD como “bueno” y el de CTD como “bajo”.

4.1.3.6 Personal no calificado. En adición al punto anterior, se tiene que establecer igualmente la cantidad de personal no calificado necesario, lo cual dependerá de la cantidad de trabajos demandantes de mano de obra requeridos durante la intervención. Se recomienda como parte de la selección de la tecnología preferente incluir este aspecto, pues puede incidir notablemente en los costos globales del procedimiento afectando así su rentabilidad, cuya relevancia nuevamente depende de la inversión presupuestada.

En comparación, se considera que las operaciones CTD tienen la ventaja en este aspecto, puesto que no requieren de las comunes conexiones de tuberías. En consecuencia, se califica el desempeño de TTRD como “medio” y el de CTD como “bueno”.

4.1.3.7 Tiempo. Al tener en cuenta que al prolongarse la duración de la operación, incrementan consecuentemente los gastos atribuidos al mismo, reducir los tiempos de las diferentes fases constituyentes del procedimiento se convierte en uno de los objetivos en términos financieros más buscados. Se considera que su relevancia depende de la importancia dada a factores como la reducción en el tiempo de instalación y ensamblaje, el aumento de la tasa de penetración, la minimización de tiempos no productivos (NPT) y en general la reducción de los días totales de operación.

De acuerdo a la experiencia en operaciones de este tipo, CTD reduce los tiempos de operación principalmente gracias a la continuidad de la tubería, ya que no se requiere del tiempo de instalación y unión de juntas, ni tiempo de espera para circular. Por lo anterior, se califica el desempeño de TTRD como “bueno” y el de CTD como “muy bueno”.

4.1.4 Variables ambientales. Los aspectos seleccionados presentados en esta sección dependen de la responsabilidad socio-ambiental manejada, pues son aquellos cuyo control permite salvaguardar el bienestar tanto del equipo y la locación en campo, como de las comunidades y el entorno. Siendo cada día una prioridad mayor para toda industria la protección del ambiente, la búsqueda constante de alternativas que logren minimizar la huella generada se convierte en objetivo primordial para toda compañía operadora responsable. Por lo tanto, las variables descritas brevemente a continuación deben hacer parte del esquema de planeación de la operación, pues determinan en qué medida cada variante representa una decisión más consciente con el ambiente y responsable con las regulaciones ambientales estipuladas por ley.

4.1.4.1 Contaminación. Como se ha tratado previamente, independientemente del tipo, las tecnologías TTD reducen los niveles de contaminación gracias al diámetro reducido del pozo y a las condiciones propias de la operación. Sin embargo, existen diferencias puntuales entre las alternativas que se deben examinar si se desea seleccionar la metodología óptima. A manera de recomendación, se plantea una relevancia de “indispensable” para áreas con un mayor grado de sensibilidad ambiental, como aquellas cercanas a zonas protegidas.

En comparación, las operaciones CTD conllevan mayores ventajas en este aspecto, pues requieren adecuaciones de menor magnitud, lo que se traduce en obras civiles más pequeñas, generando una huella menos nociva. Adicionalmente, a causa de su sistema de circulación cerrado, se reducen las probabilidades de derrames (*spill*)

en el área. Por lo tanto, se califica el desempeño de TTRD como “bueno” y el de CTD como “muy bueno”.

4.1.4.2 Emisión de gases. Entre las afectaciones ambientales que se pueden minimizar puntualmente mediante la elección de una tecnología de perforación específica, se encuentra la emisión de gases contaminantes, ya que su magnitud dependerá directamente del tipo y gasto energético del equipo empleado. Por lo tanto, la relevancia de la misma incrementará de acuerdo a las políticas ambientales de la empresa.

Respecto a la actuación de cada tecnología, como se ejemplificó mediante la **Tabla 2**, CTD suele tener la ventaja en este aspecto, ya que una unidad de CT emite menores cantidades de gases al día. Por lo tanto, se califica TTRD como “bueno” y CTD como “muy bueno”.

4.1.4.3 Ruido. Entre las variables que una operadora busca constantemente reducir se encuentra el ruido generado durante la operación, con el objetivo de salvaguardar nuevamente tanto el bienestar del equipo de trabajo como el del entorno. Por lo tanto, se decide incluir los niveles de ruido generados entre las variables diferenciadoras que permiten obtener la alternativa integralmente más adecuada, cuya relevancia depende de la importancia dada por la empresa a la salud y seguridad en el trabajo.

En cuanto al desempeño de cada tecnología, las unidades CTD se caracterizan por los bajos niveles de ruido que emiten, como se expuso en la **Figura 3**. Por consiguiente, se califica TTRD como “bueno” y CTD como “muy bueno”.

4.1.4.4 Seguridad. Previamente a la perforación de todo pozo, la evaluación de los riesgos de seguridad se considera una obligación bajo cualquier situación, junto a la correspondiente planificación de las medidas necesarias para su eliminación o minimización. Por lo tanto, su relevancia aumenta en la medida en que se priorice la seguridad y bienestar del personal.

En un estudio comparativo, la tecnología CTD nuevamente tiene la ventaja en este aspecto, al tener presente que los más frecuentes accidentes en taladro se dan por rompimiento de juntas y derrames. En consecuencia, se califica TTRD como “bajo” y CTD como “muy bueno”.

4.1.5 Tipo de pozo. Los factores de mayor incidencia para seleccionar el método de perforación a implementar son las condiciones físicas del pozo, pues cada tecnología cuenta con determinadas restricciones que reducen su desempeño.

4.1.5.1 Profundidad. La profundidad del pozo original es un factor diferenciador a considerar, ya que la capacidad general del equipo limita su aplicabilidad dentro de pozos profundos.

La tecnología TTRD cuenta con la ventaja en este aspecto, puesto que no se encuentra limitada por la profundidad, mientras que el desempeño de CTD disminuye a altas profundidades, estando recomendado para pozos de menos de 12.000 ft. En consecuencia, se califica TTRD como “muy bueno” y CTD como “bueno”.

Por lo anterior, se propone una relevancia de “indispensable” si se tiene una profundidad mayor a 12.000 ft, e “indiferente” para el caso contrario.

4.1.5.2 Drift. El mínimo diámetro interno efectivo del pozo es el principal factor limitante de la implementación de la tecnología, ya que restringe el paso del ensamblaje de perforación a través del completamiento del mismo. Como se trató en el esquema de planeación, en pozos con diámetros internos menores a 2 ¾”, la operación a través de Tubing no se considera viable, por lo que este debe retirarse.

La tecnología CTD cuenta con la ventaja en este aspecto, puesto que puede ser empleada dentro de restricciones de 2 ¾” en adelante, mientras que TTRD se desempeña mejor dentro de restricciones de 3 ½” y mayores. En consecuencia, se califica TTRD como “bueno” y CTD como “muy bueno”.

Por lo anterior, se propone una relevancia de “indiferente” si se tiene un mínimo *drift* mayor a 3 ½” (hasta 6” considerando que es un pozo Slim Hole), y una relevancia “indispensable” si se tiene un diámetro entre 2 ¾” y 3 ½”.

4.1.5.3 Distancia al objetivo. Finalmente, se debe evaluar la distancia desde el KOP en el pozo original, hasta el objetivo planteado.

La tecnología TTRD cuenta con la ventaja en este aspecto, puesto que se desempeña óptimamente en la construcción de distancias de hasta 3.500 ft, mientras CTD se recomienda para extensiones de hasta 2.500 ft. En consecuencia, se califica TTRD como “muy bueno” y CTD como “bueno”.

Por lo anterior, se propone una relevancia de “indiferente” para extensiones menores a 2.500 ft, e “indispensable” para el caso contrario.

En el siguiente capítulo se profundizará en la importancia del pozo original, estableciendo pozos tipo de acuerdo a las condiciones mencionadas. En el **Cuadro 5** se presenta la matriz base, cuyo empleo mediante la asignación de los valores queda abierta a disposición del usuario, de acuerdo a las condiciones descritas.

Cuadro 5. Matriz base para la selección entre tecnologías TTD.

		TÉCNICAS											OPERACIONALES					ECONÓMICAS					AMBIENTALES				DE POZO			TOTAL		
		Torque y arrastre	Peso sobre la broca	Limpieza de pozo	ECD	Estabilidad de pozo	Manejo de presiones	Pega diferencial	Daño de formación	Presiones en superficie	Pandeo de la tubería	Control direccional	Locación	Movilidad	Protección completamiento	Integridad de la tubería	Toma de datos	Campaña de perforación	Costo equipos	Disponibilidad de equipos	Consumibles	Personal calificado	Personal no calificado	Tiempo	Contaminación	Emisión de gases	Ruido	Seguridad	Drift	Profundidad	Distancia al objetivo	TOTAL
%																																
R																																
TTRD	D																															
	P																															
CTD	D																															
	P																															
%	Porcentaje	Peso de la variable en la matriz											De 0 al 1; Entre más se acerque a 1, mayor será el peso de la variable en la matriz																			
R	Relevancia	Importancia de la variable para el usuario											1= "indiferente o baja"; 2= "deseable o media"; 3="indispensable o alta"																			
D	Desempeño	Actuación de la alternativa dentro de la variable											1= "bajo"; 2= "medio"; 3="bueno"; 4="muy bueno"																			
P	Puntuación	Producto entre el porcentaje, la relevancia y el desempeño											La variante de mayor puntuación será la seleccionada.																			

Fuente: elaboración propia.

5. IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ DE SELECCIÓN

A continuación se empleará la matriz para seleccionar la tecnología a implementar en el pozo A, y en una muestra de pozos Tipo de diferentes regiones del país. Lo anterior se ejecutó con la finalidad de estudiar la viabilidad en la muestra seleccionada, mediante una indicación inicial basada en las limitaciones impuestas por el estado mecánico de cada pozo.

5.1 EN EL POZO A

Según la puntuación obtenida en la matriz de selección, la tecnología adecuada a implementar en el pozo de estudio es TTRD, como se muestra en el **Cuadro 6**. En esta, los valores de “calificación” ingresados corresponden a los establecidos en la **Sección 4.2**, y los de “relevancia” fueron ingresados de acuerdo a los objetivos de la empresa, teniendo en consideración los rangos anteriormente expuestos. Reconociendo el alto peso de las variables técnicas, económicas y de pozo, entre los factores que más incidieron dentro del resultado se encuentran:

- De acuerdo a la trayectoria propuesta para el caso (**Figura 35**), se requiere de una DLS media (16°ft/100), lo cual en consecuencia le confiere una relevancia media a variables como el torque y el arrastre, y el control direccional.
- De acuerdo a dicha trayectoria, el ST se propone de una longitud de 1000 ft, por lo que se estima una relevancia baja a variables que incluyen el peso disponible sobre la broca y la distancia al objetivo.
- Debido al ángulo de inclinación de pozo requerido, el cual llega a un máximo de aproximadamente 60° (**Figura 35**), se plantea una relevancia alta a la variable de limpieza del pozo.
- Teniendo en cuenta las prácticas habituales de la empresa, la construcción del ST se plantea bajo condiciones de sobre balance, motivo por el cual se otorga una relevancia baja a la variable denominada manejo de presiones.
- Considerando que la operación para el caso puntual plantea interceptar las fracturas naturales en la cercanía al pozo, esperando por lo tanto altas permeabilidades, se establece una relevancia baja al daño de formación.
- De acuerdo al desgaste máximo calculado mediante la simulación correspondiente (9%), se estima una relevancia media a la protección del completamiento.

- Se estima una alta relevancia a la variable correspondiente a la disponibilidad de los equipos, ya que se deben importar determinados componentes especiales a Colombia.
- Las variables ambientales en general representan para el caso una relevancia media.

Cuadro 6. Implementación de la matriz de selección para el pozo A.

		TÉCNICAS											OPERACIONALES				ECONÓMICAS					AMBIENTALES				DE POZO			TOTAL			
		Torque y arrastre	Peso sobre la broca	Limpieza de pozo	ECD	Estabilidad de pozo	Manejo de presiones	Pega diferencial	Daño de formación	Presiones en superficie	Pandeo de la tubería	Control direccional	Locación	Movilidad	Protección completamente	Integridad de la tubería	Toma de datos	Campaña de perforación	Costo equipos	Disponibilidad de equipos	Consumibles	Personal calificado	Personal no calificado	Tiempo	Contaminación	Emisión de gases	Ruido	Seguridad		Profundidad	Drift	Distancia al objetivo
%		0,0182	0,0182	0,0182	0,0182	0,0182	0,0182	0,0182	0,0182	0,0182	0,0182	0,0200	0,0200	0,0200	0,0200	0,0200	0,0286	0,0286	0,0286	0,0286	0,0286	0,0286	0,0286	0,0250	0,0250	0,0250	0,0250	0,1333	0,1333	0,1333	1	
TTRD	R	2	2	3	3	3	1	3	1	2	1	2	1	1	2	1	1	3	3	3	1	2	2	2	2	2	2	2	3	1	1	
	D	4	4	4	1	2	2	2	2	3	2	3	3	3	2	3	1	4	2	3	3	3	2	3	3	3	3	1	4	3	4	
	P	0,15	0,15	0,22	0,05	0,11	0,04	0,11	0,04	0,11	0,04	0,11	0,06	0,06	0,08	0,06	0,02	0,11	0,17	0,26	0,09	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,05	1,60	0,40	0,53	5,51	
CTD	D	3	2	1	2	3	3	1	4	4	1	4	4	2	4	4	1	4	1	1	1	3	4	4	4	4	4	3	4	3		
	P	0,11	0,07	0,05	0,11	0,16	0,05	0,05	0,07	0,15	0,02	0,15	0,08	0,04	0,16	0,08	0,03	0,34	0,09	0,03	0,06	0,17	0,23	0,20	0,20	0,20	0,20	1,20	0,53	0,40	5,26	
%	Porcentaje	Peso de la variable en la matriz											De 0 al 1; Entre más se acerque a 1, mayor será el peso de la variable en la matriz																			
R	Relevancia	Importancia de la variable para el usuario											1= "indiferente o baja"; 2= "deseable o media"; 3="indispensable o alta"																			
D	Desempeño	Actuación de la alternativa dentro de la variable											1= "bajo"; 2= "medio"; 3="bueno"; 4="muy bueno"																			
P	Puntuación	Producto entre el porcentaje, la relevancia y el desempeño											La variante de mayor puntuación será la seleccionada.																			

Fuente: elaboración propia.

- Debido a la significativa profundidad del pozo A (17.786 ft), la cual supera el límite recomendado en la **Sección 4.1.5.1**, se establece a la misma una relevancia elevada.
- Ya que el Drift mínimo del pozo A es de 3,515”, ambas tecnologías se desempeñan adecuadamente, razón por la cual se asigna una relevancia baja.

En consecuencia a estas consideraciones, el resultado para el pozo A variaría si este fuera manejado por otra compañía, o si cambiaran las prioridades de la misma. Teniendo presente este resultado, en el siguiente capítulo del documento se complementa el análisis al pozo de estudio, mediante una evaluación financiera comparativa detallada, para de esta manera brindar una recomendación final mejor fundamentada.

5.2 EN POZOS TIPO

Como se ha expuesto, las tecnologías TTD son alternativas de perforación avanzada que no han sido ampliamente implementadas en Colombia. La operadora Equión Energía Limited (antes BP) es la única que hasta el momento ha incursionado en las mismas, obteniendo significativos beneficios en campos del Piedemonte Colombiano como resultado de la implementación de la variante TTRD. En contraposición, la tecnología CTD no ha sido ejecutada con éxito hasta el momento, por lo que se encuentra en la actualidad en estudios de factibilidad.

Teniendo en cuenta la poca aplicabilidad que ha tenido la tecnología a nivel nacional, se examinaron las características del estado mecánico de pozos de referencia en veinte de los campos maduros más antiguos del país. Lo anterior para obtener una indicación preliminar, que permita establecer un panorama general respecto a la variante preferente de acuerdo a las limitaciones presentes.

Del empleo de la matriz para los pozos tipo se debe tener en cuenta, en primer lugar, que los valores de Calificación (C) se mantienen constantes para los 20 pozos evaluados, ya que estos fueron los establecidos como parte de la evaluación teórica llevada a cabo para cada tecnología. Estos valores indican la eficiencia de cada variante dentro de cada una de las variables seleccionadas, cuyos fundamentos se sintetizaron en la **Sección 4.1**. En caso tal de considerarse necesario, estos valores pueden cambiarse en un rango del 1 a 4, de acuerdo a la experiencia y criterio del operador.

En segundo lugar, los valores de Relevancia (R), ingresados fueron los considerados para el pozo A, los cuales se establecieron para la empresa soporte. En este sentido, para efectos del presente documento, pozo a pozo los valores que varían en la implementación de la matriz son los correspondientes a los estados mecánicos, de los cuales se toma en consideración el valor de la profundidad del

pozo en MD, el valor del Drift del liner y del completamiento, y el tipo de levantamiento empleado. Por lo tanto, de requerirse un resultado preciso, se deben cambiar los valores restantes llevando a cabo el estudio puntual para cada pozo, considerando los objetivos de la empresa correspondiente, cualquiera que sea.

En la **Tabla 12** se presenta un resumen del análisis a los pozos seleccionados. Cada columna, de izquierda a derecha, corresponde a:

- El pozo, a los cuales se asignan letras con el fin de mantener el nombre del campo confidencial.
- El año de inicio de la producción, para señalar la madurez del campo.
- La cuenca, para indicar que se seleccionaron campos de todas las cuencas productoras del país.
- Tipo de completamiento, el cual depende del tamaño del Liner en relación al tamaño del completamiento, como se indicó con anterioridad en la **Figura 31**.
- Método de levantamiento, el cual restringe la intervención, como se describió en la **Sección 3.1.2**
- Mínimo Drift (in) del Liner o el revestimiento de producción de acuerdo al pozo.
- Mínimo Drift (in) del Tubing.
- Profundidad en MD (ft) del pozo original.
- Estado mecánico, los cuales se anexan al final del documento con el fin de exponer la veracidad de los datos.
- El resultado arrojado por la matriz para cada pozo.

Tabla 12. Sumario de los pozos tipo seleccionados.

Pozo	Año	Cuenca	Tipo Según Diámetros	Método de Levantamiento	Drift del Liner o Rev. Prod (in)	Drift del Completamiento (in)	Profundidad (ft)	Estado Mecánico	Resultado de la Matriz
A	2001	LLA	1	F.N	3,877	3,515	17.786	Ver Figura 22	TTRD
B	1918	VMM	3	BM	4,653	1,995	2.106	Ver Figura 52	CTD
C	2001	LLA	1	F.N	3,586	3,177	17.303	Ver Figura 53	CTD
D	2007	CAG-PUT	3	BH-J	6,060	2,750	8,884	Ver Figura 54	CTD
E	1989	COR	3	ESP	6,151	2,990	6.232	Ver Figura 55	CTD*
F	1969	LLA	3	ESP	6,184	3,500	8.710	Ver Figura 56	CTD*
G	1989	LLA	2	GL	3,795	5,950	17.858	Ver Figura 57	TTRD
H	1960	VMM	3	BM	4,653	1,000	7.391	Ver Figura 58	CTD
I	1989	COR	3	PCP	4,151	1,870	9.281	Ver Figura 59	CTD*
J	1944	CAT	3	PCP	6,276	1,125	4.020	Ver Figura 60	CTD*

Tabla 12. (Continuación).

K	1985	VSM	3	BM	4,825	2,875	7.464	Ver Figura 61	CTD
L	2006	LLA	3	BH-J	4,151	2,230	12.628	Ver Figura 62	TTRD
M	1956	VIM	3	GL	4,283	2,875	8.846	Ver Figura 63	CTD
N	1994	VMM	3	BM	3,927	2,441	8.225	Ver Figura 64	CTD
O	1918	VMM	3	BM	6,287	1,995	2.625	Ver Figura 65	CTD
P	1992	LLA	2	F.N	4,560	4,550	17.054	Ver Figura 66	TTRD
Q	1948	VIM	3	F.N	6,241	2,875	5.190	Ver Figura 67	CTD
R	1965	VMM	3	F.N	5,969	3,500	12.710	Ver Figura 68	TTRD
S	1998	PUT	3	BH-J	6,059	2,752	8.860	Ver Figura 69	CTD
T	1969	LLA	3	ESP	6,059	2,875	8.206	Ver Figura 70	CTD*

Fuente: elaboración propia.

Entre los aspectos que sobresalen de la tabla se tienen que:

- 16 de los 20 pozos cuentan con una relación de diámetros en la que el completamiento tiene un diámetro menor al Liner, lo cual marca una tendencia significativa a considerar, ya que este tipo de pozos pueden contar con accesorios que impidan que la intervención se lleve a cabo manteniendo el Tubing en el lugar. Para tales pozos, el valor correspondiente al Drift ingresado en la Matriz fue el del Tubing, mientras que para los pozos restantes se ingresó el Drift del Liner.
- 5 de los 20 pozos demandarán de la extracción del completamiento, debido al tipo de levantamiento artificial empleado. Como se ha establecido con anterioridad, aquellos pozos que cuentan con un levantamiento artificial de Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Hidráulico tipo Pistón y Bombeo Electro Sumergible, no permitirán llevar a cabo la operación a través del completamiento actual debido a las restricciones que generan. Por lo tanto, tales pozos fueron resaltados en la tabla mediante un asterisco (*), para indicar que estos requerirían de un análisis posterior especial, puesto que en tales escenarios aumentarían considerablemente los costos.
- Finalmente, la matriz arrojó que la variante adecuada a implementar en 15 de los 20 pozos es la tecnología CTD, representando una tendencia notable a tener en cuenta. Sin embargo, considerando que los valores ingresados a la matriz corresponden a los propuestos para la empresa soporte, el resultado cambiará de acuerdo a la operadora correspondiente de cada pozo, de acuerdo a los objetivos establecidos por la misma.

A partir de la indicación obtenida mediante la matriz, se propone complementar el estudio con un análisis técnico puntual como el planteado en el tercer capítulo, y con un análisis financiero comparativo detallado, como el que se lleva a cabo en el siguiente capítulo del presente documento.

6. ANÁLISIS FINANCIERO

A continuación se describirá el análisis de la viabilidad económica de implementar las tecnologías TTRD y CTD para la perforación del pozo “ST-A”, mediante los indicadores financieros Relación Beneficio/Costo y Valor Presente Neto. Adicionalmente, con el fin de ejemplificar las ventajas económicas propias de la intervención, se llevará a cabo la comparación con los valores correspondientes a perforar dicho ST convencionalmente.

El análisis fue realizado en Dólares Americanos, teniendo en cuenta que esta es la divisa más común en la industria petrolera. La TRM utilizada fue el promedio desde enero hasta diciembre del año 2018, asumiendo que la misma se mantiene constante a lo largo del proyecto.

Tabla 13. Valores de TRM del 2018.

Año	Mes	Valor Mensual Prom. (pesos colombianos)
2018	Enero	\$ 2.868,57
	Febrero	\$ 2.860,25
	Marzo	\$ 2.847,93
	Abril	\$ 2.766,29
	Mayo	\$ 2.861,83
	Junio	\$ 2.889,69
	Julio	\$ 2.885,32
	Agosto	\$ 2.958,67
	Septiembre	\$ 3.033,77
	Octubre	\$ 3.084,83
	Noviembre	\$ 3.194,03
	Diciembre	\$ 3.218,55
Promedio	\$ 2.955,81	

Fuente: elaboración propia.

Los anteriores valores fueron obtenidos por medio de la base de datos del Banco de la República, de donde se tomó el promedio de los cuatro meses (Enero, Febrero, Marzo y Abril), obteniendo como resultado el valor de \$2.955,81 pesos colombianos por cada dólar Americano.

6.1 CAPEX Y OPEX

CAPEX (*Capital Expenditure*), son los gastos o egresos de capital o dinero, invertido en la compra de bienes tales como, herramientas, maquinaria, instalaciones, entre otros. Cabe resaltar que son valores que no cambian con el tiempo, y cuya inversión se lleva a cabo una única vez.

OPEX (*Operation Expenditure*) son los gastos o egresos de capital o dinero invertido en el mantenimiento y/o alquiler de equipos tales como: costos de operación diaria (personal, consumo, etc.) y gastos energéticos para el funcionamiento requerido del equipo. Estos por lo tanto demandan mensualmente de una inversión, cuyos costos son variables con el tiempo

En la **Tabla 14** se establecen los costos CAPEX y OPEX en una operación de perforación.

Tabla 14. Costos CAPEX y OPEX de perforación.

Capex	Opex
Renta del taladro	Consumibles
Movilización del Equipo	Personal especializado
Sarta de perforación	Consumo de energía
Equipo Direccional	Manejo de residuos
Toma de registros	
Revestimientos	
Fluidos de Perforación	
Cementación	
Control de sólidos	
Tubería de producción	
Tratamiento de agua	

Fuente: elaboración propia.

6.2 TIEMPOS Y COSTOS PARA EL POZO ST-A CON TECNOLOGÍA TTRD

Para la estimación de los costos, se recalca que la construcción de la ventana se propone en la sección de 4 ½", a partir de la cual se perfora un ST de 3 ½" con una longitud de 1000 ft.

6.2.1 Tiempos de operación. Para el cálculo del tiempo de perforación, se tiene en cuenta la ROP propuesta, la cual depende de las propiedades de la formación a atravesar y de la capacidad de la tecnología. Los datos de la **Tabla 15** y la **Tabla 16** provienen de las estimaciones de la empresa soporte, de acuerdo a la experiencia en pozos de este tipo.

Tabla 15. Tiempo de perforación neto (TTRD).

Formación	ROP (ft/hr)	Tiempo (horas)	Tiempo (días)
Z	2,5	400,4	16,68

Fuente: elaboración propia.

Como se expone en la **Tabla 16**, el tiempo total para la operación TTRD se estima de 66,23 días.

Tabla 16. Tiempos de operación en el Pozo A con TTRD.

FASE	HORAS	DÍAS
Pre Work	450	18,75
Movilización del taladro	36,78	1,53
Operación de Armado de la unidad	58,67	2,44
Prueba de Presión	25,8	1,08
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #1		
RIH BHA	23	0,96
Corrida del Whipstock	48,2	2,01
Ajuste del Whipstock	12,54	0,52
POOH	17	0,71
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #2		
RIH BHA	23	0,96
Apertura de la ventana	17,3	0,72
Realización del bolsillo	11,9	0,50
POOH	17	0,71
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #3		
RIH BHA	23	0,96
Perforación hueco abierto	100,3	4,18
POOH	17	0,71
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #4		
RIH BHA	23	0,96
Perforación hueco abierto	100,3	4,18
POOH	17	0,71
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #5		

Tabla 16. (Continuación).

RIH BHA	23	0,96
Perforación hueco abierto	100,3	4,18
POOH	17	0,71
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #6		
RIH BHA	23	0,96
Perforación hueco abierto	100,3	4,18
POOH	17	0,71
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
LINER		
RIH LINER	22	0,92
POOH	17	0,71
Prueba BOP	8	0,33
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #8		
RIH BHA	23	0,96
Retiro del Whipstock	8,35	0,35
POOH	17	0,71
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #9		
Limpieza y acondicionamiento	5,73	0,24
Desarme de la Unidad	36	1,50
Desmovilización del taladro	36	1,50
Registros eléctricos	48,39	2,02
Sentar cabezal y preventoras	42,31	1,76
Post Work	19	0,79
Total	1589,49	66,23

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

6.2.2 Costos de operación. Para los costos de la perforación de un pozo TTRD, se consideran los presentados en la **Tabla 17**, los cuales de igual manera provienen de las estimaciones de la empresa soporte. En esta se observa un estimado total de \$ 13.309.284 dólares americanos.

Tabla 17. Costos de las operaciones en el Pozo A con TTRD.

DESCRIPCIÓN	COSTO (USD)
Personal	
Ingeniero de perforación	\$ 10.000
Operador para la apertura de la ventana	\$ 6.000
Ingeniero M/LWD	\$ 10.000
Perforador direccional	\$ 10.000
Obrero y guardas	\$ 7.345
Viáticos	\$ 13.649
Transporte de personal	\$ 6.355
Subtotal	\$ 63.349
Rentas	
Renta del Taladro	\$ 810.249,61
Renta de Whipstock	\$ 92.880
Herramienta de orientación hidráulica	\$ 12.450,00
Herramienta direccional	\$ 60.000,00
Subtotal	\$ 975.579,61
Materiales	
Cabezal de pozo de perforación	\$ 69.373
Combustible para la perforación	\$ 322.395
Brocas	\$ 152.739
Lodo de perforación	\$ 133.361
Martillos y Aceleradores	\$ 84.216
Servicio de renta de tubería	\$ 109.885
Alquiler de medidores	\$ 108.000
Herramientas de operación direccional	\$ 996.745
Grasas y lubricantes	\$ 3.746
Liner	\$ 300.000
Equipos de superficie	\$ 182.846,00
Equipos de Fondo	\$ 820.500,00
Protector DHSV	\$ 500,00
Whipstock	\$ 120.000
Subtotal	\$ 3.404.306
Generales	
Taladro de perforación	\$ 738.495
Movilización del taladro de perforación	\$ 370.399
Trucking	\$ 300.000
Estudio de Factibilidad	\$ 33.500
Asesoramiento en Ingeniería	\$ 68.500

Tabla 17. (Continuación).

Cargo por pies perforados	\$ 1.001.000
Servicio de Direccional	\$ 805.541
Servicio de control de solidos	\$ 292.492
Servicio de Mud Logging	\$ 195.395
Prueba de Presión	\$ 46.586
Corrida del Whipstock	\$ 32.468
Ajuste de Whipstock	\$ 41.864
Apertura de la ventana	\$ 52.647
Realización del bolsillo	\$ 28.341
perforación hueco abierto	\$ 959.266
Retiro del Whipstock	\$ 31.267
Desarme de la Unidad	\$ 100.864
Desmovilización de la unidad de TTRD	\$ 7.965
Servicio de Corrida de Tubulares	\$ 45.000
Sistemas de Protección de TTRD	\$ 250.000
Logística	\$ 500.000
Registros eléctricos	\$ 52.854
Limpieza y acondicionamiento	\$ 127.892
Catering	\$ 21.456
Obras civiles menores	\$ 100.000
Seguridad y orden publico	\$ 10.534
Comunidades	\$ 25.729
Post Work	\$ 1.200.000
Subtotal	\$ 7.440.055
Otros	\$ 1.425.995
Total	\$ 13.309.284

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

6.3 TIEMPOS Y COSTOS PARA EL POZO ST-A CON TECNOLOGÍA CTD

Nuevamente se propone la construcción de la ventana en la sección de 4 ½", a partir de la cual se perfora un ST de 3 ½" con una longitud de 1001 ft

6.3.1. Tiempos de operación. Como se estableció previamente, el cálculo del tiempo de perforación neto se lleva a cabo de acuerdo a la ROP propuesta, la cual depende de las propiedades de la formación a atravesar y de la capacidad de la tecnología.

Tabla 18. Tiempo de perforación neto (CTD).

Formación	ROP (ft/hr)	Tiempo (horas)	Tiempo (días)
Z	5	200,2	8,34

Fuente: elaboración propia.

Como se expone en la **Tabla 19**, el tiempo total para la operación CTD se estima de 45,42 días.

Tabla 19. Tiempos de operación en el Pozo A con CTD.

FASE	HORAS	DÍAS
Pre Work	450	18,75
Movilización	48	2,00
Whipstock		
Armado de herramientas	8	0,33
RIH	10	0,42
Ajuste Whipstock	48	2,00
POOH	6	0,25
Desconexión de Herramientas	4	0,17
Apertura de la ventana		
Armado de herramientas	8	0,33
RIH	7	0,29
Apertura de la ventana	24	1,00
POOH	6	0,25
Desconexión de Herramientas	4	0,17
Perforación del lateral		
Armado de herramientas	8	0,33
RIH	7	0,29
Calibración bajo balance	3	0,13
Perforación	100	4,17
POOH	6	0,25
Desconexión de Herramientas	4	0,17
Armado de herramientas	8	0,33
RIH	7	0,29
Calibración bajo balance	3	0,13
Perforación	100	4,17
POOH	6	0,25
Desconexión de Herramientas	4	0,17

Tabla 19. (Continuación).

Recuperación del Whipstock		
Armado de herramientas	8	0,33
RIH	7	0,29
Retiro del Whipstock	16	0,67
POOH	10	0,42
Desconexión de Herramientas	4	0,17
Limpieza y acondicionamiento	6	0,25
Desarme de la Unidad	26	1,08
Desmovilización de la unidad de CTD	30	1,25
Registros eléctricos	45	1,88
Sentar cabezal y preventoras	40	1,67
Post Work	19	0,79
Total	1090	45,42

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

6.3.2. Costos de operación. Para los costos de la perforación de un pozo CTD, se consideran los presentados en la **Tabla 20**, a partir de la cual se estima un total de \$ 9.268.766,52 dólares americanos.

Tabla 20. Costos de las operaciones en el Pozo A con CTD.

DESCRIPCIÓN	COSTO (USD)
Personal	
Ingeniero de perforación	\$ 10.000
Operador para la apertura de la ventana	\$ 6.000
Ingeniero M/LWD CTD	\$ 10.000
Perforador direccional CTD	\$ 10.000
Obrero y guardas	\$ 7.345
Viáticos	\$ 13.649
Transporte de personal	\$ 6.355
Subtotal	\$ 63.349
Rentas	
Renta del Coiled Tubing	\$ 397.249,61
Renta de Whipstock	\$ 92.880
Herramienta de orientación hidráulica	\$ 12.450,00
Herramienta direccional	\$ 60.000,00
Subtotal	\$ 562.579,61
Materiales	

Tabla 20. (Continuación).

Combustible para la perforación	\$ 2.395,02
Brocas	\$ 132.738,55
Lodo de perforación	\$ 153.875,29
Equipos de superficie	\$ 182.846,00
Equipos de Fondo	\$ 1.720.500,00
Carrete	\$ 160.000,00
Software	\$ 7.565,00
liner	\$ 300.000,00
Protector DHSV	\$ 500,00
Whipstock	\$ 120.000,00
Subtotal	\$ 2.780.419,86
Generales	
Estudio de Factibilidad	\$ 33.500
Asesoramiento en Ingeniería	\$ 68.500
Aseguramiento en Campo	\$ 125.000
Cargo por pies perforados	\$ 1.001.000
Movilización del equipo	\$ 1.168.487,22
Operación de Armado	\$ 134.643,53
Prueba de Presión	\$ 46.586,23
Corrida del Whipstock	\$ 32.468,42
Ajuste de Whipstock	\$ 41.864,25
Apertura de la ventana	\$ 52.647,13
Realización del bolsillo	\$ 28.340,51
Perforación hueco abierto	\$ 459.265,94
Retiro del Whipstock	\$ 31.266,84
Manejo de residuos	\$ 1.050,00
Desarme de la Unidad	\$ 100.864,36
Desmovilización de la unidad de CTD	\$ 9.643,88
Registros eléctricos	\$ 36.839,79
Limpieza y acondicionamiento	\$ 117.241,37
Catering	\$ 18.863,76
Logística	\$ 325.000,00
Seguridad y orden publico	10.534,39
Comunidades	\$ 25.728,62
Post Work	\$ 1.000.000,00
Subtotal	\$ 4.869.336,24
Otros	\$ 993.082,13
Total	\$ 9.268.766,52

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

6.4 TIEMPOS Y COSTOS PARA EL POZO ST-A CONVENCIONAL

Finalmente, se presentan los valores estimados en caso tal que perforar el ST convencionalmente. Lo anterior implica la extracción del completamiento, y un diámetro de construcción de 4" de diámetro, manteniendo los 1000 ft de longitud.

6.4.1 Tiempos de Operación.

Tabla 21. Tiempo de perforación neto (ST convencional).

Formación	ROP (ft/hr)	Tiempo (horas)	Tiempo (días)
Z	2,5	400,4	16,68

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 22** se expone la duración estimada de la operación, a partir de la cual se concluye una duración de 82,56 días.

Tabla 22. Tiempos de operación en el Pozo A (ST convencional).

Fase	Horas	Días
Pre Work	450	18,75
Movilización del taladro	42,36	1,77
Operación de Armado del taladro	58,67	2,44
Prueba de Presión	25,8	1,08
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
Retiro del Completamiento existente	120	5,00
BHA #1		
RIH BHA	23	0,96
Corrida del Whipstock	56,8	2,37
Ajuste del Whipstock	16,5	0,69
POOH	17	0,71
BHA #2		
RIH BHA	23	0,96
Apertura de la ventana	20	0,83
Realización del bolsillo	11,9	0,50
POOH	17	0,71
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #3		
RIH BHA	23	0,96
Perforación hueco abierto	100,3	4,18

Tabla 22. (Continuación).

POOH	17	0,71
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #4		
RIH BHA	23	0,96
Perforación hueco abierto	100,3	4,18
POOH	17	0,71
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #5		
RIH BHA	23	0,96
Perforación hueco abierto	100,3	4,18
POOH	17	0,71
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #6		
RIH BHA	23	0,96
Perforación hueco abierto	100,3	4,18
POOH	17	0,71
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
LINER		
RIH LINER	22	0,92
POOH	17	0,71
Prueba BOP	8	0,33
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #8		
RIH BHA	23	0,96
Retiro del Whipstock	44	1,83
POOH	17	0,71
Reunión de Pre Operación	0,48	0,02
BHA #9		
Instalar nuevo completamiento	192	8,00
Limpieza y acondicionamiento	5,73	0,24
Desarme del taladro	44	1,83
Desmovilización del taladro	44	1,83
Registros eléctricos	50,39	2,10
Sentar cabezal y preventoras	48,31	2,01
Post Work	19	0,79
Total	1981,5	82,56

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

6.4.2 Costos de operación. Para los costos de la perforación de un ST convencional, se consideran los presentados en la **Tabla 23**. En esta se observa un estimado total de \$ 20.785.595 dólares americanos.

Tabla 23. Costos de operación en el Pozo A (ST convencional).

DESCRIPCIÓN	COSTO (USD)
Personal	
Ingeniero de perforación	\$ 10.000
Operador para la apertura de la ventana	\$ 6.000
Ingeniero M/LWD	\$ 10.000
Perforador direccional	\$ 10.000
Obrero y guardas	\$ 7.345
Viáticos	\$ 13.649
Transporte de personal	\$ 6.355
Subtotal	\$ 63.349
Rentas	
Renta del Taladro	\$ 1.670.000,00
Renta de Whipstock	\$ 92.880
Herramienta de orientación hidráulica	\$ 12.450,00
Herramienta direccional	\$ 60.000,00
Subtotal	\$ 1.835.330,00
Materiales	
Cabezal de pozo de perforación	\$ 98.154
Combustible para la perforación	\$ 500.000
Brocas	\$ 316.387
Lodo de perforación	\$ 273.536
Martillos y Aceleradores	\$ 84.216
Servicio de renta de tubería	\$ 623.358
Alquiler de medidores	\$ 118.000
Herramientas de operación direccional	\$ 996.745
Grasas y lubricantes	\$ 3.746
Liner	\$ 300.000
Equipos de superficie	\$ 182.846,00
Equipos de Fondo	\$ 1.000.000,00
Protector DHSV	\$ 500,00
Whipstock	\$ 120.000
Subtotal	\$ 4.617.488
Generales	
Taladro de perforación	\$ 1.136.557

Tabla 23. (Continuación).

Movilización del taladro de perforación	\$ 600.978
Trucking	\$ 420.000
Estudio de Factibilidad	\$ 33.500
Asesoramiento en Ingeniería	\$ 68.500
Aseguramiento en Campo	\$ 125.000
Cargo por pies perforados	\$ 1.001.000
Servicio de Direccional	\$ 120.000
Servicio de control de solidos	\$ 292.492
Servicio de Mud Logging	\$ 195.395
Prueba de Presión	\$ 46.586
Completamiento	\$ 4.000.000
Corrida del Whipstock	\$ 32.468
Ajuste de Whipstock	\$ 41.864
Apertura de la ventana	\$ 52.647
Realización del bolsillo	\$ 28.341
Perforación hueco abierto	\$ 1.159.266
Retiro del Whipstock	\$ 31.267
Desmovilización del taladro	\$ 9.644
Servicio de Corrida de Tubulares	\$ 45.000
Logística	\$ 700.000
Registros eléctricos	\$ 86.840
Limpieza y acondicionamiento	\$ 134.928
Catering	\$ 23.864
Obras civiles menores	\$ 120.000
Seguridad y orden publico	\$ 10.534
Comunidades	\$ 25.729
Post Work	\$ 1.500.000
Subtotal	\$ 12.042.400
Otros	\$ 2.227.028
Total	\$ 20.785.595

Fuente: EQUIÓN ENERGÍA LIMITED, 2019.

6.5. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Para el análisis de la viabilidad económica se estableció un horizonte de producción de quince años, evaluado anualmente. En este se asumió mes a mes un porcentaje de declinación del pozo del 2,0%, un costo mensual del levantamiento por barril de 19 USD, una Tasa Interna de Retorno (TIO) de la empresa de 10% anual, y un valor de regalías del 8% de la producción. Finalmente, el costo de venta empleado para

calcular los ingresos obtenidos, con el fin de manejar un escenario pesimista, fue el valor promedio del barril de petróleo WTI de los cuatro primeros meses del año 2019 (Enero, Febrero, Marzo y Abril), de donde se obtuvo un valor de 58,76 USD, como se muestra a continuación. Es importante recalcar que, con fines de simplificación, se asumieron valores constantes, por lo cual no se tuvieron en cuenta variables tales como la depreciación y la inflación.

Tabla 24. Promedio del costo del barril año 2019.

Año	Mes	Costo del Barril (USD)
2019	Enero	53,79
	Febrero	57,22
	Marzo	60,14
	Abril	63,91
Promedio		58,765

Fuente: elaboración propia.

Tabla 25. Producción incremental del Pozo A anualmente en un periodo de quince años.

Año	Producción Incremental (BBL)
0	-
1	322.924,914
2	253.404,581
3	198.850,812
4	156.041,558
5	122.448,420
6	96.087,3231
7	75.401,3294
8	59.168,6842
9	46.430,6560
10	36.434,9123
11	28.591,0850
12	22.435,9025
13	17.605,8279
14	13.815,5876
15	10.841,3226

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 25** se expone el aumento de producción pronosticado por la empresa para el pozo, para el cual se estima una producción inicial cercana a 1.000 BPD.

Considerando la producción del Pozo A como se muestra en la **Tabla 24** y el valor de extracción asumido, se calcularon los costos operacionales mediante la **Ecuación 20**, como se muestra en la **Tabla 26**.

Ecuación 20. Costos operacionales.

$$C_0 = P * C_{USD}$$

Fuente: elaboración propia.

Donde,

C_0 : Costos Operacionales (USD)

P : Producción incremental (Bbl)

C_{USD} : Costo de extracción del Barril (USD)

Tabla 26. Costos operacionales.

Año	Producción Incremental	Costo de Extracción de 1 BBL (USD)	Costos Operacionales (USD)
0	-	\$ 19,00	-
1	322.924,914	\$ 19,00	\$ 6.135.573,37
2	253.404,581	\$ 19,00	\$ 4.814.687,04
3	198.850,812	\$ 19,00	\$ 3.778.165,44
4	156.041,558	\$ 19,00	\$ 2.964.789,60
5	122.448,420	\$ 19,00	\$ 2.326.519,98
6	96.087,3231	\$ 19,00	\$ 1.825.659,14
7	75.401,3294	\$ 19,00	\$ 1.432.625,26
8	59.168,6842	\$ 19,00	\$ 1.124.205,00
9	46.430,6560	\$ 19,00	\$ 882.182,46
10	36.434,9123	\$ 19,00	\$ 692.263,33
11	28.591,0850	\$ 19,00	\$ 543.230,61
12	22.435,9025	\$ 19,00	\$ 426.282,15
13	17.605,8279	\$ 19,00	\$ 334.510,73
14	13.815,5876	\$ 19,00	\$ 262.496,16
15	10.841,3226	\$ 19,00	\$ 205.985,13
Total			\$27.749.175,42

Fuente: elaboración propia.

Seguido de realizó el cálculo de los ingresos, teniendo en cuenta el precio de venta del Barril asumido, multiplicado por el valor de la producción incremental expuesta en la **Tabla 25**, por medio de la **Ecuación 21**.

Ecuación 21. Cálculo de los ingresos parciales.

$$\text{Ingresos parciales (USD)} = \text{Precio de venta (USD)} * \text{Producción(BLS)}$$

Fuente: elaboración propia.

Tabla 27. Ingresos parciales.

Año	Producción Incremental	Precio de Venta del Barril (USD)	Ingresos Parciales (USD)
0	-	-	-
1	322.924,9144	\$ 58,76	\$ 19.924.467,22
2	253.404,5808	\$ 58,76	\$ 15.635.062,64
3	198.850,8125	\$ 58,76	\$ 12.269.095,13
4	156.041,5581	\$ 58,76	\$ 9.627.764,13
5	122.448,4202	\$ 58,76	\$ 7.555.067,53
6	96.087,32313	\$ 58,76	\$ 5.928.587,84
7	75.401,3294	\$ 58,76	\$ 4.652.262,02
8	59.168,68417	\$ 58,76	\$ 3.650.707,81
9	46.430,65599	\$ 58,76	\$ 2.864.771,47
10	36.434,91225	\$ 58,76	\$ 2.248.034,09
11	28.591,08497	\$ 58,76	\$ 1.764.069,94
12	22.435,90253	\$ 58,76	\$ 1.384.295,19
13	17.605,82792	\$ 58,76	\$ 1.086.279,58
14	13.815,58761	\$ 58,76	\$ 852.421,76
15	10.841,32264	\$ 58,76	\$ 668.909,61
		Total	\$ 85.817.976

Fuente: elaboración propia.

Teniendo en cuenta los resultados generados en la anterior tabla, se puede concluir que los ingresos después de quince años serian equivalentes a \$ 85.817.976 USD. Sin embargo, a este valor se le deben restar las sumas por concepto de costo de extracción y regalías, como se establece mediante la **Ecuación 22**.

Ecuación 22. Ingresos Netos.

$$\text{Ingresos Netos (USD)} = \text{Ingresos (USD)} - \text{Costos operacionales(USD)} - \text{Regalías(USD)}$$

Fuente: elaboración propia

Tabla 28. Ingresos Netos.

Año	Ingresos Parciales	Costos Operacionales (USD)	Regalías (USD)	Ingresos Netos (USD)
0	-	-	-	-
1	\$ 19.924.467,22	\$ 6.135.573,37	\$ 1.593.957,38	\$ 12.194.936,47
2	\$ 15.635.062,64	\$ 4.814.687,04	\$ 1.250.805,01	\$ 9.569.570,59
3	\$ 12.269.095,13	\$ 3.778.165,44	\$ 981.527,61	\$ 7.509.402,08
4	\$ 9.627.764,13	\$ 2.964.789,60	\$ 770.221,13	\$ 5.892.753,40
5	\$ 7.555.067,53	\$ 2.326.519,98	\$ 604.405,40	\$ 4.624.142,14
6	\$ 5.928.587,84	\$ 1.825.659,14	\$ 474.287,03	\$ 3.628.641,67
7	\$ 4.652.262,02	\$ 1.432.625,26	\$ 372.180,96	\$ 2.847.455,80
8	\$ 3.650.707,81	\$ 1.124.205,00	\$ 292.056,63	\$ 2.234.446,19
9	\$ 2.864.771,47	\$ 882.182,46	\$ 229.181,72	\$ 1.753.407,29
10	\$ 2.248.034,09	\$ 692.263,33	\$ 179.842,73	\$ 1.375.928,03
11	\$ 1.764.069,94	\$ 543.230,61	\$ 141.125,60	\$ 1.079.713,73
12	\$ 1.384.295,19	\$ 426.282,15	\$ 110.743,61	\$ 847.269,42
13	\$ 1.086.279,58	\$ 334.510,73	\$ 86.902,37	\$ 664.866,49
14	\$ 852.421,76	\$ 262.496,16	\$ 68.193,74	\$ 521.731,85
15	\$ 668.909,61	\$ 205.985,13	\$ 53.512,77	\$ 409.411,71
		Total		\$ 55.153.676,86

Fuente: elaboración propia.

Los ingresos Netos del proyecto son de \$ 55.153.676,86 USD durante los quince primeros años, como se muestra en la **Tabla 28**.

6.5.1 Flujo de Caja. El flujo de caja es definido como la representación gráfica de los ingresos y egresos de un proyecto realizado por una empresa en un determinado tiempo. Su cálculo es el resultado de la **Ecuación 23**. Para efectos se asumen los ingresos y egresos establecidos en la **Tabla 2**.

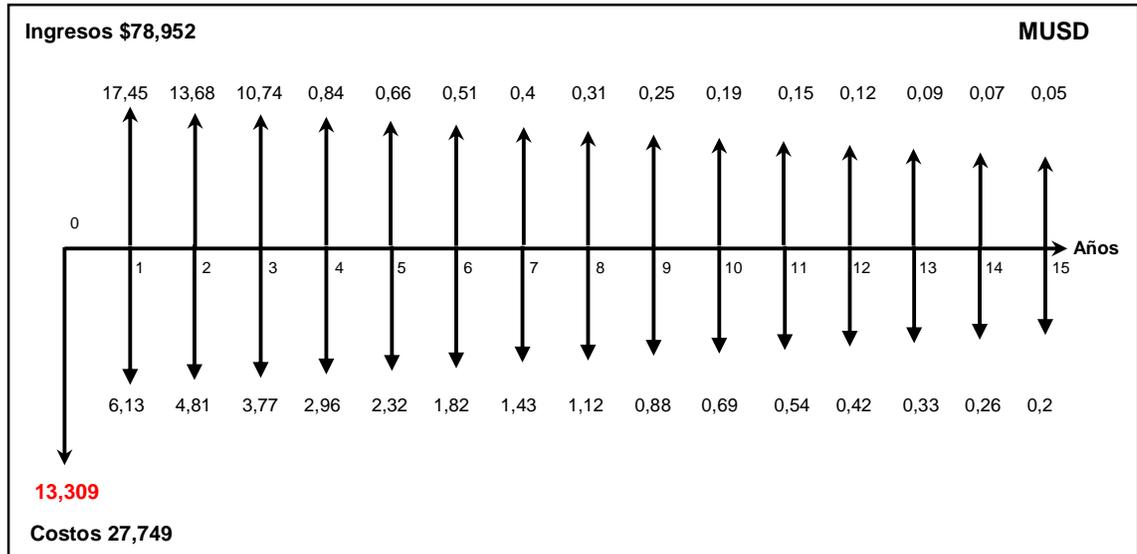
Ecuación 23. Cálculo del Flujo de Caja.

$$\text{Flujo de Caja} = \text{Ingresos} - \text{Costos}$$

Fuente: elaboración propia.

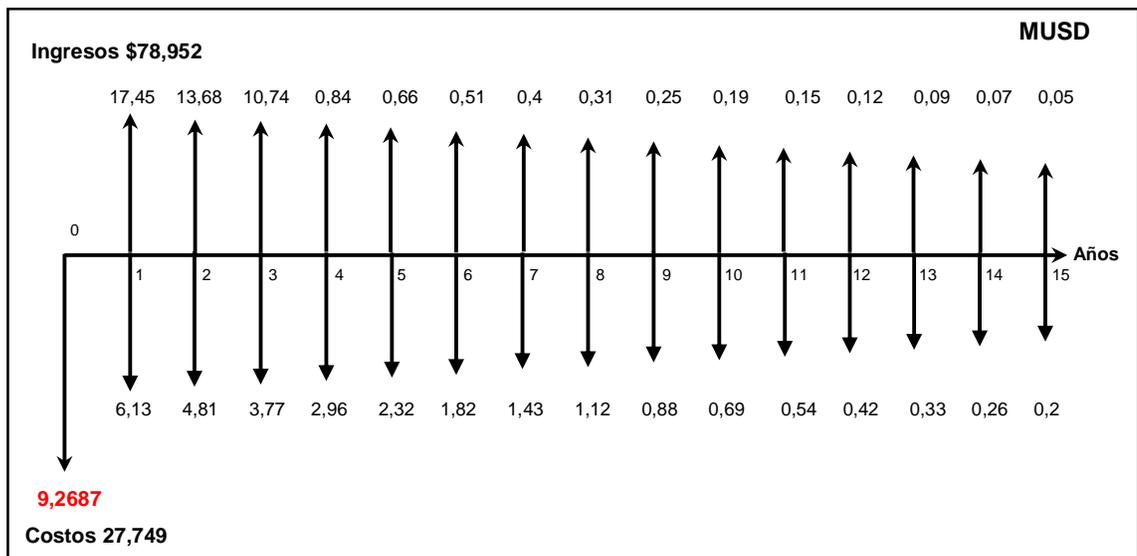
Seguido se presentan los flujos de caja correspondientes para los 3 escenarios evaluados: TTRD, CTD y ST convencional.

Figura 43. Flujo de caja de la perforación del pozo ST-A con TTRD.



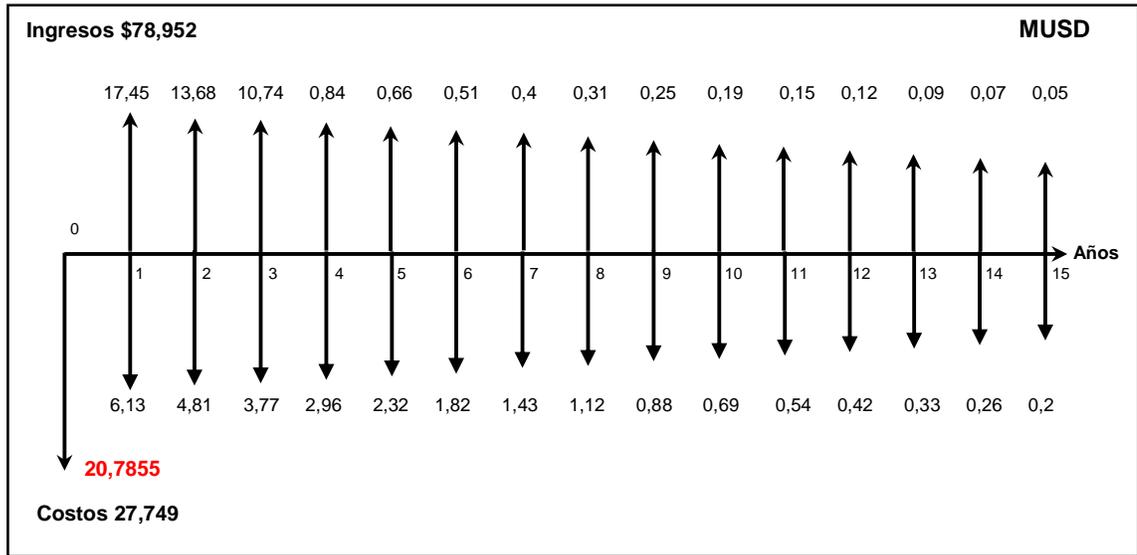
Fuente: elaboración propia.

Figura 44. Flujo de caja de la perforación del pozo ST-A con CTD.



Fuente: elaboración propia.

Figura 45. Flujo de caja de la perforación del pozo ST-A convencional.



Fuente: elaboración propia..

6.5.2 Relación Beneficio/Costo. Esta relación es un indicador para la evaluación económica de proyectos, el cual representa la relación entre el valor presente de los ingresos, respecto al valor presente de los costos o de los egresos. Para que el proyecto sea viable los beneficios deben ser mayores que los costos, por tal motivo, la relación Beneficio/Costo debe ser mayor a 1; de no serlo, es conveniente planificar nuevamente la operación.

Ecuación 24. Relación Beneficio/Costo.

$$R_{B/C} = \frac{\sum \text{Valor Presente}_{\text{Ingresos}}}{\sum \text{Valor Presente}_{\text{Egresos}}}$$

$$\frac{B}{C}(i) = \frac{\sum_{j=0}^n \frac{I_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=0}^n \frac{E_j}{(1+i)^j}}$$

Fuente: MORALES, Carlos, En: Finanzas de un proyecto, 2004, p.263

Donde,

I_j : Valor presente de los Ingresos (USD)

E_j : Valor presente de los Egresos (USD)

i : Tasa de Interés de Oportunidad o TIO deseada (%)

Las condiciones para evaluar un proyecto con el indicador Beneficio/Costo son:

- Si $\frac{B}{C}(i) > 1$, Desde el enfoque financiero el proyecto es viable, debido a que los ingresos son mayores a los egresos o a los costos.
- Si $\frac{B}{C}(i) < 1$, Desde el enfoque financiero el proyecto no es viable, debido a que los costos son mayores que los ingresos.
- Si $\frac{B}{C}(i) = 1$, Desde el enfoque financiero el proyecto es viable con la tasa mínima de retorno, es decir es indiferente, pues los ingresos y los egresos son iguales.

Para el cálculo del beneficio/costo se tuvieron en cuenta los valores resultantes de los ingresos en la **Tabla 27**, los costos expuestos en la **Sección 6.5**, y la TIO correspondiente a la empresa.

Figura 46. Indicador B/C para el escenario TTRD.

$$\frac{B}{C} = \frac{0}{(1+0,1)^0} + \frac{\$ 17.457.062,53}{(1+0,1)^1} + \frac{\$ 13.698.848,92}{(1+0,1)^2} + \frac{\$ 10.749.715,84}{(1+0,1)^3} + \frac{\$ 8.435.481,8}{(1+0,1)^4} + \frac{\$ 6.619.463,64}{(1+0,1)^5} + \frac{\$ 5.194.403,82}{(1+0,1)^6} + \frac{\$ 4.076.135,55}{(1+0,1)^7} + \frac{\$ 2.964.789,60}{(1+0,1)^8} + \frac{\$ 2.326.519,98}{(1+0,1)^9} + \frac{\$ 1.825.659,14}{(1+0,1)^{10}} + \frac{\$ 1.432.625,26}{(1+0,1)^{11}} + \frac{\$ 1.124.205}{(1+0,1)^{12}} + \frac{\$ 882.182,46}{(1+0,1)^{13}} + \frac{\$ 692.263,33}{(1+0,1)^{14}} + \frac{\$ 543.230,61}{(1+0,1)^{15}} + \frac{\$ 13.309.284}{(1+0,1)^0} + \frac{\$ 6.135.573,37}{(1+0,1)^1} + \frac{\$ 4.814.687,04}{(1+0,1)^2} + \frac{\$ 3.778.165,44}{(1+0,1)^3} + \frac{\$ 3.198.611,73}{(1+0,1)^4} + \frac{\$ 2.510.004,12}{(1+0,1)^5} + \frac{\$ 1.969.642,21}{(1+0,1)^6} + \frac{\$ 1.545.611,18}{(1+0,1)^7} + \frac{\$ 1.212.866,94}{(1+0,1)^8} + \frac{\$ 951.756,97}{(1+0,1)^9} + \frac{\$ 746.859,61}{(1+0,1)^{10}} + \frac{\$ 586.073,23}{(1+0,1)^{11}} + \frac{\$ 426.282,15}{(1+0,1)^{12}} + \frac{\$ 334.510,73}{(1+0,1)^{13}} + \frac{\$ 262.496,16}{(1+0,1)^{14}} + \frac{\$ 205.985,13}{(1+0,1)^{15}} = 1,685305$$

Fuente: elaboración propia.

Figura 47. Indicador B/C para el escenario CTD.

$$\frac{B}{C} = \frac{\frac{0}{(1+0,1)^0} + \frac{\$ 17.457.062,53}{(1+0,1)^1} + \frac{\$ 13.698.848,92}{(1+0,1)^2} + \frac{\$ 10.749.715,84}{(1+0,1)^3} + \frac{\$ 8.435.481,8}{(1+0,1)^4} + \frac{\$ 6.619.463,64}{(1+0,1)^5} + \frac{\$ 5.194.403,82}{(1+0,1)^6} + \frac{\$ 4.076.135,55}{(1+0,1)^7} + \frac{\$ 2.964.789,60}{(1+0,1)^8} + \frac{\$ 2.326.519,98}{(1+0,1)^9} + \frac{\$ 1.825.659,14}{(1+0,1)^{10}} + \frac{\$ 1.432.625,26}{(1+0,1)^{11}} + \frac{\$ 1.124.205}{(1+0,1)^{12}} + \frac{\$ 882.182,46}{(1+0,1)^{13}} + \frac{\$ 692.263,33}{(1+0,1)^{14}} + \frac{\$ 543.230,61}{(1+0,1)^{15}}}{\frac{\$ 9.268.766,52}{(1+0,1)^0} + \frac{\$ 6.135.573,37}{(1+0,1)^1} + \frac{\$ 4.814.687,04}{(1+0,1)^2} + \frac{\$ 3.778.165,44}{(1+0,1)^3} + \frac{\$ 3.198.611,73}{(1+0,1)^4} + \frac{\$ 2.510.004,12}{(1+0,1)^5} + \frac{\$ 1.969.642,21}{(1+0,1)^6} + \frac{\$ 1.545.611,18}{(1+0,1)^7} + \frac{\$ 1.212.866,94}{(1+0,1)^8} + \frac{\$ 951.756,97}{(1+0,1)^9} + \frac{\$ 746.859,61}{(1+0,1)^{10}} + \frac{\$ 586.073,23}{(1+0,1)^{11}} + \frac{\$ 426.282,15}{(1+0,1)^{12}} + \frac{\$ 334.510,73}{(1+0,1)^{13}} + \frac{\$ 262.496,16}{(1+0,1)^{14}} + \frac{\$ 205.985,13}{(1+0,1)^{15}}} = 1,923345$$

Fuente: elaboración propia.

Figura 48. Indicador B/C para el escenario convencional.

$$\frac{B}{C} = \frac{\frac{0}{(1+0,1)^0} + \frac{\$ 17.457.062,53}{(1+0,1)^1} + \frac{\$ 13.698.848,92}{(1+0,1)^2} + \frac{\$ 10.749.715,84}{(1+0,1)^3} + \frac{\$ 8.435.481,8}{(1+0,1)^4} + \frac{\$ 6.619.463,64}{(1+0,1)^5} + \frac{\$ 5.194.403,82}{(1+0,1)^6} + \frac{\$ 4.076.135,55}{(1+0,1)^7} + \frac{\$ 2.964.789,60}{(1+0,1)^8} + \frac{\$ 2.326.519,98}{(1+0,1)^9} + \frac{\$ 1.825.659,14}{(1+0,1)^{10}} + \frac{\$ 1.432.625,26}{(1+0,1)^{11}} + \frac{\$ 1.124.205}{(1+0,1)^{12}} + \frac{\$ 882.182,46}{(1+0,1)^{13}} + \frac{\$ 692.263,33}{(1+0,1)^{14}} + \frac{\$ 543.230,61}{(1+0,1)^{15}}}{\frac{\$ 20.785.595}{(1+0,1)^0} + \frac{\$ 6.135.573,37}{(1+0,1)^1} + \frac{\$ 4.814.687,04}{(1+0,1)^2} + \frac{\$ 3.778.165,44}{(1+0,1)^3} + \frac{\$ 3.198.611,73}{(1+0,1)^4} + \frac{\$ 2.510.004,12}{(1+0,1)^5} + \frac{\$ 1.969.642,21}{(1+0,1)^6} + \frac{\$ 1.545.611,18}{(1+0,1)^7} + \frac{\$ 1.212.866,94}{(1+0,1)^8} + \frac{\$ 951.756,97}{(1+0,1)^9} + \frac{\$ 746.859,61}{(1+0,1)^{10}} + \frac{\$ 586.073,23}{(1+0,1)^{11}} + \frac{\$ 426.282,15}{(1+0,1)^{12}} + \frac{\$ 334.510,73}{(1+0,1)^{13}} + \frac{\$ 262.496,16}{(1+0,1)^{14}} + \frac{\$ 205.985,13}{(1+0,1)^{15}}} = 1,371277$$

Fuente: elaboración propia.

6.5.3. Valor Presente Neto. "Este método es de uso común ya que a través de él se cuantifica en pesos de hoy los ingresos y egresos estimados durante el período de evaluación del proyecto, lo cual permite visualizar desde el punto de vista

financiero las bondades de realizar o no la iniciativa de inversión.”⁵⁵ Su cálculo se realiza mediante la **Ecuación 25**.

Ecuación 25. Cálculo del Valor Presente Neto.

$$\begin{aligned}
 VPN(i) &= I_0 + \sum_{j=1}^n V_p I(i)_j - \sum_{j=1}^n V_p E(i)_j \quad \text{Para } j = 1, 2 \dots n; \\
 VPN(i) &= I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{I_j}{(1+i)^j} - \sum_{j=1}^n \frac{E_j}{(1+i)^j} \quad \text{Para } j = 1, 2 \dots n;
 \end{aligned}$$

Fuente: MORALES, Carlos, En: Finanzas de un proyecto, 2004, p.220

Donde,

VPN: Valor Presente Neto

i: Tasa de Interés de Oportunidad

n: Número del periodo a evaluar

- Si $VPN(i) < 0$, desde el punto de vista financiero, el proyecto no se considera factible.
- Si $VPN(i) > 0$, desde el punto de vista financiero, el proyecto es factible.
- Si $VPN(i) = 0$, desde el punto de vista financiero, el proyecto es indiferente.

Para el cálculo del Valor Presente Neto se emplearon los ingresos netos de la **Tabla 28**, y la tasa de interés de la empresa.

Figura 49. Indicador VPN para el escenario TTRD.

$$\begin{aligned}
 VPN = & -\$ 13.309.284 + \frac{\$ 11.321.489,16}{(1+0,1)^1} + \frac{\$ 8.884.161,88}{(1+0,1)^2} + \frac{\$ 6.971.550,40}{(1+0,1)^3} + \frac{\$ 5.470.692,19}{(1+0,1)^4} \\
 & + \frac{\$ 4.292.943,65}{(1+0,1)^5} + \frac{\$ 3.368.744,68}{(1+0,1)^6} + \frac{\$ 2.643.510,29}{(1+0,1)^7} + \frac{\$ 2.074.406,73}{(1+0,1)^8} \\
 & + \frac{\$ 1.627.821,65}{(1+0,1)^9} + \frac{\$ 1.277.378,88}{(1+0,1)^{10}} + \frac{\$ 1.002.380,57}{(1+0,1)^{11}} + \frac{\$ 786.584,79}{(1+0,1)^{12}} \\
 & + \frac{\$ 617.246,24}{(1+0,1)^{13}} + \frac{\$ 484.363,45}{(1+0,1)^{14}} + \frac{\$ 380.088,1}{(1+0,1)^{15}} = \$ 22.373.191,39
 \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia.

⁵⁵ MORALES, Carlos, En: Finanzas de un proyecto, 2004, p.220

Figura 50. Indicador VPN para el escenario CTD.

$$\begin{aligned}
 VPN = & -\$ 9.268.766,52 + \frac{\$ 11.321.489,16}{(1 + 0,1)^1} + \frac{\$ 8.884.161,88}{(1 + 0,1)^2} + \frac{\$ 6.971.550,40}{(1 + 0,1)^3} + \frac{\$ 5.470.692,19}{(1 + 0,1)^4} \\
 & + \frac{\$ 4.292.943,65}{(1 + 0,1)^5} + \frac{\$ 3.368.744,68}{(1 + 0,1)^6} + \frac{\$ 2.643.510,29}{(1 + 0,1)^7} + \frac{\$ 2.074.406,73}{(1 + 0,1)^8} \\
 & + \frac{\$ 1.627.821,65}{(1 + 0,1)^9} + \frac{\$ 1.277.378,88}{(1 + 0,1)^{10}} + \frac{\$ 1.002.380,57}{(1 + 0,1)^{11}} + \frac{\$ 786.584,79}{(1 + 0,1)^{12}} \\
 & + \frac{\$ 617.246,24}{(1 + 0,1)^{13}} + \frac{\$ 484.363,45}{(1 + 0,1)^{14}} + \frac{\$ 380.088,1}{(1 + 0,1)^{15}} = \$ 26.413.708,82
 \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia.

Figura 51. Indicador VPN para el escenario convencional.

$$\begin{aligned}
 VPN = & -\$ 20.785.595 + \frac{\$ 11.321.489,16}{(1 + 0,1)^1} + \frac{\$ 8.884.161,88}{(1 + 0,1)^2} + \frac{\$ 6.971.550,40}{(1 + 0,1)^3} + \frac{\$ 5.470.692,19}{(1 + 0,1)^4} \\
 & + \frac{\$ 4.292.943,65}{(1 + 0,1)^5} + \frac{\$ 3.368.744,68}{(1 + 0,1)^6} + \frac{\$ 2.643.510,29}{(1 + 0,1)^7} + \frac{\$ 2.074.406,73}{(1 + 0,1)^8} \\
 & + \frac{\$ 1.627.821,65}{(1 + 0,1)^9} + \frac{\$ 1.277.378,88}{(1 + 0,1)^{10}} + \frac{\$ 1.002.380,57}{(1 + 0,1)^{11}} + \frac{\$ 786.584,79}{(1 + 0,1)^{12}} \\
 & + \frac{\$ 617.246,24}{(1 + 0,1)^{13}} + \frac{\$ 484.363,45}{(1 + 0,1)^{14}} + \frac{\$ 380.088,1}{(1 + 0,1)^{15}} = \$ 14.896.880,57
 \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia.

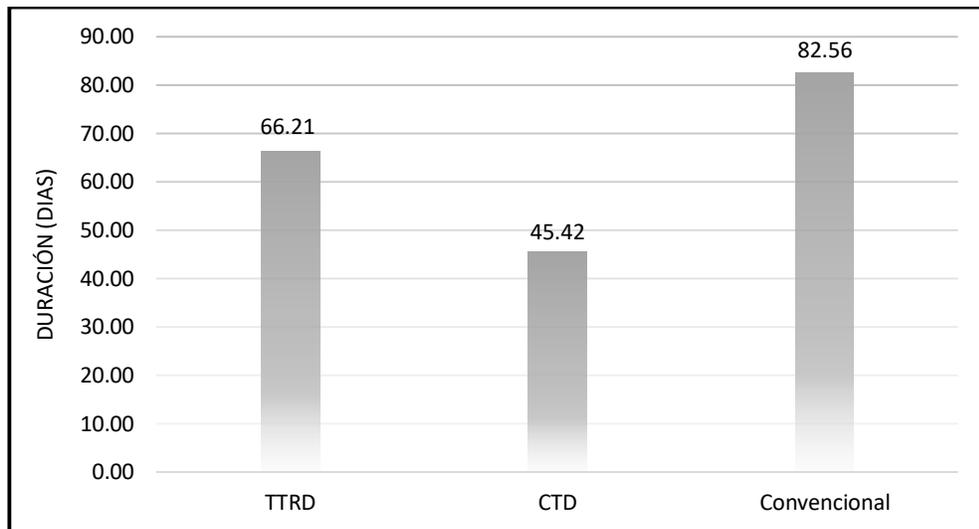
6.6 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS FINANCIEROS

Seguido se sintetizan mediante gráficas de barra los resultados obtenidos en el análisis económico llevado a cabo para el pozo ST-A. En términos generales, dentro del horizonte de producción establecido, las tres alternativas resultan financieramente viables. Sin embargo, la tecnología que representa la mayor rentabilidad para el caso es la tecnología CTD, al obtener resultados favorecedores de una manera integral.

En cuando a los días de operación (**Gráfica 19**), se estimó para CTD una duración 31,40% menor a la calculada para TTRD y 44,99% menor a la calculada para la técnica convencional. Asimismo se calculó una inversión inicial (**Gráfica 20**) para CTD 30,36% menor a la atribuida a TTRD y 55,41% menor a la atribuida a la técnica convencional.

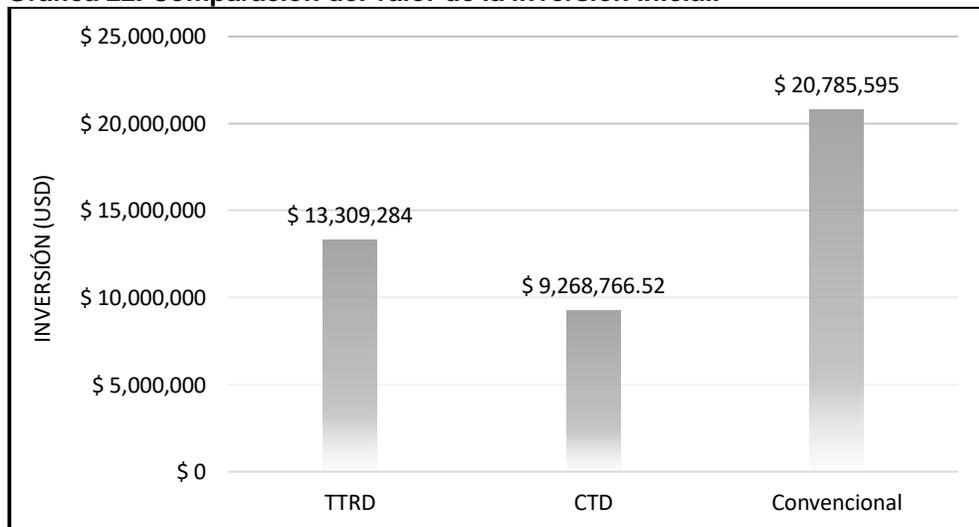
De igual manera, de acuerdo al indicador B/C (**Gráfica 21**), CTD representa el escenario más favorable en comparación, indicando una relación entre los beneficios obtenidos y los costos requeridos mayor (1,92) a la calculada para TTRD (1,68) y para la técnica convencional (1,37). Finalmente, de acuerdo al indicador VPN (**Gráfica 22**), CTD cuenta con un valor presente 15,30% mayor al estimado para TTRD y 43,60% mayor al estimado en caso de emplear la técnica convencional.

Gráfica 21. Comparación de los días de operación.



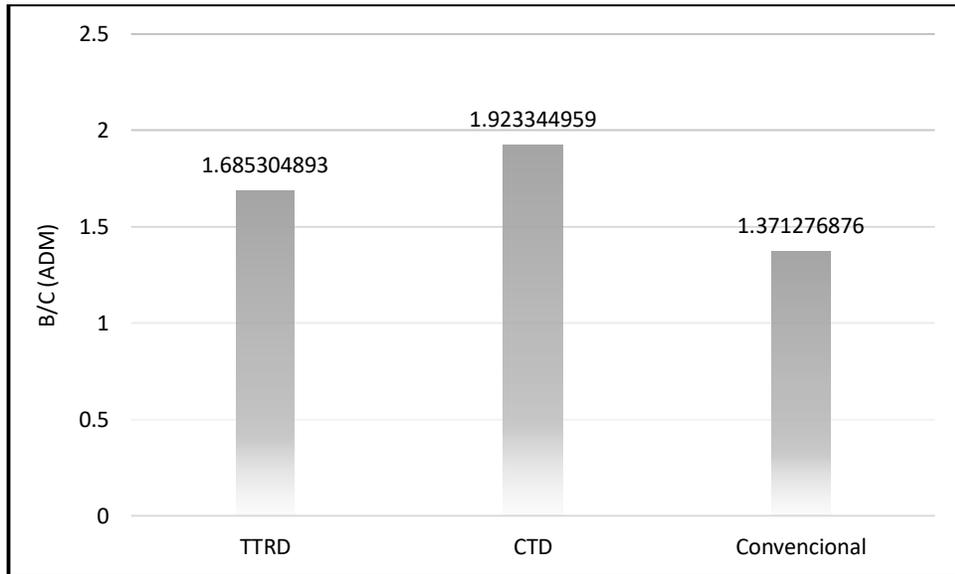
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 22. Comparación del valor de la inversión inicial.



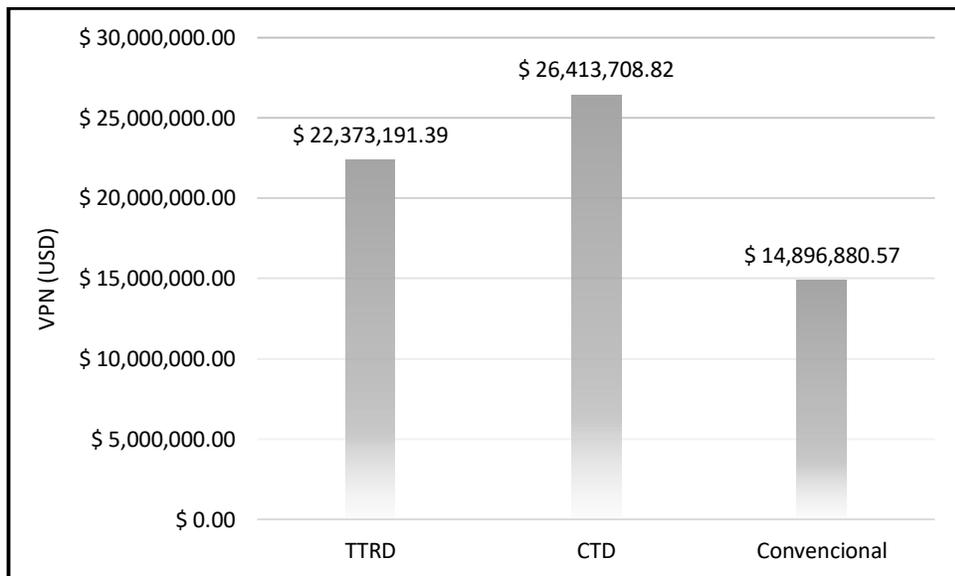
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 23. Comparación del indicador B/C.



Fuente: elaboración propia.

Gráfica 24. Comparación del indicador VPN.



Fuente: elaboración propia.

7. CONCLUSIONES

- Las tecnologías de perforación avanzada TTD permiten el acceso económico a acumulaciones aisladas no drenadas. En campos a nivel mundial, las mismas han demostrado numerosas ventajas en comparación a la perforación de un ST convencional, que incluyen: reducción en los costos (de hasta el 60%), aumento del factor de recobro (de hasta el 20%), disminución en los tiempos de operación (de hasta el 40%) y la disminución de la huella ambiental (reducción en la cantidad de residuos, emisiones y demás agentes contaminantes). Estos son básicamente el resultado del enlace entre los beneficios obtenidos a partir de la construcción de un Side Track, de un Slim Hole y del aprovechamiento del completamiento.
- La planificación de un pozo TTD por primera vez se considera compleja, pues implica variedad de conceptos y procedimientos nuevos por adoptar, cuyos desafíos en general radican en la disminución del diámetro de la sarta y el anular, lo cual disminuye los márgenes de error. Entre los requerimientos que sobresalen en el esquema de planeación planteado, válido tanto para pozos TTRD como para pozos CTD, se encuentran las especificaciones de diseño del Whipstock, de la ventana, de la sarta y del lodo de perforación, y la evaluación mediante simulación de las variables técnicas de perforación como el torque, el arrastre, la tensión, las fuerzas laterales, el desgaste, la limpieza del pozo y la densidad de circulación equivalente.
- De acuerdo a las simulaciones corridas, la implementación de la tecnología para la perforación del pozo "ST-A" resulta técnicamente viable, pues los parámetros calculados se mantienen dentro de las ventanas operativas adecuadas. Tales parámetros fueron: 4.686 ft-lb de torque en superficie (únicamente para TTRD), 181 klbs de tensión en superficie, 9,6% de desgaste máximo a una profundidad de 6.000 ft, 107,1 gpm de tasa de bombeo para limpieza y 10,2 ppg de EDC máxima. Adicionalmente, mediante las simulaciones complementarias para CTD, se estimaron cifras de: 60,1% como porcentaje de cedencia de la tubería, 86,5 klbs de fuerza efectiva en la misma y un 100% de levantamiento de cortes a superficie.
- Al seleccionar la variante adecuada para un caso en particular, se deben estudiar principalmente, además de las características de la tecnología, las condiciones del estado mecánico del pozo original. La matriz de selección establecida recopila las variables más incidentes de estas categorías, cuya valoración se plantea directamente relacionada a las políticas de la empresa que lleva a cabo el proyecto. Lo anterior debido a que las variables que cuentan con una mayor relevancia dentro de la selección, cambian de acuerdo a las prioridades establecidas para cada caso puntual.

- De acuerdo a la matriz de selección, la tecnología TTRD es la más adecuada a implementar para la perforación del pozo “ST-A”, pues obtuvo una puntuación total (5,51) mayor a la obtenida para CTD (5,26). Este resultado representa una recomendación únicamente para la empresa soporte Equión Energía Limited, ya que los valores fueron asignados de acuerdo a las prácticas y objetivos de la misma.
- A partir de la aplicación de la matriz y de acuerdo a los criterios establecidos en esta, se estableció la tecnología adecuada a implementar en los veinte pozos tipo de Colombia seleccionados. Para dicha muestra, el resultado predominante fue la implementación de CTD, siendo esta la recomendación para el 75% de los pozos analizados. Esta se considera una adecuada indicación preliminar, la cual se debe complementar con un análisis técnico y financiero detallado.
- De acuerdo al análisis financiero, la implementación de tecnologías TTD para la perforación del pozo “ST-A” resulta económicamente viable, en el cual particularmente la variante CTD representa la alternativa más rentable. Para el caso, esta conlleva menores tiempos de operación (45,42 días) en comparación a TTRD (66,21 días) y al convencional (82,56 días), menores costos de inversión (\$9.268.766,52) en relación a TTRD (\$13.309.284) y al convencional (\$20.785.596), mayores beneficios de acuerdo al indicador B/C (1.92), en contraste a TTRD (1.68) y al convencional (1.37), y por último un valor presente neto mayor (\$26.413.708,8) en oposición a TTRD (\$22.373.191,4) y al convencional (\$14.896.880,6).

8. RECOMENDACIONES

- Complementar la matriz de selección con una matriz de riegos, o cualquier metodología equiparable, que permita identificar la probabilidad de ocurrencia de las posibles contingencias, al fin de definir con mayor certeza las prioridades puntuales de la intervención, y de esta manera asignar valores más acertados.
- A partir de la indicación inicial brindada por la matriz, llevar a cabo un análisis más detallado de la viabilidad para los pozos estudiados, que incluya las etapas propuestas en el esquema de planeación establecido, y un análisis económico comparativo para cada caso puntual.
- Ampliar el estudio a nivel Colombia, mediante el establecimiento de una muestra de pozos con la suficiente magnitud para obtener conclusiones de mayor representatividad.
- Considerar iniciar el planteamiento de la intervención en el pozo de estudio “A”, pues de acuerdo al análisis llevado a cabo en el presente proyecto, la implementación de la tecnología TTD se considera tanto viable, como beneficiosa. Se recomienda adicionalmente seleccionar la variante TTRD, al ser la más adecuada desde una perspectiva técnica, lo cual implica una mayor probabilidad de éxito, además de ser económicamente viable.

BIBLIOGRAFÍA

- BASSIONI, Zaki y VELIC, Josipa. Prospecting for Bypassed Oil and Gas. Zagreb: Geol. Croat., 1996. 6p.
- BEAMER, Alan, et al. From Pore to Pipeline, Field-Scale Solutions. Schlumberger. Caracas: Oilfield Review, 1998. 66p.
- BERNT, Aadnoy; FAZAELIZADEH, Mohammad y HARELAND, Geir. A 3D Analytical Model for Wellbore Friction. Calgary: JCPT, 2010. 141515-PA. 36p.
- BRUTON, Greg, et al. Whipstock Options for Sidetracking. Oklahoma: Oilfield Review, 2014. 10p.
- CAPPS, John, et al. Reservoir Focused Underbalanced Applications in the Margham Field. Dubai: IPTC, 2007. 11772-MS. 5p.
- EIDE, Egil, y COLMER, Shell UK. Further Advances in Slim-Hole Drilling. Texas: OTC, 1993. 7332-MS. 8p.
- EIDEM, Morten, et al. Qualification of a 4.75 in. Rotary Steerable System for Complex 3D and High. California: IADC/SPE, 2012. 151322-MS. 16p.
- FASHELOUM, Mohammed. Investigation of Drilling Parameters Indicators. Tesis Doctoral. Inglaterra.: Universidad de Nottingham. Departamento de Ingeniería de Recursos Minerales. 1997. 167p.
- FAURE, A, et al. Coiled Tubing Drilling: A Means to Minimize Environmental Impact. Yakarta: SPE, 1994. 27156-MS. 11p.
- FOSSLI, B, et al. Managed-Pressure Drilling; Techniques and Options for Improving Efficiency, Operability, and Well Safety in Subsea TTRD. Texas: OTC, 2006. 17798-MS. 11p.
- FRASER, Lawson y NIEUWENHUIZEN, Fred. Through Tubing Drilling on N Cormorant cuts cots. Aberdeen: KCA DEUTAG, 2001. 3p.
- GOODRICH, G y SMITH, B. Coiled Tubing Drilling Practices at Prudhoe Bay. New Orleans: IADC/SPE, 1996. 35128-MS. 12p.
- HALL, C y RAMOS, A. Development and Evaluation of Slimhole Technology as a Method of Reducing Drilling Costs for Horizontal Wells. Washington: SPE, 1992. 24610-MS. 11p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

KARIMINEJAD, Soheil, et al. Coiled Tubing Drilling: Case Study, New Zealand. Texas: SPE, 2018. 189930-MS. 17p.

KENNEY, N. Drilling Through Mature Production Zones. Amsterdam: SPE/ IADC, 1997. 37607- MS. 8p.

KLEVERLAAN, Martijn y LAWLESS, Angelique. Through Tubing Rotary Drilling: A Cost-Effective Method for Sidetracking Wells in Mature Assets. Texas: SPE, 2004. 91005-MS 5p.

KRUEGER Stefan y PRIDAT Lars, Baker Hughes. Twenty Years of Successful Coiled Tubing Re-Entry Drilling with E-Line BHA Systems - Improving Efficiency and Economics in Maturing Fields Worldwide. Texas: SPE, 2016. 179046-MS. 18p.

LAIRD, Andy Laird, et al. Offshore Implementation of Through-Tubing Dynamic Annulus Pressure Controlled (DAPC) Coiled-Tubing Drilling. Escocia: SPE, 2005. 96404-MS 13p.

LEADING EDGE ADVANTAGE. Introduction to Through Tubing Rotary Drilling. Aberdeen: LEA, 2002. 19p.

LEISING, L, et al. Sidetracking Technology for Coiled-Tubing Drilling. Alaska: JPT, 1996. 30486. 7p.

MAHMOUD, Aba, et al. Slim Hole sidetrack from abandon well. Case Study a well in Hamra Field, Block 2B. Trabajo de Grado. Sudán. Sudan University of Science and Technology. Departamento de ingeniería de petróleo. 2016. 80p.

MILLIGAN, M; ANDREYCHUCK, M y LUNAN, B. Coiled-Tubing Drilling of Horizontal Sidetrack in House Mountain Field, Alberta. Louisiana: IADC/SPE, 2000. 35127-MS. 7p.

MIMS, Mike y KREPP, Tony. Drilling Design and Implementation for Extended Reach and Complex Wells. K&M TECHNOLOGY GROUP: Texas, 2003. 308p.

MISZEWSKI, Adam y MISZEWSKI, Toni. Underbalanced Drilling with Coiled Tubing a Case Study in Marginal Shallow Wells. Texas: SPE, 2018. 189904-MS. 11p.

MORRISON, John W. The Transfer of Through-Tubing Drilling Technology between Provinces. Amsterdam: SPE, 2004. 88815-PA. 7p.

MOSS, Gary; KUYKEN, Chris y MAESSEN, Frans. Exploration and Production. Through Tubing Well Construction. Amsterdam: IADC/SPE, 2001. 67823-MS. 10p.

NAS, S y LAIRD, A. Designing Underbalanced Thru Tubing Drilling Operations. Amsterdam: SPE/IADC, 2001. 67829-MS. 12p.

OSMAN, Abdirisak. Analysis of Slim Hole Drilling Operations. Trabajo de grado. Stavanger.: University of Stavanger. Departamento de ingeniería de petróleos. 2015. 124p.

OSTERLING, Peter. Innovative Slim-Hole Completions. Cannes: SPE, 1992. 24981-MS. 6p.

PERDOMO, Juan y SALAMANCA, Juan. Viabilidad Técnico-Financiera de la Perforación con Tubería Flexible (Coiled Tubing Drilling) para Incorporar la Tecnología en Ecopetrol S.A. Trabajo de grado Bogotá.: Fundación Universidad de América. 2014. 201p.

PÉREZ, Edilberto, et al. Through Tubing Rotary Drilling (TTRD) in Colombia. Bogotá: Acipet, 2011. 10p.

SKJASTAD, Ola. A New Method for Through Tubing Drilling. Trabajo de grado de maestría. Stavanger.: University of Stavanger. Departamento de ingeniería de petróleos. 2015. 158p.

SURYANARAYANA, P, et al. Basis of Design for Coiled Tubing Underbalanced Through-Tubing Drilling in the Sajaa Field. Texas: SPE, 2004. 87146-PA. 8p.

QUEIRÓS, João, et al. Through Tubing Rotary Drilling and its Associated Cementing Challenges: A North Sea Experience. Aberdeen: SPE, 2003. 83955-MS. 7p.

RAHIMOV, Elmaddin. Through Tubing Rotary Managed Pressure Drilling. Trabajo de grado. Stavanger.: University of Stavanger. Departamento de ingeniería de petróleos. 2009. 102p.

REYNOLDS, Harris y WATSON, Gregor. String Design and Application in Through-Tubing Rotary Drilling (TTRD). Trinidad: SPE, 2003. 81096-MS. 14p.

ROBELLO, Samuel. Friction Factors: What are they for Torque, Drag, Vibration, Bottom Hole Assembly and Transient Surge/Swab Analyses? New Orleans: IADC/SPE, 2010. 128059-MS. 11p.

RUIZ, Freddie. Prediction technique. [Sitio Web]. Houston: Pegasus Vertex. [consulta: 12 enero 2019]. Disponibilidad en: <http://www.pvisoftware.com/blog/wp-content/uploads/2015/01/-Snapshot-of-Side-Force-along-a-Drill-Pipe.jpg>.

SANDVEN, Hakon. Concentric Coiled Tubing Drilling System. Trabajo de grado. Noruega.: Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología. Departamento de Ingeniería Petrolera y Geofísica Aplicada, 2015. 141p.

SCLUMBERGER. Introducción al equipo de perforación. . [Sitio Web]. Houston: Schlumberger. [consulta: 22 enero 2019]. Disponibilidad en: https://issuu.com/biliovirtual/docs/schlumberger_introduccion_al_equipo_de_perforacion/205

SCOTT, I y BLACK, F. Slim-Hole Sidetrack Cuts Costs by 50%. The Hague: SPE 1998. 50578-MS. 8p.

SUREWAARD, J, et al. One Year Experience with Coiled Tubing Drilling. Bahrain: SPE/IADC, 1997. 39260-MS. 10p.

WRIGHT, H, et al. Coiled-Tubing Drilling Reentry: Case History from East Kalimantan. Texas: SPE, 2004. 89632. 7p.

ZHU, Tao y CARROLL, Herbert. Slimhole Drilling: Applications and Improvements. Oklahoma: Niper, 1995. 51p.

ANEXOS

ANEXO A

ESTADOS MECÁNICOS

Figura 52. Estado Mecánico pozo B.

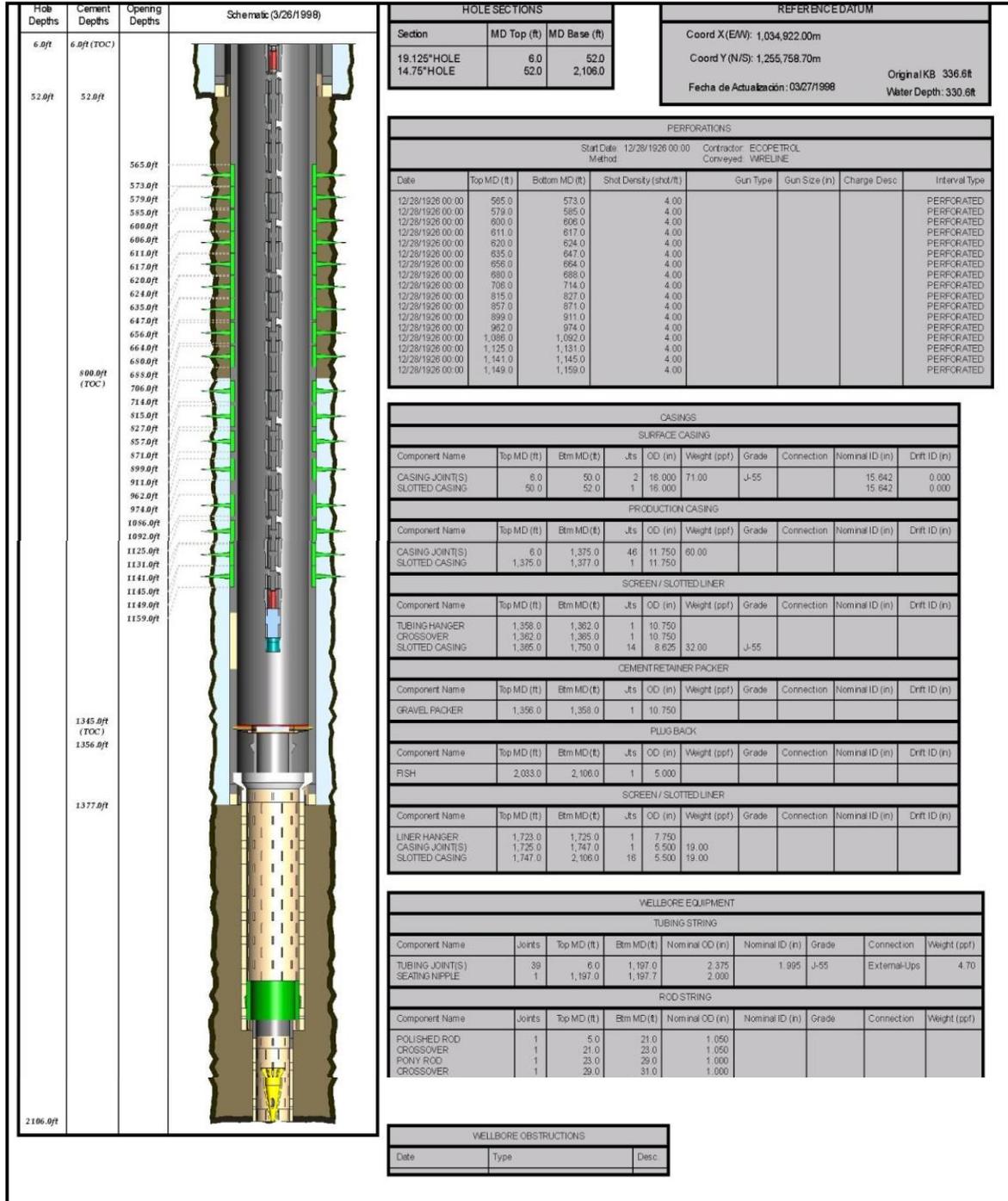


Figura 53. Estado Mecánico pozo C.

WELL TYPE:	DEVELOPMENT	SPUD DATE:	17-Sep-09	EQUIPMENT	MAKE	SIZE	BORE	NOTES
GROUND LEVEL:	3387FT AMSL	COMPLETION:	5-1/2" X 4-1/2"	XMAS TREE	FMC	5-1/8"	5.12"	5-1/8" 10K PSI WP TREE
R. TABLE LEVEL:	3423FT AMSL	PERFORATING :	TBA	ADAPTER	FMC	5-1/8"	4,909"	4-M13-5/8" 10K x 5-1/8" 10K
MAX DEVIATION:	26.53	ON LINE DATE:	TBA	WELL HEAD	FMC	13-5/8"	13,375"	13-5/8" 10K
MAX. DOGLEG:	N/A	LAST W.OVER:	N/A	ACTUATOR	FMC	5-1/8"	5,125"	5-1/8" x 5K PSI
PREPARED BY:	L. Edwards	REVISION DATE:	12-May-10	REVIED DATE:	J. Zuluaga	REVIED BY:	5-Oct-11	

WELL COMPLETION STRING					
ITEM	DESCRIPTION	LENGTH (FT)	MAX OD (IN)	MIN ID (IN)	TOP (FT)
ALL DEPTHS MEASURED FROM ROTARY TABLE					
1	ROTARY TABLE ELEVATION (to top of section flange)	36.19			0.00
2	TUBING HANGER TC-1A-EMS (Serial Number: 09-11-075V)	0.81	13.45	4.909	36.19
3	CROSS OVER PUP, 5-1/2" NEW VAM Pin x 5-1/2" VAM TOP KP Pin, 26 #, 13%Cr P-110	6.66	5.500	4.548	37.00
4	PUP JOINT 5-1/2" VAM TOP KP, 26 #, 13%Cr P-110	10.15	6.248	4.548	43.66
5	5-1/2" VAM TOP KP, 26#, 13%Cr TUBING JOINTS 6 JOINTS	235.01	6.248	4.548	53.81
6	PUP JOINT 5-1/2" VAM TOP, 26 #, 13%Cr P-110	10.15	6.248	4.548	288.82
7	5 1/2" OPTIMAX WSP (E) Weatherford 10K SSSV c/w VAM TOP (Serial Number: 28384)	7.25	8.100	4.412	298.97
8	CROSS-OVER PUP JOINT 5-1/2" VAM TOP KP BOX x VAM TOP HC PIN 26#	20.57	6.248	4.485	306.22
9	DEPTH CORRECTION	-4.12	6.248	4.485	326.79
10	TUBING 5-1/2" VAM TOP HC, 26 #, 13%Cr P-110 - 376 JOINTS	15633.00	6.248	4.485	322.67
11	CROSS-OVER PUP JOINT 5-1/2" VAM TOP HC BOX x VAM TOP KP PIN 26#	20.00	6.248	4.485	15,955.67
12	CROSS-OVER 5-1/2" VAM TOP BOX x 4-1/2" VAM TOP PIN	3.64	6.294	3.586	15,975.67
13	HANDLING PUP 4-1/2", 18.9# VAM TOP	9.87	5.137	3.586	15,979.31
14	TUBING 4-1/2", 18.9# VAM TOP, 13%Cr P-110 - 1 JOINT	42.10	5.137	3.586	15,989.19
15	HANDLING PUP 4-1/2", 18.9# VAM TOP	9.87	5.137	3.586	16,031.29
16	DOWN HOLE PRESSURE GAUGE c/w 4-1/2" VAM TOP 17# CONN. (S/N:27931518-1)	4.42	6.100	3.586	16,041.16
17	HANDLING PUP 4-1/2", 18.9# VAM TOP	9.56	5.137	3.586	16,045.58
18	TUBING 4-1/2", 18.9# VAM TOP, 13%Cr P-110 - 5 JOINTS	210.45	5.137	3.586	16,055.14
19	PUP JOINT 4-1/2", 18.9# VAM TOP, 13%Cr P-110 c/w WTF 5.785" OD centralizer	9.88	5.137	3.586	16,265.59
20	CROSS OVER JOINT, 4-1/2" HYDRIL 513 Pin x 4-1/2" VAM TOP Box, 18.9 #,	42.52	5.137	3.586	16,275.48
21	PUP JOINT, 4-1/2" HYDRIL 513 Pin x Box, 18.9 #	9.44	4.500	3.640	16,318.00
22	CROSS-OVER/COLLAR 4-1/2" 18.9# HYDRIL 513 BOX x 4" 14.8# HYDRIL 553 BOX	1.50	4.553	3.375	16,327.44
23	4.375" PRODUCTION SEAL ASSEMBLY (Serial Number: 102216520)	29.36	4.375	3.177	16,328.94
24	WIRELINE ENTRY GUIDE	1.40	4.375	3.177	16,358.30
Notes:					
Space out= 3ft from tag point					
Annulus Fluid= 8.4ppg Sodium Formate					
Tubing Fluid= 8.4ppg Sodium Formate					
SWL= 500,000Lbs (Include Block Wt=85,000 Lbs)					
SWD= 430,000 Lbs (Include Block Wt=85,000 Lbs)					
5-1/2" DHPG and Safety Valve Control Line Normal Clamps installed =390each					
5-1/2" Safety Valve Control Special Clamps installed =2each					
4-1/2" Cross-over Special Clamps installed =1each					
5-1/2" 26# P110 HC VT tubing ID = 4.548 in					

UPDATED LATEST ACCESS & RESTRICTIONS				
Item	Date	OD	DEPTH	COMMENTS
A	9-May-10	2-7/8" Gauge Cutter.	17,200ft	No restrictions. BHA dry of mud
A	22-May-10	2-7/8" jet blaster.	RH to 17,350 ft Cmid (mechanical counter)	Performed Pickling job
A	27-May-10	SCT with Spent gun OD:2.5"	RH to 16,930 ft Cmid	Recover spent guns, RD SCT
A	7-Jun-10	2.5" Gun	RH to 16,710 ft MD	Missired
TOS	12-Jul-10	20 ft x 2.5" PJ gun # 7	Tag TD @ 17,283 ft Cmid	No restrictions
A	14-Jul-10	PLT String tubline of 2.5 spinner & Calper "S".	Trapped in hole to 17,270 ft Elmd	Found no restrictions.
A	12-Apr-11	PLT string Max OD 2.13"	Perform access run to 17,000 ft elmd	No restrictions. POCH with 4,480 lbs max tension. LDBHA.
A	12-Jun-11	2-7/8" Carrier with Memories	TD was found at 17,265.8 ft elmd.	No restrictions.
TOS	21-Jun-11	2-7/8" Ring BHA w/CTC, DFCV & Nozzle.	SCO up to 17,282.3 ft Cmid	SCO operators after frac. RH and dry tag twice at 17,283 ft ctd
TOS	2-Oct-11	PLT String Max OD: 2.5"	Tag TD twice at 17,276 ft elmd connected	Max tension 2,700 lbs. Performed MPLT

MINIMUM ID				MAXIMUM OD				END OF TUBING			

LINER LAPS PRESSURE TESTS						
LINER DATA		FLUID	POSITIVE TEST		NEGATIVE TEST	
SIZE	REMARKS	PPG	BHP	DATE	BHP	DATE
9-5/8"						
7"						
4-1/2"						

Figura 54. Estado Mecánico pozo D.

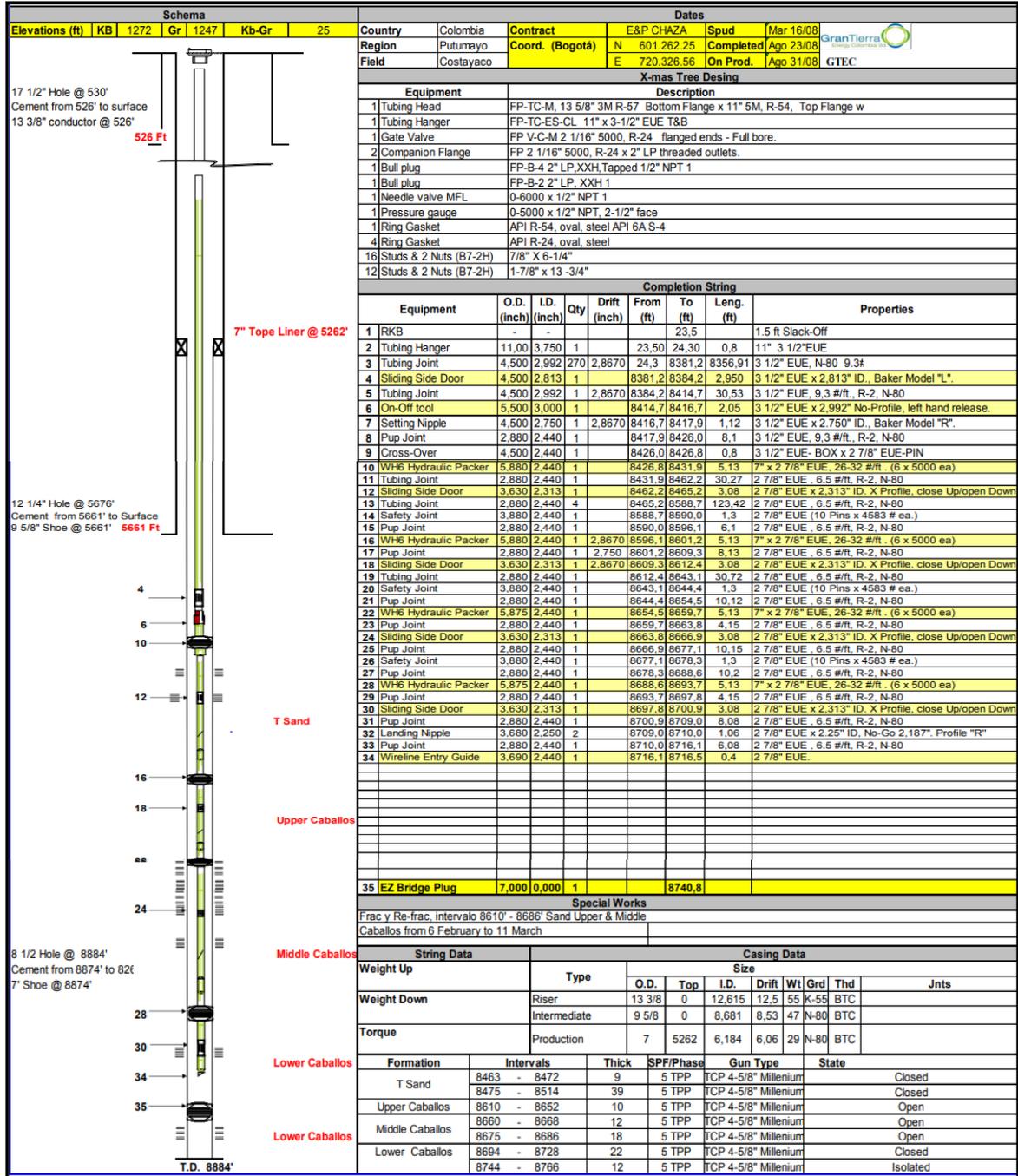


Figura 55. Estado Mecánico pozo E.

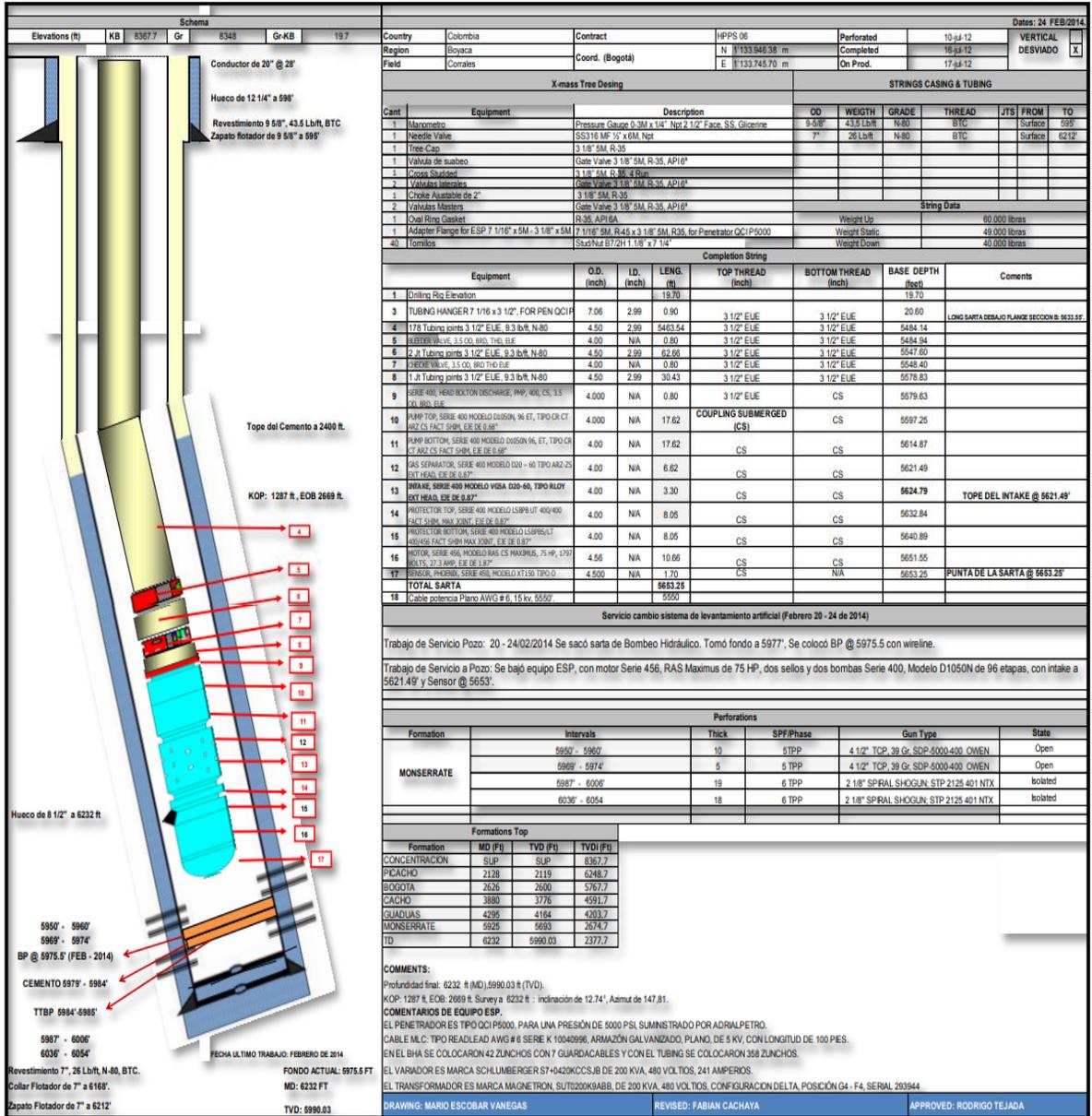


Figura 56. Estado Mecánico pozo F.

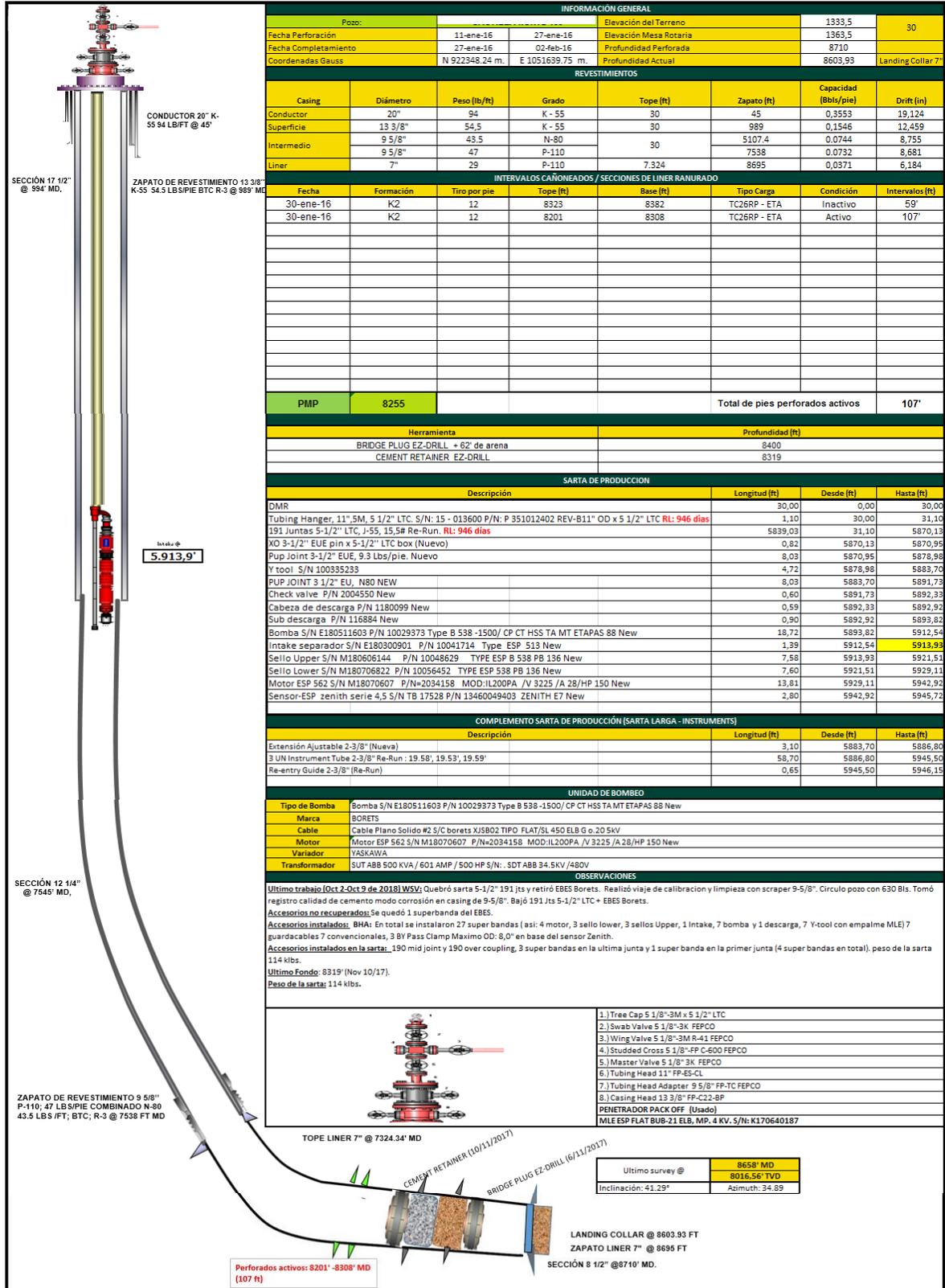


Figura 57. Estado Mecánico pozo G.

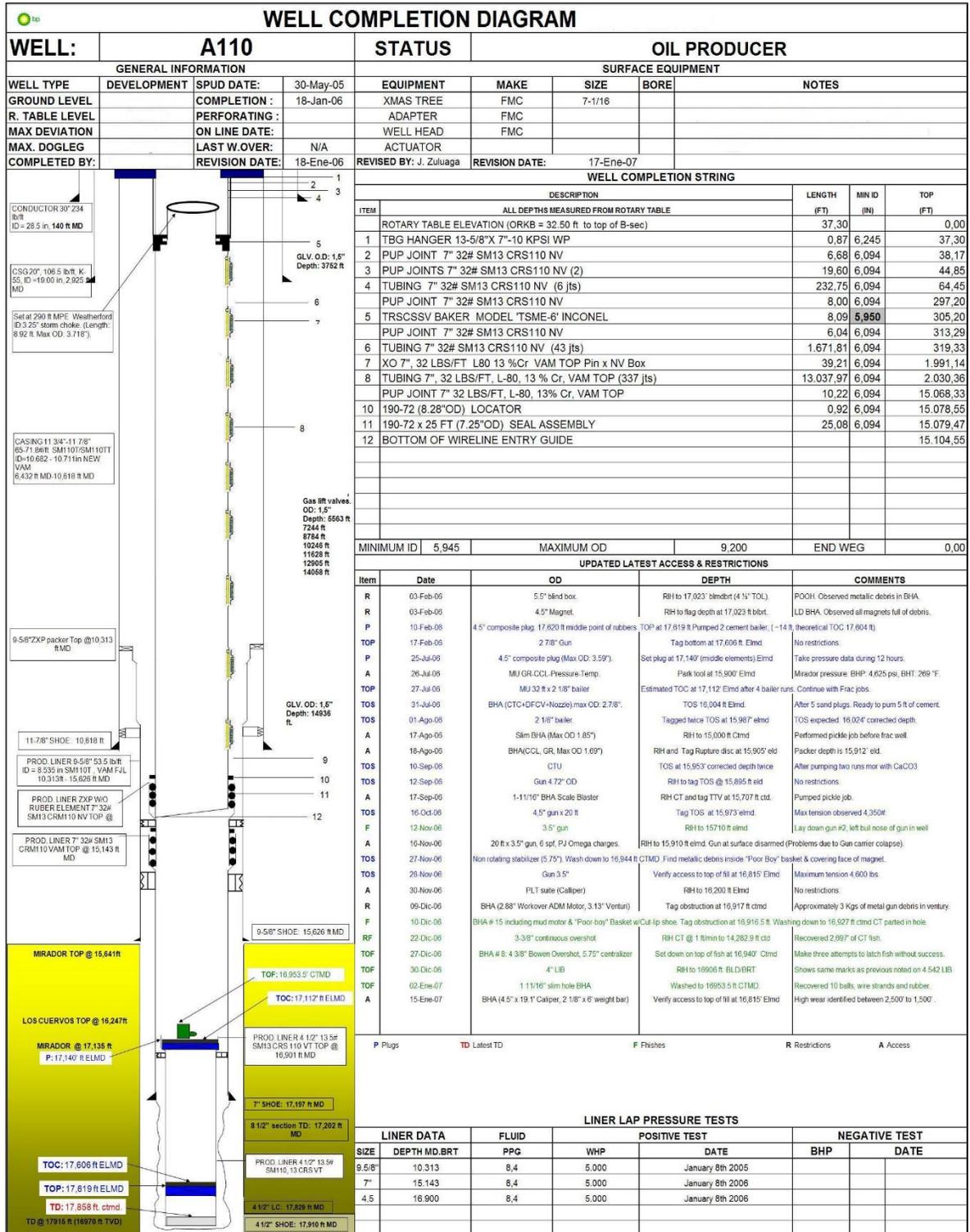


Figura 58. Estado Mecánico pozo H.

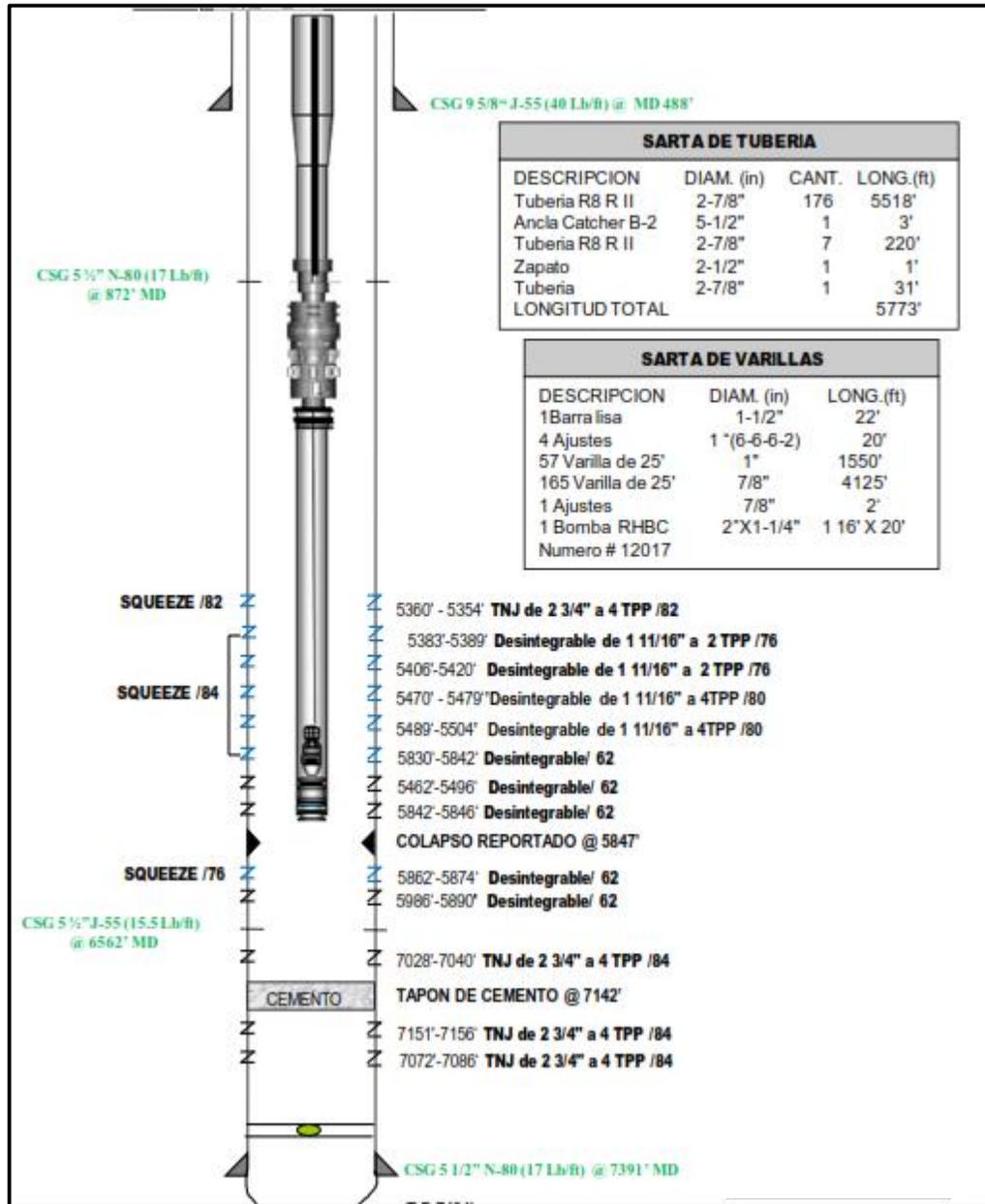


Figura 59. Estado Mecánico pozo I.

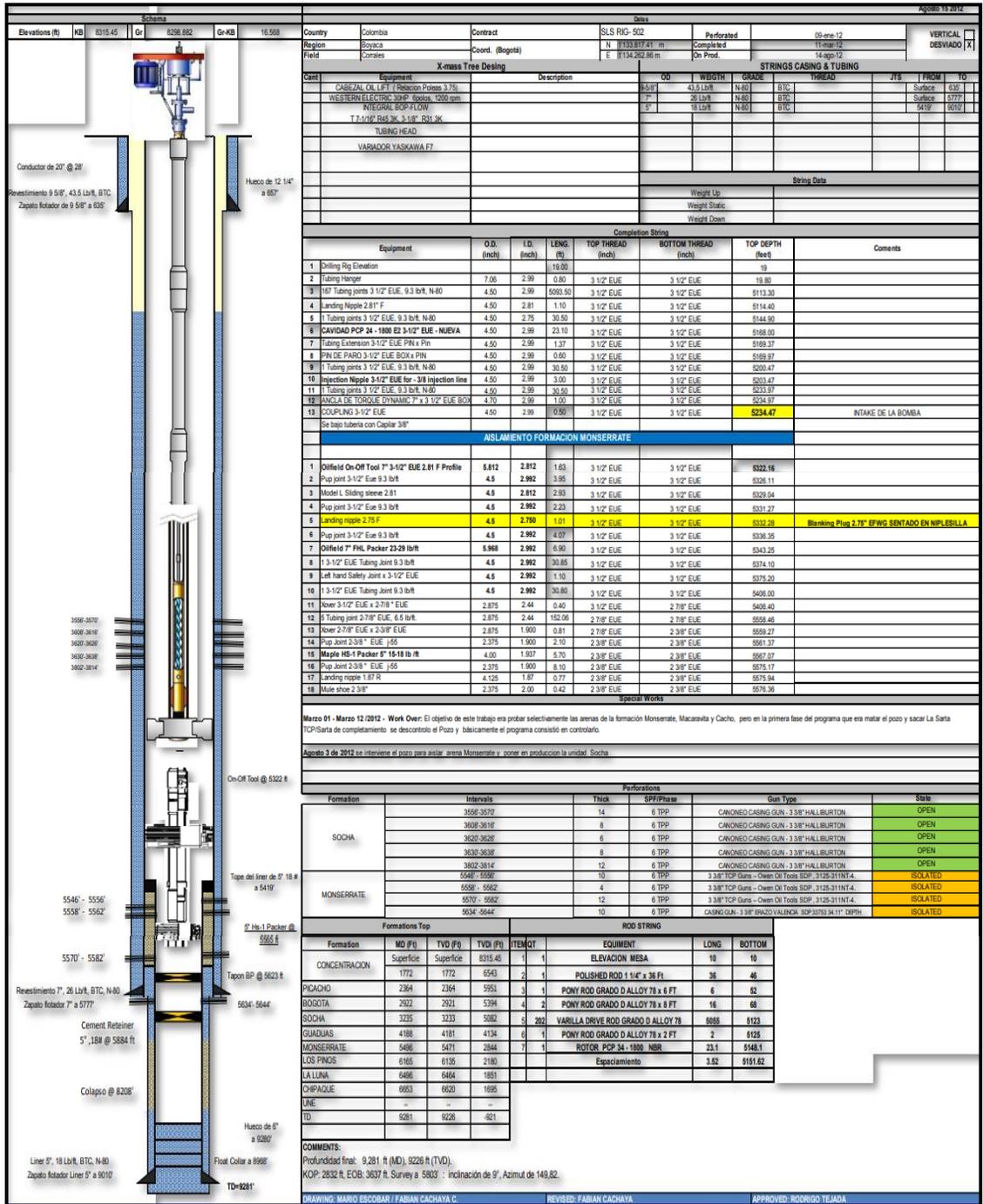


Figura 60. Estado Mecánico pozo J.

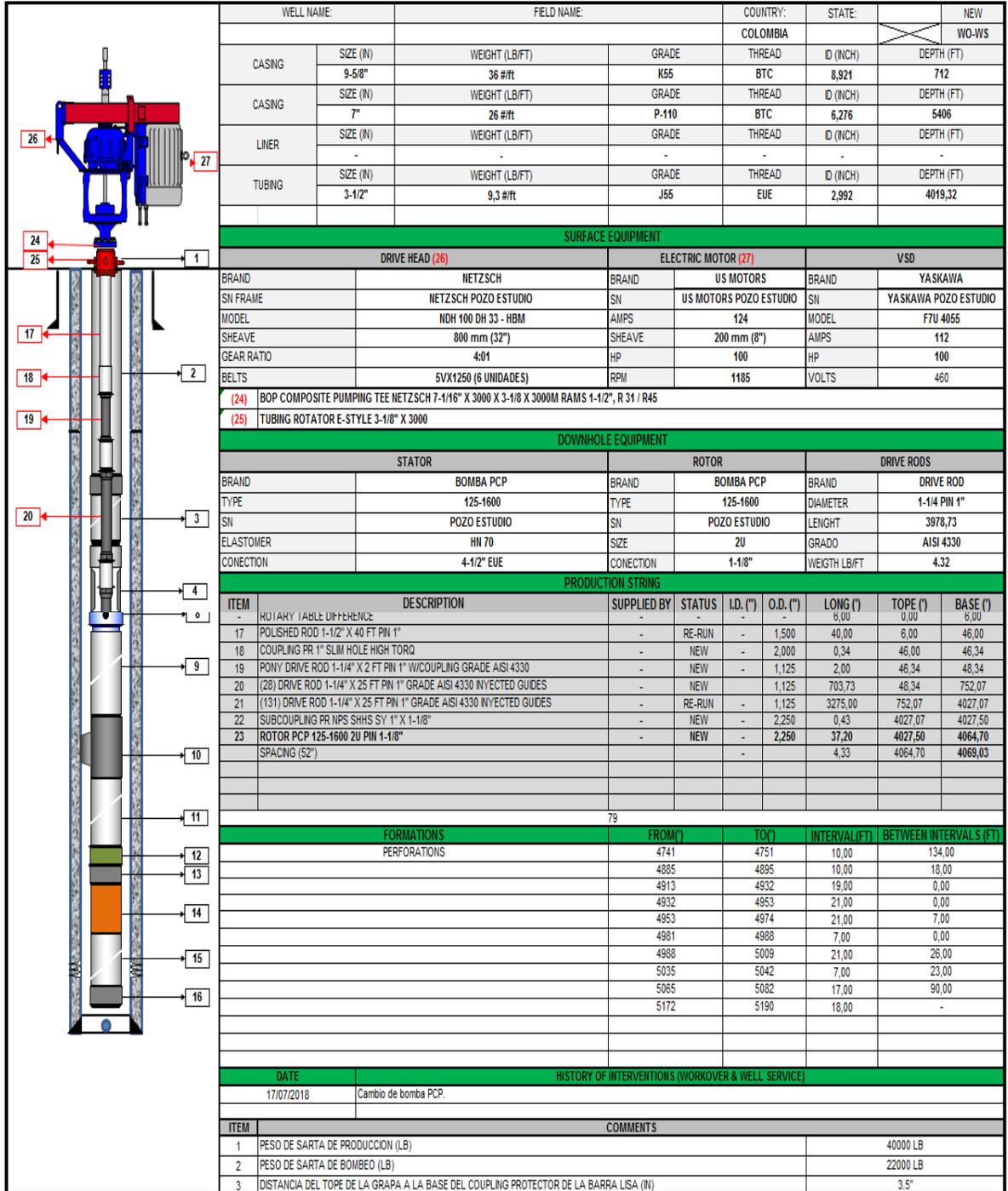


Figura 61. Estado Mecánico pozo K.

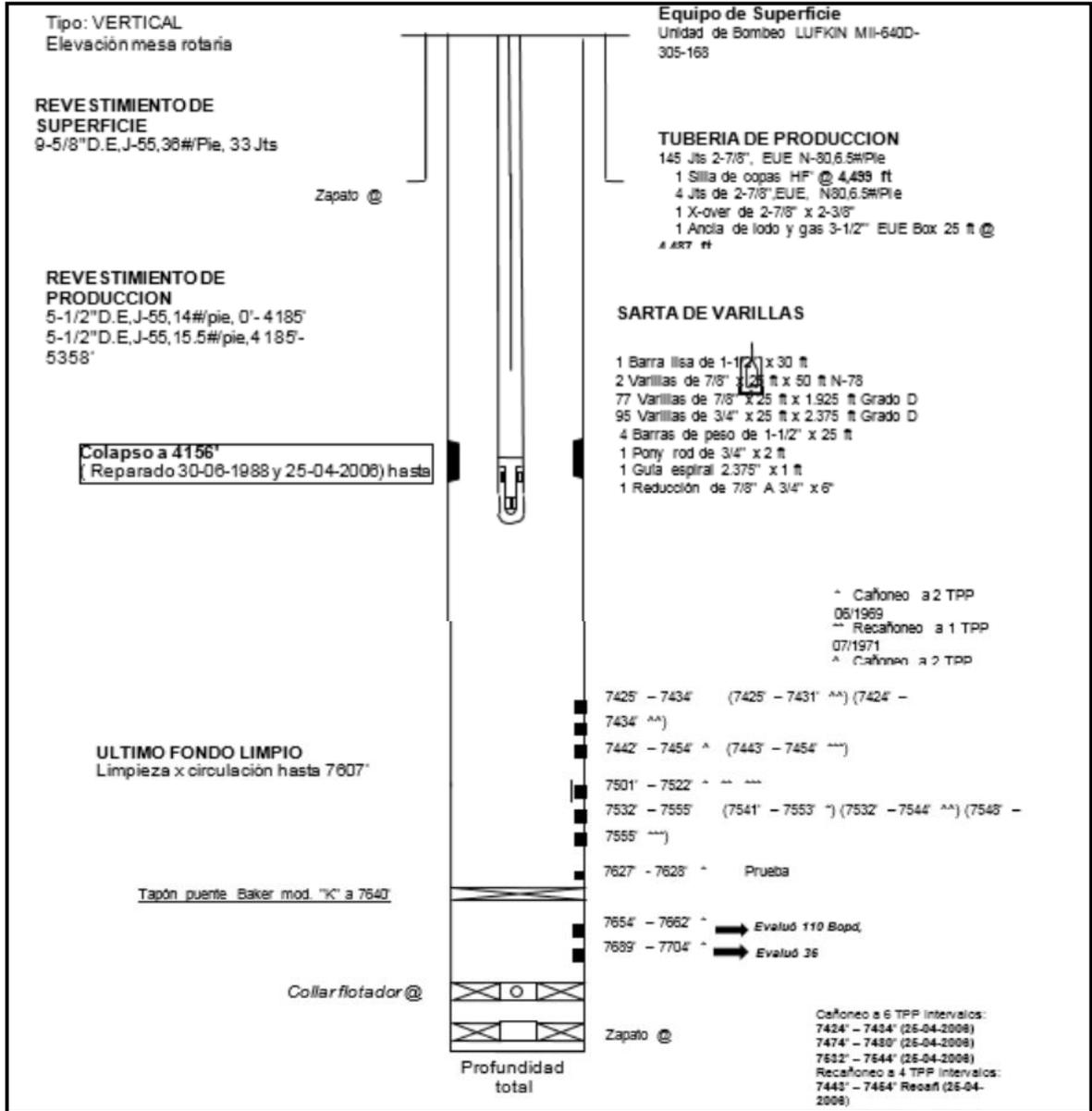


Figura 62. Estado Mecánico pozo L.

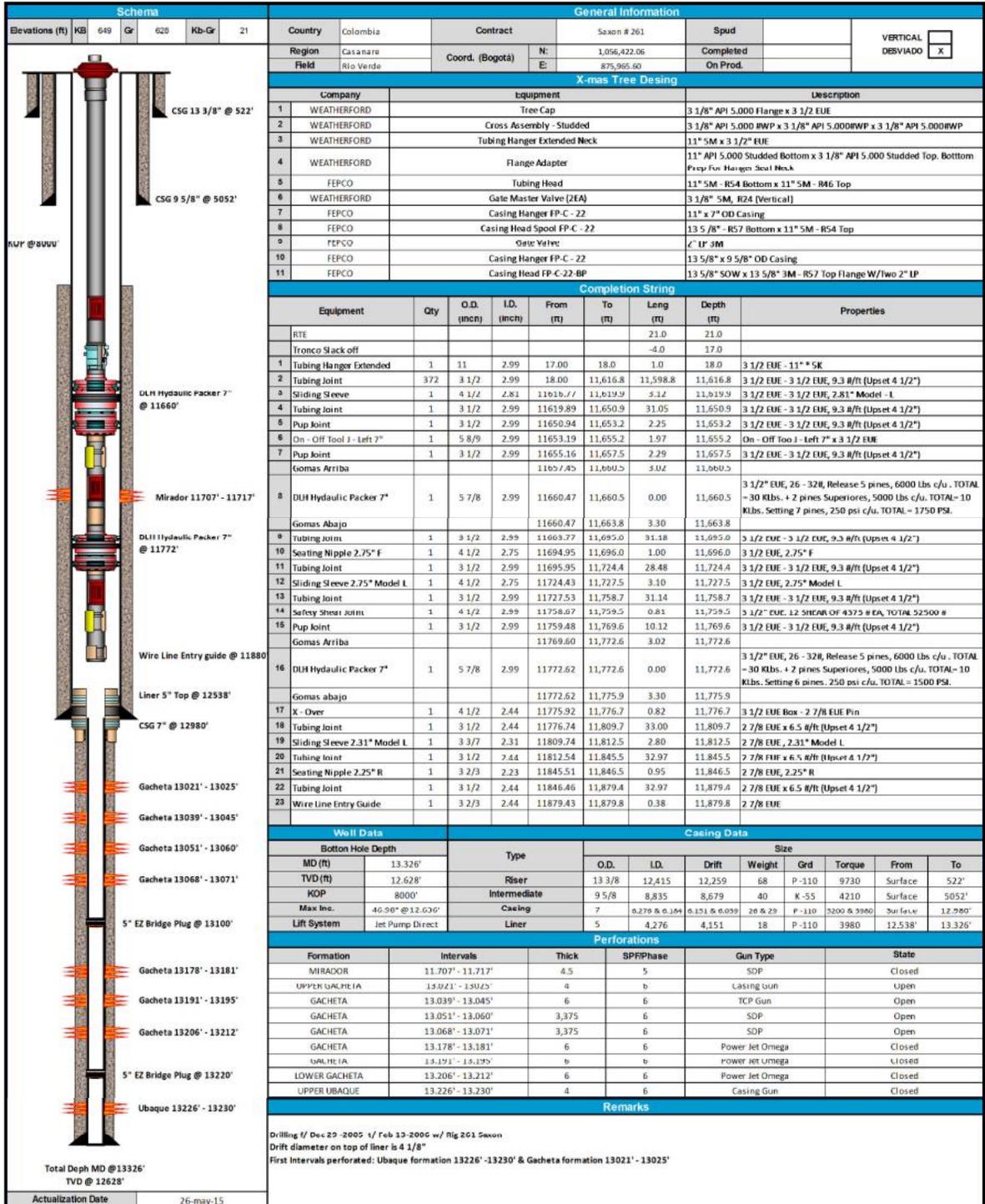


Figura 63. Estado Mecánico pozo M.

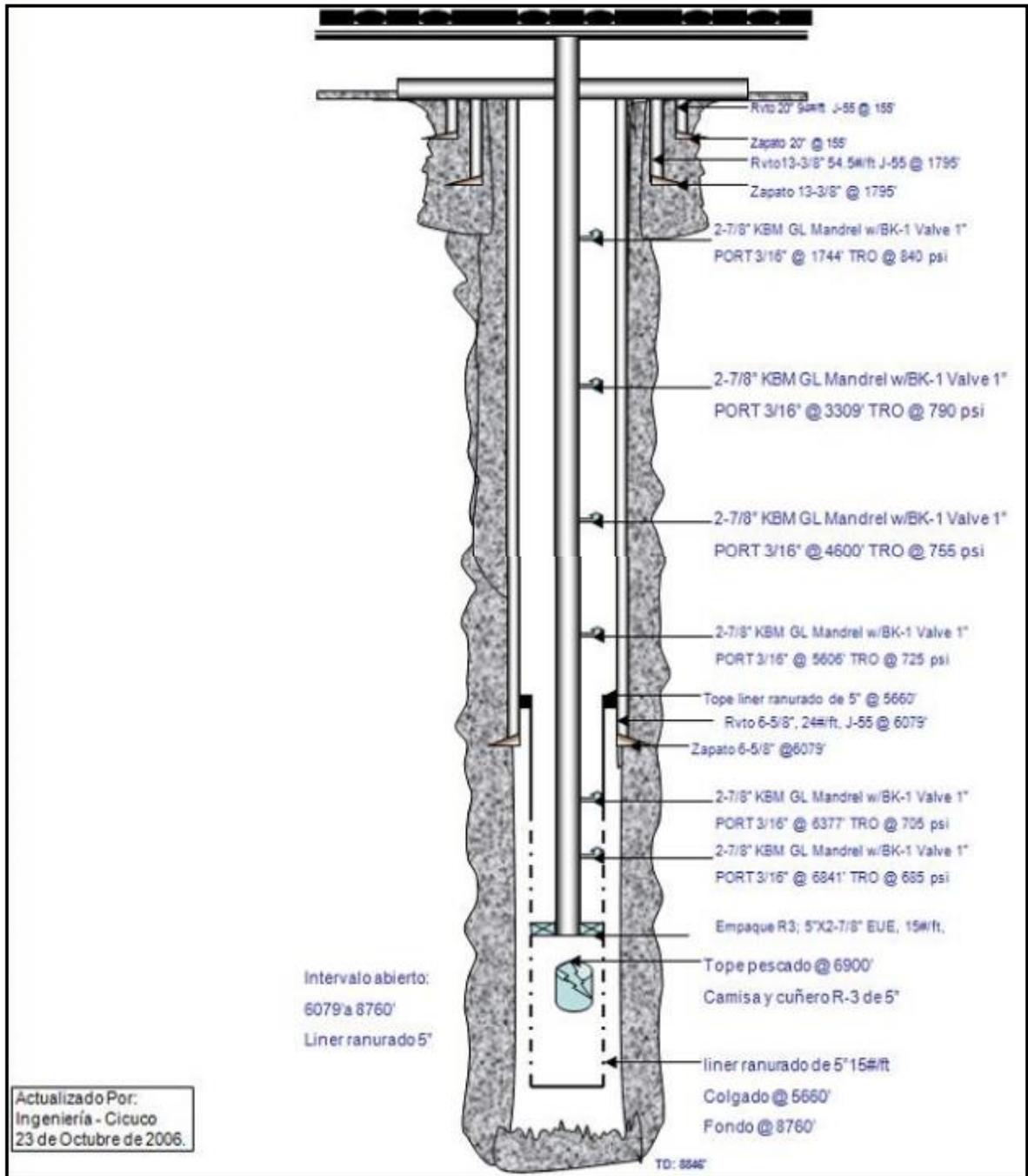


Figura 64. Estado Mecánico pozo N.

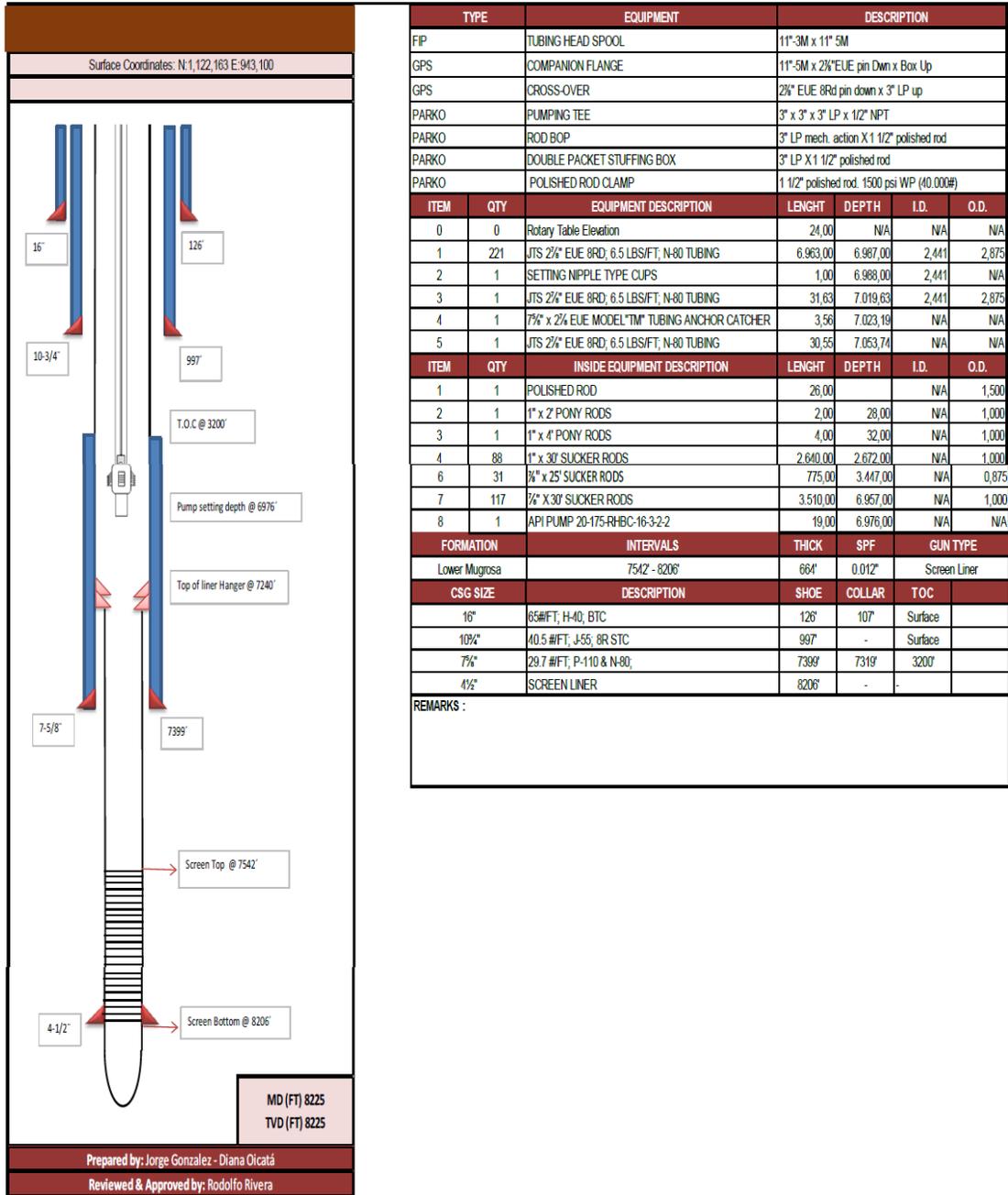


Figura 66. Estado Mecánico pozo P.

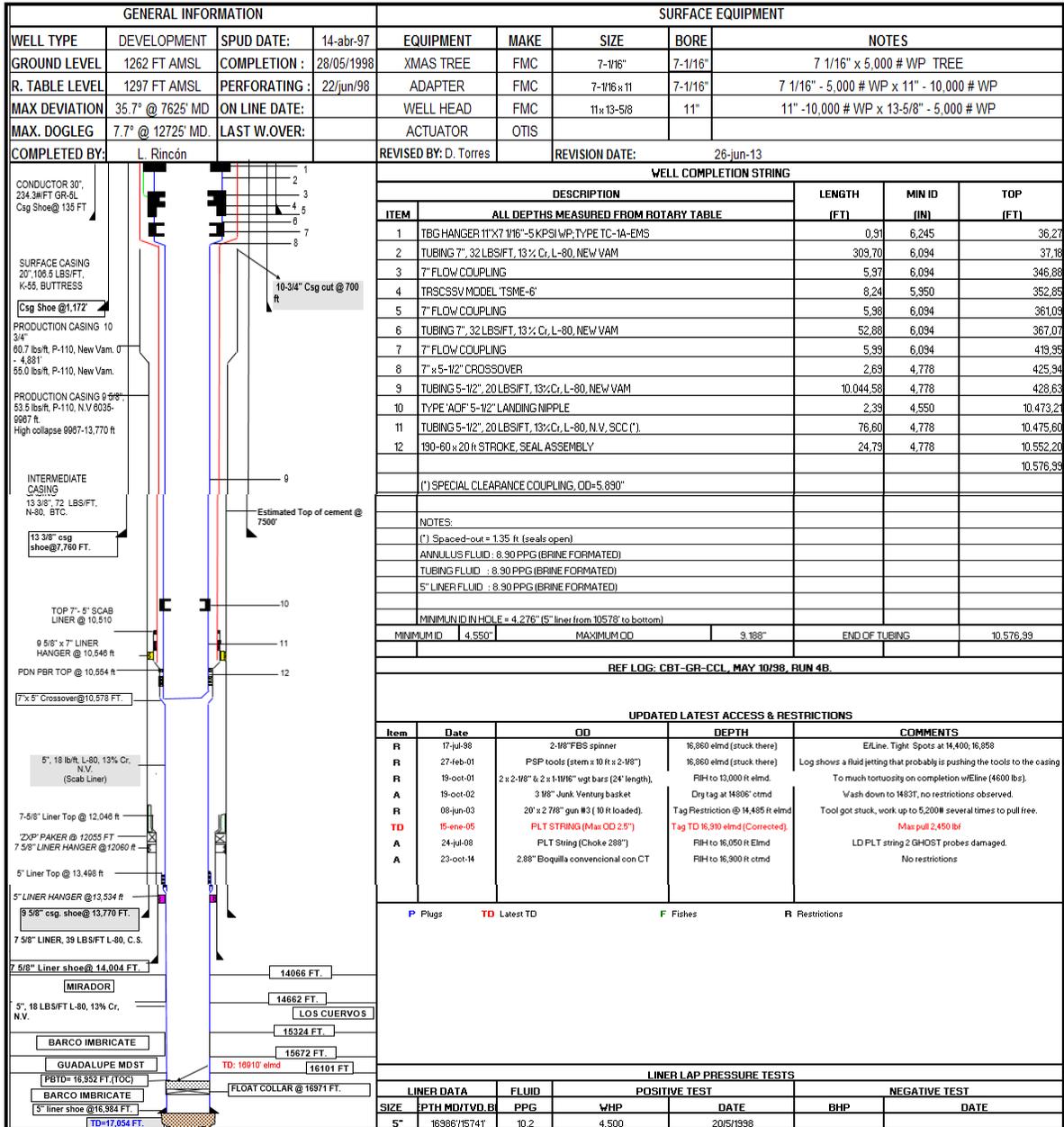


Figura 67. Estado Mecánico pozo Q.

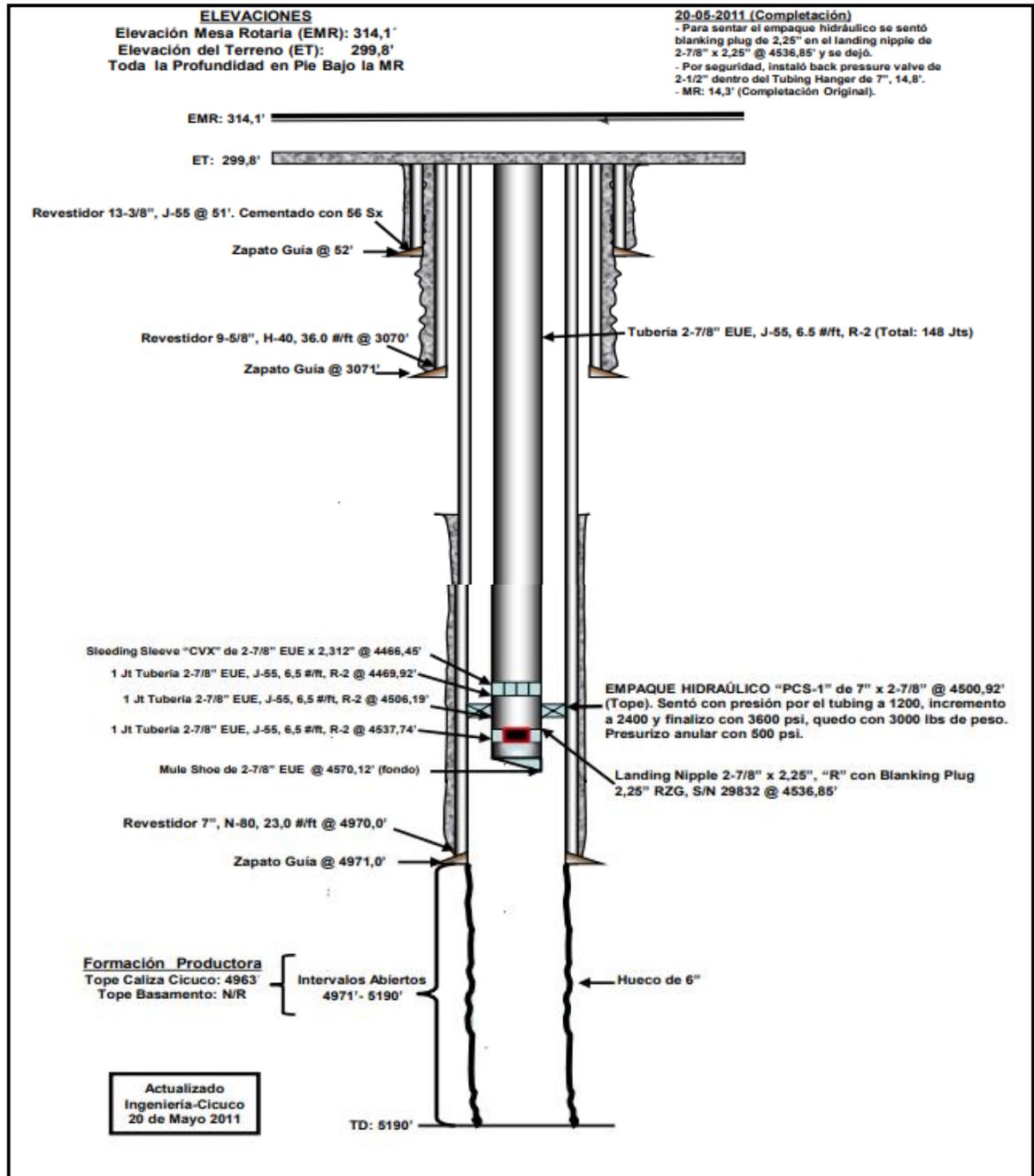


Figura 68. Estado Mecánico pozo R.

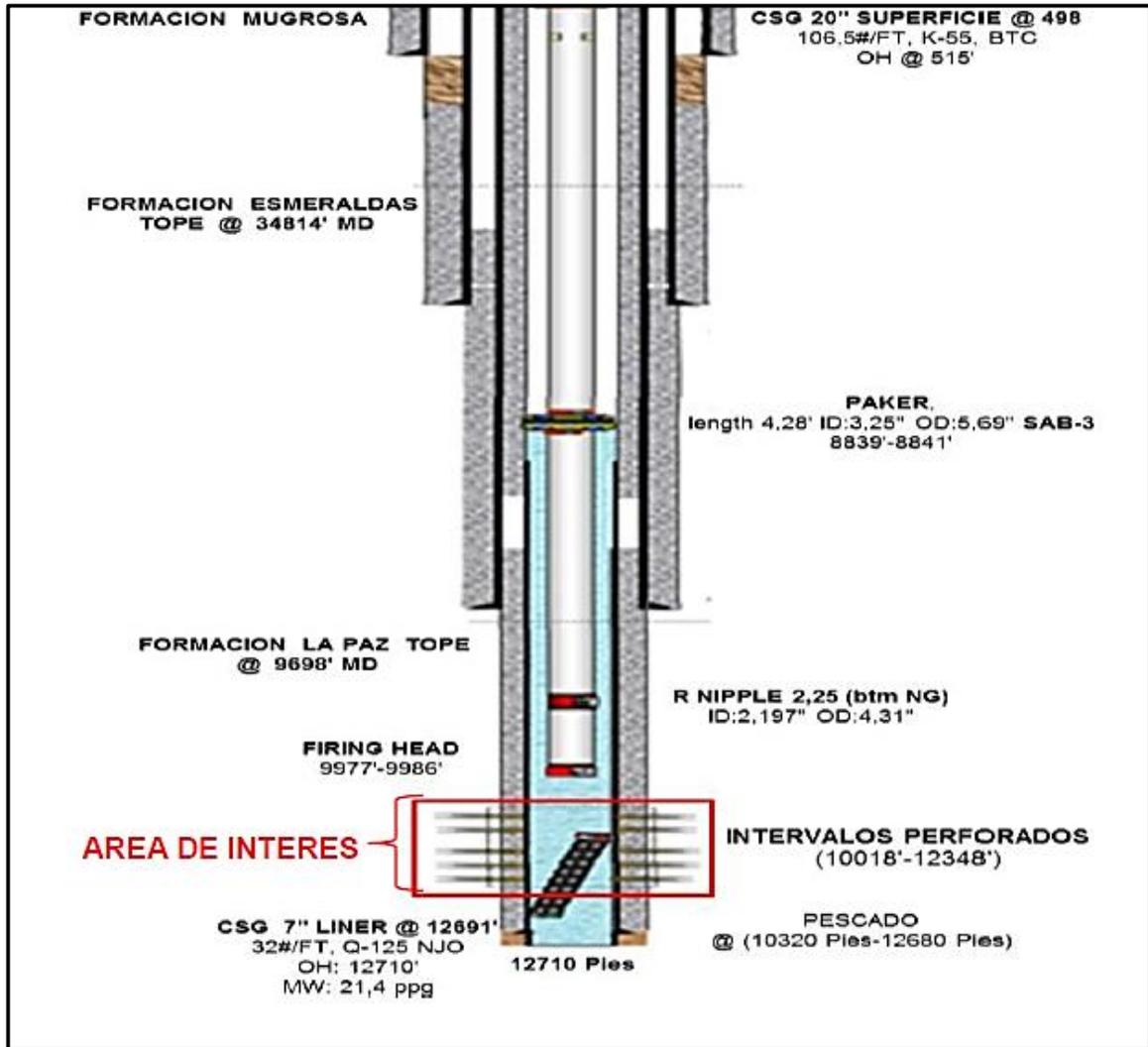


Figura 69. Estado Mecánico pozo S.

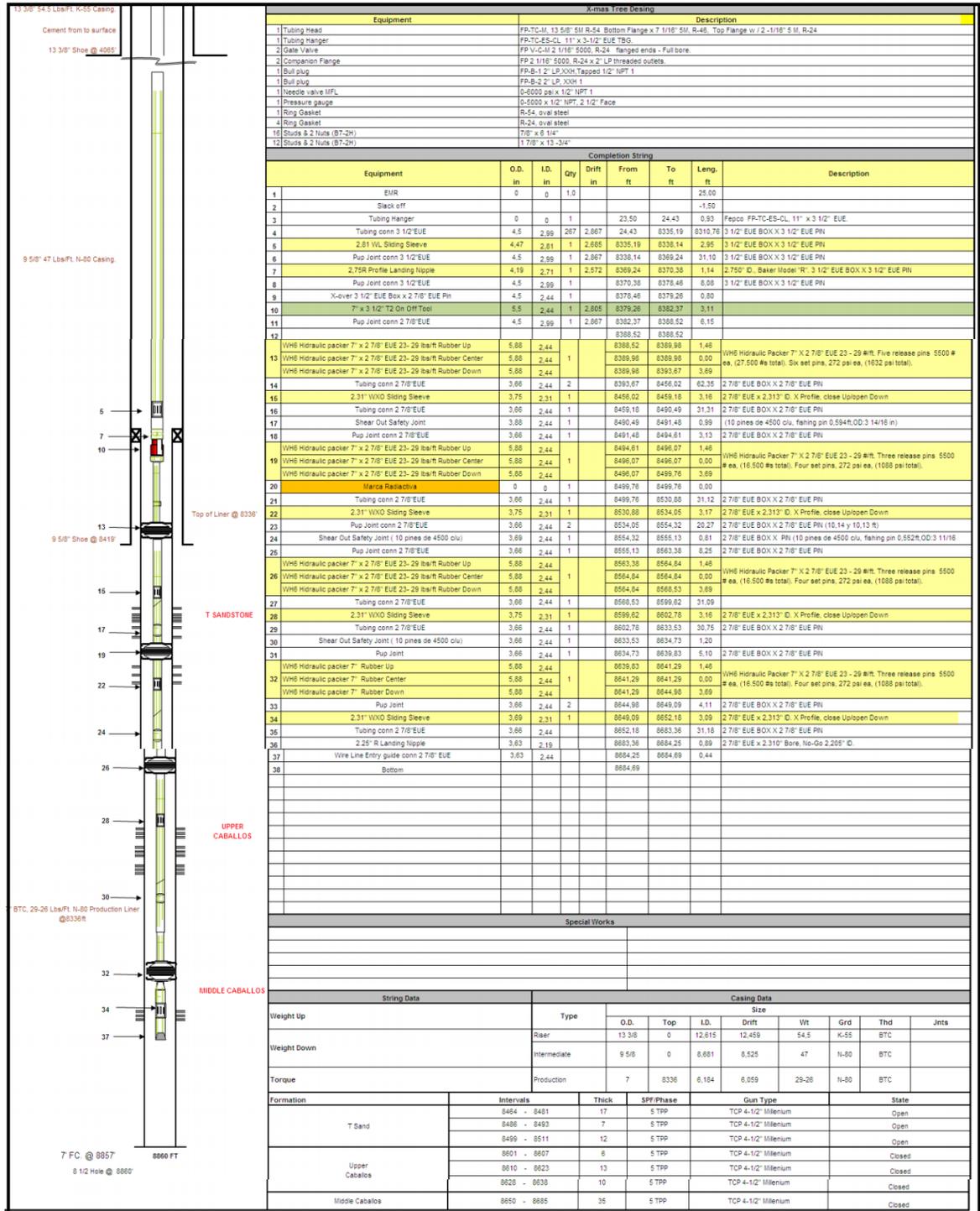


Figura 70. Estado Mecánico pozo T.

