

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA
TECNOLOGÍA CASING-DRILLING EN POZOS DIRECCIONALES EN LAS
SECCIONES DE 16" Y 12 ¼", EN EL CAMPO LIBERTADOR**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

LUIS GEOVANNY PÉREZ GUAMÁN

luis_1991kdt@hotmail.com

DIRECTOR: ING. RUBÉN ANTONIO NARVÁEZ TORRES

ruben.narvaez@tecpetrol.com

Quito, Mayo 2016

DECLARACIÓN

Yo, Luis Geovanny Pérez Guamán, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Luis Geovanny Pérez Guamán

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Geovanny Pérez Guamán, bajo mi supervisión.

Ing. Rubén Antonio Narváez Torres

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a mi virgen del Quinche por cuidarme y por brindarme la fuerza necesaria para cumplir mis sueños.

A mis padres, mis hermanos y a mi familia entera por apoyarme y ayudarme a cumplir mis metas y sueños.

Al mejor equipo de trabajo, “GPWO y amigos”, por su ayuda técnica y consejos para poder sacar adelante este proyecto.

Al Ing. Rubén Narváez por brindarme su amistad, consejos y colaboración para dirigir con empeño y sabiduría la tutoría de este trabajo.

A mis profesores, por haberme compartido sus conocimientos y experiencias.

Luis

DEDICATORIA

A mis padres, Martha y Germán, que con su amor infinito, consejos, paciencia y ejemplo han sabido guiarme por el camino del bien.

A toda mi familia y a mis seres queridos por todo el apoyo incondicional que me brindaron durante todo mi carrera.

Luis

ÍNDICE DE CONTENIDOS

	PÁG.
RESUMEN	VI
INTRODUCCIÓN	VII
CAPÍTULO I.....	1
ASPECTOS GENERALES Y PARÁMETROS DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO	1
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL	1
1.1.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	1
1.1.2 UBICACIÓN	3
1.1.3 PRODUCCIÓN.....	4
1.1.3.1 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO.....	5
1.2 GEOLOGÍA.....	6
1.2.1 GEOLOGÍA DEL CAMPO	6
1.2.2 ESTRATIGRAFÍA GENERAL	8
1.2.2.1 FORMACIONES CRETÁICAS.....	8
1.2.2.1.1 Formación Hollín	8
1.2.2.1.2 Formación Napo.....	8
1.2.2.1.3 Formación Basal Tena	9
1.2.2.1.4 Formación Tena	9
1.2.3 CARÁCTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO	11
1.2.3.1 Formaciones Hollín, Basal Tena, Tena:	11
1.2.3.2 Arenisca “T”.....	11
1.2.3.2.1 Arenisca “T” inferior:	11
1.2.3.2.2 Arenisca “T” superior:	11
1.2.3.3 Arenisca “U”.....	11
1.2.3.3.1 Arenisca “U” inferior:.....	11
1.2.3.3.2 Arenisca “U” superior:.....	11

1.3 CARÁCTERÍSTICAS DEL PRINCIPAL RESERVORIO (NAPO) EN EL CAMPO	12
1.3.1 Arenisca “T” inferior.....	12
1.3.2 Arenisca “T” superior.....	12
1.3.3 Arenisca “U” inferior	12
1.3.4 Arenisca “U” superior	12
1.4 POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO.....	12
CAPÍTULO II.....	16
FUNDAMENTOS TEÓRICOS (PERFORACIÓN CONVENCIONAL Y TECNOLOGÍA CASING-DRILLING)	16
2.1 PERFORACIÓN CONVENCIONAL.....	16
2.1.1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS.....	16
2.1.2 SISTEMAS DEL TALADRO DE PERFORACIÓN.....	20
2.1.2.1 SISTEMA DE POTENCIA	20
2.1.2.2 SISTEMA DE SOPORTE ESTRUCTURAL Y ELEVACIÓN.....	21
2.1.2.2.1 Equipo de elevación	22
2.1.2.2.2 Aparejo de Herramientas Suspendidas.....	23
2.1.2.3 SISTEMA DE CIRCULACIÓN.....	24
2.1.2.3.1 Fluidos de perforación	31
2.1.2.3.1.1 Propiedades del fluido de perforación.....	31
2.1.2.4 SISTEMA DE ROTACIÓN.....	38
2.1.2.5 SISTEMA DE CONTROL DE POZO.....	46
2.1.2.6 SISTEMA DE MONITOREO DE POZO	49
2.1.3 PERFORACIÓN DIRECCIONAL	50
2.1.3.1 MOTORES PARA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	52
2.1.3.1.1 Motores.....	52
2.1.3.2 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN	53
2.1.4 DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (REVESTIDOR).....	59
2.1.4.1 DISEÑO	60
2.1.4.1.1 Información requerida para el diseño	60
2.1.4.1.2 Factores de diseño	61
2.1.4.1.3 Tipos de carga	62

2.1.5 CEMENTACIÓN	63
2.1.5.1 CLASIFICACIÓN API Y ASTM DEL CEMENTO	65
2.1.5.2 EQUIPOS DE FLOTACIÓN	65
2.1.5.2.1 COLLAR	65
2.1.5.2.2 ZAPATO	66
2.1.5.2.3 CENTRALIZADORES.....	67
2.2 PERFORACIÓN CON TECNOLOGÍA CASING DRILLING	67
2.2.1 VENTAJAS DEL CASING DRILLING	69
2.2.2 DESVENTAJAS DEL CASING DRILLING	70
2.2.3 EFECTO DE “FRISADO O PLASTERING”	70
2.2.4 PROCESOS DE PERFORACIÓN CON CASING DRILLING	71
2.2.4.1 Sistema recuperable de Casing drilling:	72
2.2.4.1.1 Herramientas y Accesorios Utilizados en Casing drilling Recuperable.....	72
2.2.5 EQUIPOS DE SUPERFICIE UTILIZADOS PARA CASING DRILLING .	76
2.2.6 SELECCIÓN DEL TIPO DE CONEXIÓN DEL REVESTIDOR.....	78
2.2.6.1 TENARIS XP BUTTRESS.....	79
2.2.6.1.1 Principales Características	80
CAPÍTULO III.....	81
ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS, TIEMPOS Y COSTOS DE CORRIDA DE REVESTIDOR EN LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL, EN LAS SECCIONES DE 16” Y 12 ¼”	81
3.1 TIEMPOS DE PERFORACIÓN Y TIEMPOS PLANOS POR SECCIÓN.....	81
3.1.1 TIEMPOS DE PERFORACIÓN POR FASE	82
3.1.2 CURVAS DE PROFUNDIDAD VS TIEMPO POR SECCIONES DE LOS POZOS DE REFERENCIA.....	84
3.2 PROBLEMAS OPERATIVOS DURANTE VIAJES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDAS DE REVESTIMIENTO POR SECCIÓN	86
3.2.1 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP D-4	86

3.2.2 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP D-3	88
3.2.3 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP D-2	89
3.2.4 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP A-4.....	91
3.2.5 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP A-7.....	93
3.2.6 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP A-5.....	94
3.2.7 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP B-8.....	96
3.2.8 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP C-4	98
3.3 COSTOS DE PERFORACIÓN POR SECCIÓN DE LOS POZOS DE REFERENCIA.....	101
CAPÍTULO IV.....	105
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA CASING-DRILLING CON LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL.	105
4.1 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE CASING DRILLING	105
4.1.1 Pandeo (Buckling).....	106
4.1.1.1 Ecuaciones fundamentales del Pandeo	106
4.1.1.2 Principales fuerzas actuantes en el Pandeo	108
4.1.1.3 Pandeo en el casing drilling	109
4.1.2 Fatiga.....	110
4.1.2.1 Flexión (bending).....	111
4.1.2.2 Curvas S-N para análisis de fatiga	112
4.1.2.3 Curvas S-N para diseño	113
4.1.2.4 Regla de Miner	115
4.1.3 Hidráulica	115

4.2 SIMULACIONES PARA LA PERFORACIÓN CON REVESTIDOR	116
4.2.1 SIMULACIONES EN EL SOTFWARE “TORQUE, DRAG AND FATIGUE (TDF) ANALYSIS” PARA LOS POZOS TIPO DE ESTUDIO	116
4.2.1.1 Simulación sección de 16” del pozo CMP D-5	116
4.2.1.2 Simulación sección de 12 1/4” del pozo CMP D-5	121
4.2.1.3 Simulación sección de 16” del pozo CMP A-11	125
4.2.1.4 Simulación sección de 12 1/4” del pozo CMP A-11.....	130
4.2.2 SIMULACIONES EN EL SOTFWARE “CASING DRILLER” PARA LOS POZOS TIPO DE ESTUDIO.....	134
4.2.2.1 Simulación sección de 16” del pozo CMP D-5	135
4.2.2.1.1 BHA para la sección de 16” del pozo CMP D-5	140
4.2.2.2 Simulación sección de 13 3/8” del pozo CMP A-11.....	142
4.2.2.1 Simulación sección de 12 1/4” del pozo CMP D-5 Y CMP A-11	148
 4.3 ANÁLISIS DE TIEMPOS DE LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL CON LA TECNOLOGÍA CASING DRILLING.....	 148
4.3.1 ANÁLISIS FINAL DEL POZO CMP D-5.....	148
4.3.1.1 DIAGRAMA FINAL PROPUESTO.....	150
4.3.1.2 PROGRAMA OPERATIVO PROPUESTO	152
4.3.1.3 COMPARACIÓN CURVAS DE TIEMPO Vs. PROFUNDIDAD DE LA TECNOLOGÍA CASING DRILLING Y LA CONVENCIONAL	155
4.3.2 ANÁLISIS FINAL DEL POZO CMP A-11	157
 4.4 ANÁLISIS DE COSTOS DE LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL CON LA TECNOLOGÍA CASING DRILLING.....	 158
4.4.1 ANÁLISIS DE COSTOS DEL POZO CMP D-5.....	158
4.4.1.1 COSTOS TANGIBLES PARA LA SECCIÓN DE 16”.....	158
4.4.1.2 COSTOS INTANGIBLES PARA LA SECCIÓN DE 16”	159
4.4.1.3 COSTOS TANGIBLES E INTANGIBLES PARA PARA EL POZO CMP D-5	161
CAPÍTULO V.....	163
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	163
 5.1 CONCLUSIONES	 163

5.2 RECOMENDACIONES	165
REFERENCIAS.....	167
ABREVIATURAS	169
ANEXOS	170

ÍNDICE DE TABLAS

PÁG.

CAPÍTULO I

Tabla 1.1 Pozos perforados por el consorcio en el campo – Diciembre 2014	2
Tabla 1.2 Datos de producción inicial del campo Libertador – Diciembre 2014	4
Tabla 1.3 Datos de producción del campo Libertador – Diciembre 2014	4
Tabla 1.4 Contenido de Azufre de los reservorios del campo Libertador	5
Tabla 1.5 Viscosidades en el punto de burbuja de los reservorios del campo Libertador	5
Tabla 1.6 Relación pristano/fitano de los reservorios del campo Libertador	5
Tabla 1.7 Datos finales de los pozos perforados en el campo Libertador. Campaña 2012-2014. Pozos tipo “S”	14
Tabla 1.8 Datos finales de los pozos perforados en el campo Libertador. Campaña 2012-2014. Pozos tipo “J”	15

CAPÍTULO III

Tabla 3.1 Costos detallados de perforación de pozos en referencia.....	101
--	-----

CAPÍTULO IV

Tabla 4.1 Especificaciones de los diferentes tamaños de revestidor	78
Tabla 4.2 Parámetros promedios de perforación de pozos vecinos al CMP D-5, Sección 16”	116
Tabla 4.3 Valores finales y factores de diseño del CMP D-5, Sección 16”.....	120
Tabla 4.4 Parámetros promedios de perforación de pozos vecinos al CMP D-5, Sección 12 ¼”.....	122
Tabla 4.5 Valores finales y factores de diseño del CMP D-5, Sección 12 ¼”, 9 5/8”, N-80, 47 lbs/pie	124
Tabla 4.6 Valores finales y factores de diseño del CMP D-5, Sección 12 ¼”, 9 5/8”, P-110, 53.5 lbs/pie	125
Tabla 4.7 Parámetros promedios de perforación de pozos vecinos al CMP D-5, Sección 16”	127

Tabla 4.8 Valores finales y factores de diseño del CMP A-11, Sección 16".....	129
Tabla 4.9 Parámetros promedios de perforación de pozos vecinos al CMP A-11, Sección 12 ¼".....	131
Tabla 4.10 Valores finales y factores de diseño del CMP A-11, Sección 12 1/4", 9 5/8", N-80, 47 lbs/pie	133
Tabla 4.11 Valores finales y factores de diseño del CMP A-11, Sección 12 1/4", 9 5/8", P-110, 53.5 lbs/pie	134
Tabla 4.12 Costos tangibles para la sección de 16", CMP D-5.....	158
Tabla 4.13 Costos intangibles para la sección de 16", CMP D-5.....	159
Tabla 4.14 Costos tangibles totales del pozo CMP D-5.....	161
Tabla 4.15 Costos intangibles totales del pozo CMP D-5.....	161

ÍNDICE DE FIGURAS

	PÁG.
CAPÍTULO I	
Figura 1.1 Sección sísmica CP-332 con el pozo CMP E-1	2
Figura 1.2 Mapa de bloques y campos petroleros de la República del Ecuador	3
Figura 1.3 Mapa Estructural a la Caliza A donde se aprecia el Campo, y sus estructuras.....	7
Figura 1.4 Columna estratigráfica del campo Libertador	10
CAPÍTULO II	
Figura 2.1 Profundidades y sección vertical de un pozo direccional	16
Figura 2.2 Norte verdadero, magnético y de grilla.....	17
Figura 2.3 Generador, motores de combustión interna y transformador	20
Figura 2.4 Piso del taladro	21
Figura 2.5 Mástil o Torre	22
Figura 2.6 Malacate y cable de perforación.....	22
Figura 2.7 Bloque viajero, gancho y elevadores.....	24
Figura 2.8 Esquema del sistema de circulación para fluidos líquidos de perforación	25
Figura 2.9 Bombas del fluido de perforación	26
Figura 2.10 Bombas del fluido de perforación	26
Figura 2.11 Esquema de operación de válvulas de bombas de simple y doble acción.....	27
Figura 2. 12 Esquema Dampener	28
Figura 2.13 Piso de los tanques del lodo	28
Figura 2.14 Motores electromecánicos de los tanques del lodo.....	29
Figura 2.15 Zarandas del fluido de perforación	29
Figura 2.16 Zaranda en funcionamiento.....	29
Figura 2. 17 Esquema del Hidrociclón.....	30
Figura 2.18 Esquema de la centrífuga decantadora.....	30
Figura 2.19 Mesa Rotatoria	38
Figura 2.20 Kelly bushing y kelly	39

Figura 2.21 Swivel o unidad giratoria	39
Figura 2.22 Cuñas de rotación mecánica	40
Figura 2.23 Cuñas de rotación hidráulica	40
Figura 2.24 Llaves de Enroscar y Desenroscar hidráulicas	40
Figura 2.25 Top drive (Fijo)	41
Figura 2.26 Broca Tricónica	42
Figura 2.27 Broca Tricónica de dientes insertos	42
Figura 2.28 Broca Tricónica de carburo de tungsteno.....	43
Figura 2.29 Broca de diamante natural	43
Figura 2.30 Broca PDC	44
Figura 2.31 Estructura de calificación de una broca.....	44
Figura 2.32 Medida de la altura de los cortadores	45
Figura 2.33 Preventoras de ariete, Manifold de choques, Preventora de anular (Hydrill).....	47
Figura 2.34 Configuración típica de una BOP	48
Figura 2.35 Acumuladores de nitrógeno	49
Figura 2.36 Unidad de control del perforador	50
Figura 2.37 Pozos direccionales con locaciones inaccesibles en superficie	51
Figura 2.38 Planos de dirección e inclinación mostrados en un plano de profundidad	51
Figura 2.39 Motor dirigible (izquierda) – Turbina (derecha)	53
Figura 2.40 Paradas de drill pipe.....	54
Figura 2.41 Crossover 2 7/8” TSH BLUE PIN x 3 1/2” EUE BOX.....	54
Figura 2.42 Martillo hidráulico	55
Figura 2. 43 Componentes del sistema MWD, fondo – superficie.....	57
Figura 2. 44 Diseño de un sensor del MWD.....	57
Figura 2.45 Estabilizador.....	58
Figura 2.46 Revestidor de 20”	59
Figura 2.47 Tensiones de Von Mises – Diseño triaxial.....	61
Figura 2.48 Tipos de carga sometidas en el revestidor	62
Figura 2.49 Esquema de una cementación primaria	63
Figura 2.50 Collar Flotador no giratorio.....	66
Figura 2.51 Tope Tapón.....	66

Figura 2.52 Zapato Flotador.....	66
Figura 2.53 Zapato rimador.....	67
Figura 2.54 Niveles de la tecnología “Casing drilling”	68
Figura 2.55 Efecto de Frizado o Plastering	71
Figura 2.56 Drill Lock Assembly (DLA).....	73
Figura 2.57 Punto de pesca del DLA.....	73
Figura 2.58 Conjunto de sellos.....	74
Figura 2.59 Estabilizador-Ensanchador-Broca Piloto	75
Figura 2.60 Centralizadores integrales.....	75
Figura 2.61 Casing drilling System.....	77
Figura 2.62 Especificaciones revestidor, conexión BTC.	79
Figura 2.63 Conexión TenarisXP™ Buttress.....	80

CAPÍTULO III

Figura 3.1 Tiempos de perforación y planos de la sección de 16”	81
Figura 3.2 Tiempos inclinados y planos de la sección de 12 ¼”	82
Figura 3.3 Tiempos de perforación por fase de la sección de 16”	83
Figura 3.4 Tiempos de perforación por fase de la sección de 12 1/4”	83
Figura 3.5 Profundidad Vs. Tiempo sección de 26” y 16”.....	84
Figura 3.6 Profundidad Vs. Tiempo sección de 12 1/4” y 7”	85
Figura 3.7 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP D-4.....	87
Figura 3.8 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP D-3.....	89
Figura 3.9 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP D-2.....	91
Figura 3.10 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP A-4.....	92
Figura 3.11 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP A-7.....	94
Figura 3.12 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP A-5.....	96

Figura 3.13 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP B-8.....	97
Figura 3.14 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP C-4.	99
Figura 3.15 Costos de perforación por secciones.	102
Figura 3.16 Costos de revestidor por secciones.	103
Figura 3. 17 Costos de operación / día.	103

CAPÍTULO IV

Figura 4.1 Interactions affecting revestidor integrity for Casing drilling applications.	105
Figura 4.2 Diagrama de fuerzas de una sarta de revestidor con Pandeo	108
Figura 4.3 23# 7" revestidor (7.625" couplings) in 8 1/2" hole, full gauge revestidor shoe, 6° inclination.	110
Figura 4.4 Desgaste y rotura de la conexión	111
Figura 4.5 Diagrama de un pozo horizontal	112
Figura 4.6 Las curvas S-N (stress vs. N° de ciclos) para análisis de fatiga.....	113
Figura 4.7 Las curvas S-N (stress vs. N° de ciclos) para diseño.....	114
Figura 4.8 Ejemplo del simulador del Método de Miner	115
Figura 4.9 Input data sheet – CMP D-5, Sección 16"	117
Figura 4.10 Resultados de análisis esfuerzos de la conexión del CMP D-5, Sección 16"	118
Figura 4.11 Resultados de análisis de Torque de la conexión del CMP D-5, Sección 16"	119
Figura 4.12 Resultados de análisis de Fatiga de la conexión del CMP D-5, Sección 16"	120
Figura 4.13 Input data sheet – CMP D-5, Sección 12 1/4"	121
Figura 4.14 Resultados de análisis esfuerzos de la conexión del CMP D-5, Sección 12 1/4"	123
Figura 4.15 Resultados de análisis de Torque de la conexión del CMP D-5, Sección 12 1/4"	123
Figura 4.16 Resultados de análisis de Fatiga de la conexión del CMP D-5, Sección 12 1/4"	124

Figura 4.17 Input data sheet – CMP A-11, Sección 16”	126
Figura 4.18 Resultados de análisis esfuerzos de la conexión del CMP A-11, Sección 16”	127
Figura 4.19 Resultados de análisis de Torque de la conexión del CMP A-11, Sección 16”	128
Figura 4.20 Resultados de análisis de Fatiga de la conexión del CMP A-11, Sección 16”	129
Figura 4.21 Input data sheet – CMP A-11, Sección 12 1/4”	130
Figura 4.22 Resultados de análisis esfuerzos de la conexión del CMP A-11, Sección 12 1/4”	132
Figura 4.23 Resultados de análisis de Torque de la conexión del CMP A-11, Sección 12 1/4”	132
Figura 4.24 Resultados de análisis de Fatiga de la conexión del CMP A-11, Sección 12 1/4”	133
Figura 4.25 Casing drilling Well data sheet – CMP D-5	135
Figura 4.26 Input Data – CMP D-5	136
Figura 4.27 Output Data – Análisis de Hidráulica, sección de 13 3/8”, CMP D-5.	137
Figura 4.28 BHA recuperable para la sección de 16”	140
Figura 4.29 BHA recuperable para la sección de 16”	141
Figura 4.30 Casing drilling Well data sheet – CMP A-11	142
Figura 4.31 Input Data – CMP A-11	143
Figura 4.32 Output Data – Análisis de Hidráulica, sección de 13 3/8”, CMP A-11.	144
Figura 4.33 Diagrama de perforación propuesto para el pozo CMP D-5.....	151
Figura 4.34 Plan Direccional Propuesto para el pozo CMP D-5.....	152
Figura 4.35 Programa operativo Propuesto para el pozo CMP D-5	153
Figura 4.36 Curva de Tiempo Vs. Profundidad para el pozo CMP D-5 y un pozo tipo.	155
Figura 4.37 Curva de Tiempo Vs. Profundidad para el pozo CMP D-5 y pozos en referencia.	156
Figura 4.38 Diferencia de costos en el revestidor BTC y el TenarisXP Buttress de 13 3/8”, N-80, 68 lbs/pie.	158

Figura 4.39 Diferencia de costos en los costos intangibles en la sección de 16", CMP D-5.	160
Figura 4.40 Ahorro en la sección de 16" entre el pozo tipo Vs. El pozo CMP D-5.	160
Figura 4.41 Ahorro total entre el pozo tipo Vs. el pozo CMP D-5.	162

ÍNDICE DE ECUACIONES

	PÁG.
Ecuación 2.1 Pump Factor – Factor de una bomba Duplex de doble acción	26
Ecuación 2.2 Pump Factor – Factor de una bomba Tipler de acción simple	27
Ecuación 2.3 Presión Hidrostática en unidades de campo (psi).....	33
Ecuación 2.4 Presión para activar los estabilizadores	74
Ecuación 4.1 Fuerza Efectiva de Pandeo (F_{eff}).....	106
Ecuación 4.2 Fuerza Efectiva de Pandeo en función de P_{int} y P_{ext}	107
Ecuación 4.3 Fuerza Crítica de Pandeo	107
Ecuación 4.4 Tensión en función de la Flexión	111

ÍNDICE DE ANEXOS

	PÁG.
ANEXO I: Esquema del taladro de perforación y sus sistemas.....	171
ANEXO II: Esquema y partes de un top drive	172
ANEXO III: Características generales del tipo de desgaste de una broca	173
ANEXO IV: Locación del desgaste de la broca	173
ANEXO V: Lista de verificación para determinar si los conos se encuentran sellados	173
ANEXO VI: Rangos de tolerancia para determinar el calibre de la broca según API	174
ANEXO VII: Características de los desgastes secundarios de una broca.....	174
ANEXO VIII: Razones de salida de la broca a superficie	174
ANEXO IX: Pruebas que se realizan a la BOP.....	175
ANEXO X: Tipos de centralizadores y sus descripciones	176
ANEXO XI: Niveles de la tecnología casing drilling.....	177
ANEXO XII: Efecto de frisado o plastering	177
ANEXO XIII: Drill Lock Assembly (DLA).....	178
ANEXO XIV: Procedimiento de ensamblaje de los centralizadores integrales..	178
ANEXO XV: Anillos de torque	179
ANEXO XVI: Costos detallados de corrida de revestidor	179
ANEXO XVII: Costos detallados de viaje de calibre	180
ANEXO XVIII: Simulaciones de pandeo en revestidor	180
ANEXO XIX: Simulaciones de pandeo en revestidor de 4 ½” a diferentes WOB	181
ANEXO XX: Tipos de pandeo	181
ANEXO XXI: Cargas cíclicas.....	182
ANEXO XXII: Perfil Rosca BTC.....	182
ANEXO XXIII: Desempeño TenarisXP Buttress	183
ANEXO XXIV: Ventajas de la conexión TenarisXP Buttress	183
ANEXO XXV: Tabla técnica TenarisXP Buttress.....	184
ANEXO XXVI: Métodos de recuperación del DLA.....	188
ANEXO XXVII: Plan direccional y de fluidos de perforación, CMP D-5.....	189

ANEXO XXVIII: Plan direccional y de fluidos de perforación, CMP A-11	190
ANEXO XXIX: Elipse de VON MISES	192
ANEXO XXX: Criterio de aceptación de la elipse de VON MISES-API	192
ANEXO XXXI: Determinación de los factores de diseño del revestidor y tensiones de Von Mises	193
ANEXO XXXII: Parámetros de perforación, sección 12 ¼”, CMP D-4	194
ANEXO XXXIII: Parámetros de perforación, sección 12 ¼”, CMP D-3	195
ANEXO XXXIV: Parámetros de perforación, sección 16”, CMP D-2	196
ANEXO XXXV: Parámetros de perforación, sección 12 1/4”, CMP D-2	197
ANEXO XXXVI: Parámetros de perforación, sección 16”, CMP A-4	198
ANEXO XXXVII: Parámetros de perforación, sección 12 1/4”, CMP A-4	199
ANEXO XXXVIII: Parámetros de perforación, sección 12 1/4”, CMP A-7	200
ANEXO XXXIX: Parámetros de perforación, sección 12 1/4”, CMP A-5	201
ANEXO XL: Parámetros de perforación, sección 16”, CMP B-8	202
ANEXO XLI: Parámetros de perforación, sección 12 1/4”, CMP B-8	203
ANEXO XLII: Parámetros de perforación, sección 16”, CMP C-4	204
ANEXO XLIII: Parámetros de perforación, sección 12 1/4”, CMP C-4	205

RESUMEN

El proyecto tiene como objetivo principal analizar la factibilidad de la implementación de la tecnología casing drilling en los pozos direccionales tipos “J” y “S”, en las secciones de 16” y 12 ¼” en el campo Libertador, con el propósito de disminuir tiempos y costos de perforación. Se tomaron en cuenta dos pozos del campo de la siguiente campaña de perforación para realizar el análisis, el primero es un pozo tipo “J” y el segundo tipo “S”, para este estudio se utilizaron simuladores especializados en el análisis de torque, arrastre y fatiga para determinar si el revestidor y su conexión pueden sufrir algún tipo de falla.

Los simuladores a utilizar son “TDF Analysis” y “Casing driller”, de propiedad de Tenaris y Schlumberger respectivamente. El primero se enfoca en los esfuerzos a los que va a estar sometido el revestidor y su conexión, el segundo se enfoca en algo similar adicionando la hidráulica que se necesita para perforar con la tecnología casing drilling. Los datos ingresados para el análisis fueron los parámetros de los pozos vecinos a los pozos de estudio.

Con el resultado de las simulaciones se determinó que solo la sección de 16” del pozo tipo “J” es factible para la implementación de la tecnología, las demás secciones no fueron factibles técnicamente.

Al ser un pozo direccional tipo “J” el pozo en el que se va a implementar la tecnología casing drilling, se ha definido utilizar el casing drilling nivel III, el cual consiste en un BHA recuperable que se asienta en el primer revestidor (casing shoe) que tiene un perfil en el que se ubica el drill lock assembly (DLA), al finalizar la perforación con revestidor, se baja a recuperar el BHA con wireline o drill pipe.

El BHA recuperable es similar al BHA convencional, adicionado un rimador de fondo y una broca de diámetro que pase por el drift del revestidor. Con la implementación de la tecnología se eliminarán los viajes de calibre, la corrida de revestidor y se puede incrementar la ROP.

Una vez concluido el análisis técnico, se realizó el análisis económico, el cual dio un ahorro representativo con respecto a los costos con la perforación convencional.

INTRODUCCIÓN

La tecnología casing drilling consiste en perforar pozos con la tubería de revestimiento, con esta tecnología se puede garantizar que cada pie perforado es revestido al mismo tiempo.

Existen 4 niveles en la tecnología casing drilling. El primer nivel consiste en correr el revestidor con una zapata rimadora en un hoyo perforado previamente; en el segundo nivel se perfora con el revestidor y una broca perforable, este nivel solo permite perforar verticalmente; el tercer nivel es más complejo ya que se utiliza un BHA recuperable, este BHA contiene todas las herramientas de un BHA convencional diseñado para perforar direccionalmente, además de herramientas especiales para su asentamiento del mismo en un revestidor especial que contiene un niple de asiento; y por último el cuarto nivel que es similar al nivel anterior pero el emplea el liner de producción en vez de la tubería de revestimiento.

Durante la perforación de las secciones de 16" y 12 ¼", se realizan viajes de calibre de pozo y viajes a superficie para cambio de BHA, en los cuales se encuentran problemas de arrastre que se los soluciona maniobrando la sarta o circulando, también se tiene problemas de backreaming durante estos viajes lo cual se ve reflejado en los tiempos no productivos (NPT) que se presentan en la operación.

Con el objetivo de disminuir los tiempos de perforación, costos y problemas en la misma, se ha realizado el estudio de factibilidad de la implementación de la tecnología casing drilling en las secciones de 16" y 12 ¼" en la siguiente campaña de perforación en el campo.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES Y PARÁMETROS DE LOS POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL

1.1.1 RESEÑA HISTÓRICA

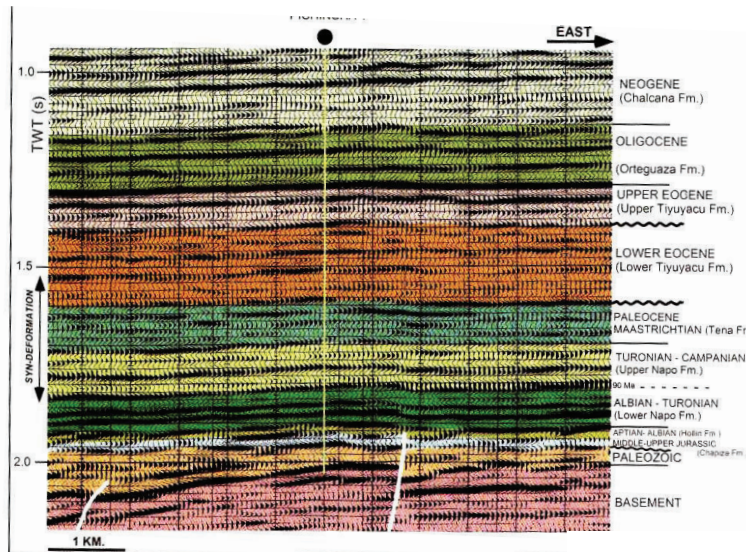
La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) perforó las estructuras CMP C, CMP B y CMP D en el año de 1980. Los pozos descubridores de este campo fueron el CMP B-1 perforado en Febrero (6121 BPPD, 29-33 °API), CMP C-1 en Marzo (9965 BPPD, 28-33 °API) y CMP D-1 en Noviembre (1593 BPPD, 34 °API).

En un principio se pensaba que las tres estructuras antes mencionadas eran independientes, pero con información obtenida por los pozos perforados, más nueva información de velocidades de las interpretaciones sísmicas, se descubrió que todas estas se encontraban integradas conjuntamente con CMP F en un solo campo.

En 1983 se perforó el pozo Guachito 1, que luego se lo llamó CMP E-1, esto se realizó con el objetivo de comprobar si CMP F se integraba con las demás estructuras del campo, este pozo se perforó en el periclinal (domo) CMP E-Caracas (fig. 1), con una profundidad total de 10294', el pozo es vertical, y su producción inicial fue de 10659 BPPD (29 ° API).

Luego en Agosto de 1986, fue descubierto el campo CMP A por Texaco, con la perforación de CMP A-1, este pozo es vertical y alcanzó una profundidad de 9848'. Su producción inicial fue de las arenas "U" con 1960 BPPD (29 °API) y de "T" con 1840 BPPD (34 ° API), estas arenas son sus principales yacimientos de producción.

Figura 1.1 Sección sísmica CP-332 con el pozo CMP E-1



Fuente: “La cuenca Oriente: Geología y Petróleo”

“El 31 de Enero de 2012 el gobierno ecuatoriano firmó un contrato con Pardaliservices S.A. para la optimización de la producción de los campos maduros CMP A y Libertador.” [1]

Para el estudio a realizarse el campo Libertador (desde ahora “el campo”) estará compuesto de las siguientes estructuras: CMP A, CMP B, CMP C, CMP D, CMP E y CMP F.

Desde el 2012 Pardaliservices S.A. ha perforado 22 pozos, distribuidos en las estructuras de la siguiente manera:

Tabla 1.1 Pozos perforados por el consorcio en el campo – Diciembre 2014

Estructura	Nro. Pozos perforados
CMP A	9
CMP B	7
CMP C	3
CMP D	3
CMP E	0
CMP F	1

Fuente: GPWO – Pardaliservices

1.1.2 UBICACIÓN

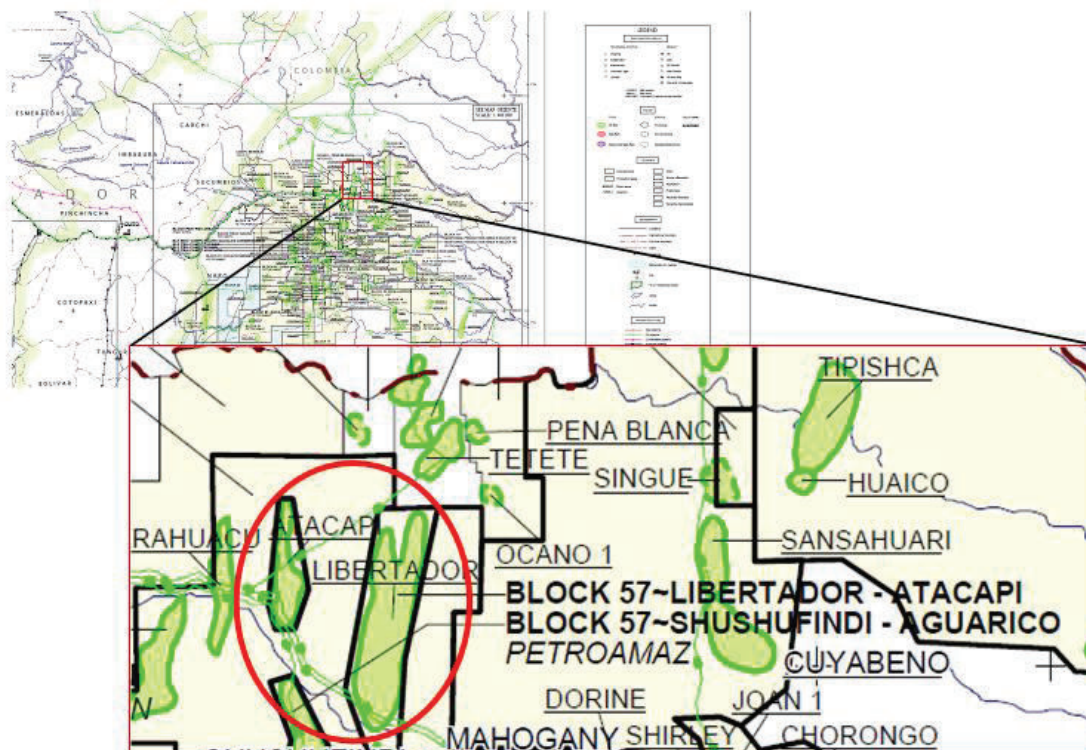
El campo Libertador se encuentra ubicado en la zona Central, donde comparte características estratigráficas y estructurales similares a las del campo como Sacha, Shushufindi, Auca, entre otros (Corredor Sacha Shushufindi). Su extensión total es de aproximadamente 160 km², la estructura CMP A cubre aproximadamente el 34 km², que en porcentaje sería el 21.25% de su extensión total.

Su ubicación geográfica se encuentra en la provincia de Sucumbios, cantón Lago Agrio, parroquia Pacayacu, dentro del bloque 57.

Su ubicación geográfica en coordenadas UTM es:

- E: 322959
- N: 10002907

Figura 1.2 Mapa de bloques y campos petroleros de la República del Ecuador



Fuente: Departamento de Reservorios - Pardaliseservices.

1.1.3 PRODUCCIÓN

El campo comenzó a producir en el año de 1982 con una producción inicial de 32138 BPPD, alcanzando una producción máxima de 56651 BPPD en el año de 1992, desde este pico máximo empezó a declinar su aporte diario hasta Diciembre de 2014 en 17431.

Su producción inicial fue alcanzada en gran porcentaje con solo 4 pozos, los cuales se detallan en la siguiente tabla 1.2:

Tabla 1.2 Datos de producción inicial del campo Libertador – Diciembre 2014

Pozo	Producción (BPPD)	Profundidad total (ft)
CMP B-1	6,121	9,510
CPM C-1	9,964	9,810
CMP D-1	1,593	9,620
CMP E-1	10,659	10,294

Fuente: “La cuenca Oriente: Geología y Petróleo”

Los datos de producción del campo hasta Diciembre de 2014, se detalla en la tabla 1.3:

Tabla 1.3 Datos de producción del campo Libertador – Diciembre 2014

Estación	Producción Actual (BPPD)	Producción Actual (BAPD)	Fluido Producido (BFPD)	BSW (%)	Total Pozos
CMP A	5,071	11,559	16,630	70	24
CMP C	1,174	6,162	7,336	84	16
CMP D	1,892	10,252	12,144	84	15
CMP B	6,507	26,117	32,624	80	40
CMP E	2,305	15,711	18,016	87	9
CMP F	482	919	1,401	66	6
Total	17,431	70,720	88,151	78	110

Fuente: Departamento de Producción – Pardaliseservices

1.1.3.1 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO

El crudo del campo tiene un promedio de 30° API, su producción proviene principalmente de los reservorios “U” y “T” y en algunas ocasiones de Basal Tena.

El contenido de azufre de los reservorios “U” y “T” es bajo, tal como se lo detalla en la siguiente tabla:

Tabla 1.4 Contenido de Azufre de los reservorios del campo Libertador

Reservorio	Contenido de Azufre (%)
“U”	0.49 – 0.97
“T”	0.82 - 0.88

Fuente: “La cuenca Oriente: Geología y Petróleo”

Las viscosidades en el punto de burbuja de los reservorios “U” y “T” se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 1.5 Viscosidades en el punto de burbuja de los reservorios del campo Libertador

Reservorio	Viscosidades en el Punto de burbuja (cp)
“U”	1.253
“T”	1.520

Fuente: “La cuenca Oriente: Geología y Petróleo”

La relación pristano/fitano (aporte de materia orgánica terrestre en el crudo) de los reservorios “U” y “T” se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 1.6 Relación pristano/fitano de los reservorios del campo Libertador

Reservorio	Relación pristano/fitano
“U”	0.95 – 1.24
“T”	0.82 – 1.05

Fuente: “La cuenca Oriente: Geología y Petróleo”

Con los valores de la relación pristano/fitano observados en la tabla 1.3, podemos decir que los crudos del reservorio “T” tiene mayor aporte de materia orgánica terrestre que los del reservorio “U”.

1.2 GEOLOGÍA

1.2.1 GEOLOGÍA DEL CAMPO

El campo tiene una estructura con forma de cajón (Figura 1.3), consta de 4 subestructuras alineadas en dos ejes N-S. En el eje oriental encontramos las estructuras CMP F y CMP C, mientras que en la occidental tenemos las estructuras CMP D y CMP B.

En las etapas del Turoniano Terminal – Maastrichtiano y la posterior reactivación del Eoceno Temprano se formaron las estructuras del campo Libertador.

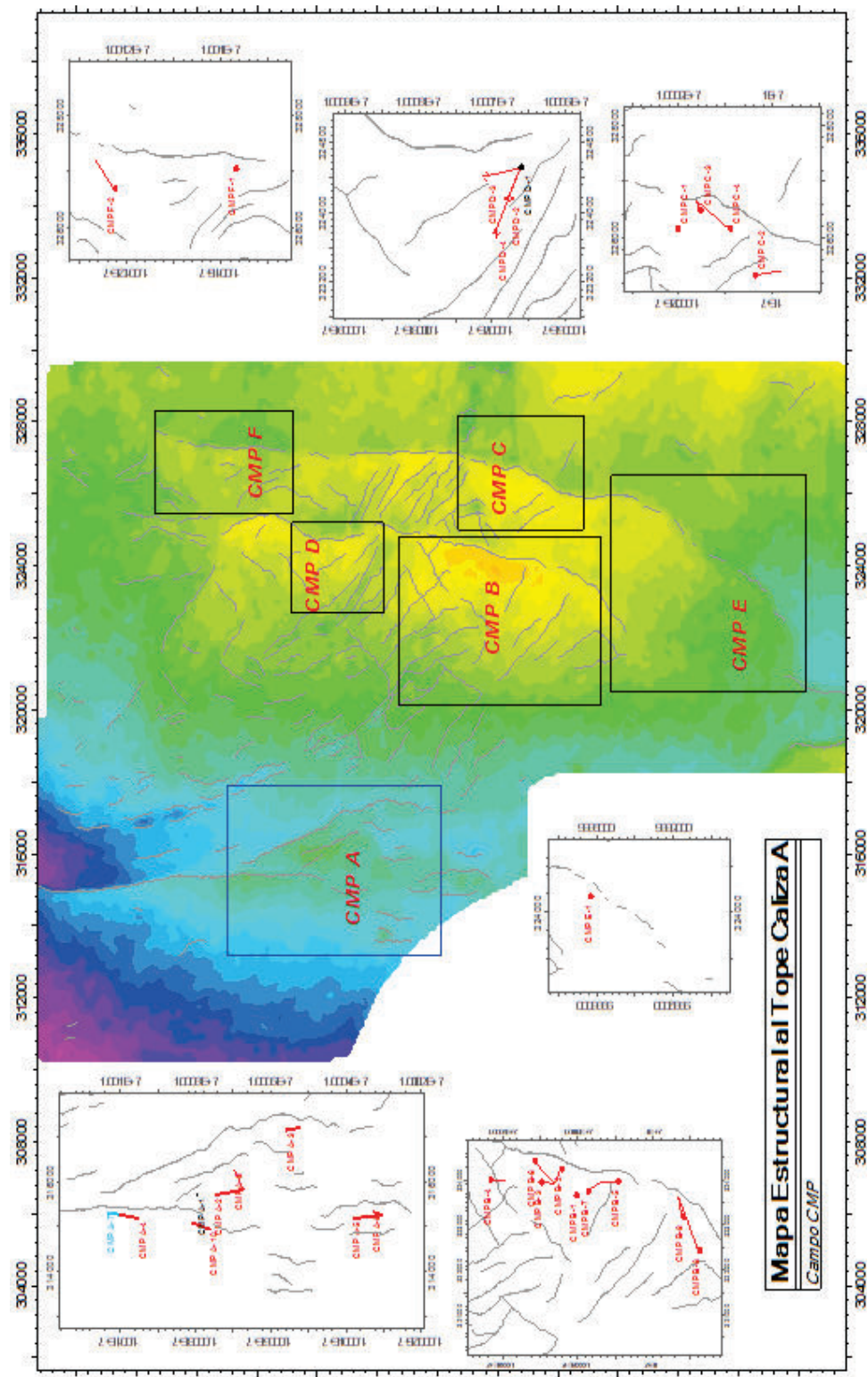
Su longitud es de alrededor 21 km, con un ancho de aproximadamente 6.5 km. Tiene un cierre estructural máximo de 240' que corresponde al alto CMP B, el alto CMP D tiene 180', CMP C 200' y PY 140'. Las estructuras del campo se ven afectadas por fallas transversales que se orientan NO-SE, y una falla transpresional dextral que limita el flanco oriental.

Las estructuras CMP B y CMP D se encuentran separadas por un elemento tectónico transversal de basamento de orientación E-O-NO. Además en el campo se encuentra dos principales sistemas transversales de basamento, uno de éstos es el mencionado anteriormente, el cual juega un papel importante ya que controla campos pertenecientes al play de basamento.

La estructura de CMP A es asimétrica y tiene una orientación N-SSE, esta se encuentra limitada al Este por una falla que desaparece al sur del campo. “Esta estructura se desarrolló en el Maastrichtiano-Paleoceno, con deformación sin tectónica de los depósitos Tena, cuya variación de espesores refleja el crecimiento de la estructura.” [1]

Los principales reservorios del Libertador según su importancia son: “U inferior”, “T inferior”, “U superior” y “Basal Tena”. Hollín no muestra acumulación de hidrocarburo en el área del Campo, aunque sus propiedades petrofísicas son aptas para la recepción del agua de producción, no obstante se lo considera el reservorio más prolífico de la cuenca oriente.

Figura 1.3 Mapa Estructural a la Caliza A donde se aprecia el Campo, y sus estructuras.



Fuente: Departamento de Reservorios. Elaborado por: Luis Pérez

1.2.2 ESTRATIGRAFÍA GENERAL

La cuenca oriente se encuentra conformada principalmente de rocas sedimentarias y volcánicas, éstas son de la edad Paleozoico hasta Cuaternario. Para este análisis se estudiará principalmente las formaciones cretácicas, ya que en estas encontramos los principales reservorios del campo Libertador. En la Figura 1.4, se indican los topes de las formaciones desde Orteguzaza.

1.2.2.1 FORMACIONES CRETÁICAS

Está formado por las formaciones Hollín, Napo y Tena. Tiene por lo menos 5 secuencias depositacionales.

1.2.2.1.1 Formación Hollín

Se compone principalmente por glauconita, tiene una cementación calcárea del 13 – 25 % al norte, en el sur – oeste hasta 1%. Esto indica que el contenido carbonático disminuye hacia el sur, este efecto hace que las porosidades sean mayores en el sur – oeste, con un valor aproximado de 12 al 15 % y al norte valores de 0 – 5%. Se compone de Hollín Superior e Inferior.

En Hollín Superior encontramos porosidades medias del 14%, tiene una regular presencia de hidrocarburo. Se compone de calizas y lutitas grises en el tope. En cambio en Hollín inferior las porosidades son del 13 al 16% acercándose hacia el sur, tiene una pobre presencia de hidrocarburos. Se compone en su totalidad por arenisca cuarzosa. Esta formación sufre de derrumbes constantes.

1.2.2.1.2 Formación Napo

En el campo Libertador por lo general se encuentra después de la arenisca Basal Tena. Se encuentra compuesta por:

- Caliza “M1”

Tiene un espesor entre 80 – 150 pies. En su base se encuentra conformada por calizas y en su tope por lutitas grises y negras.

- Caliza “M2”

Su espesor es similar al de la Caliza “M1”. Está formada en su totalidad por lutitas grises oscuras.

- Caliza “A”

Su espesor es de aproximadamente 40 – 90 pies. En esta se encuentra presencia de lutitas grises oscuras y en su centro una caliza lodosa.

- Arena “U”

Su espesor es de aproximadamente 100 – 170 pies. En su tope y base se encuentra una lutita gris negra. En su composición tiene un gran porcentaje de arenisca cuarzosa. Las porosidades son de buena a regular. Se divide en arena “U” inferior y “U” superior.

- Caliza “B”

Tiene un espesor aproximado de 10 a 40 pies. Se conforma en su totalidad de caliza lodosa, gris clara, sin porosidad. Tiene pobre presencia de hidrocarburo.

- Arena “T”

Su espesor es de aproximadamente 180 – 250 pies. En la parte baja de “T” se encuentran múltiples capas areniscas. Se divide en “T” superior y en “T” inferior.

En la arena “T” superior tenemos porosidades de 20 al 8 %, está conformado por rocas silíceas, grano decreciente, de matriz arcilla caolinita. Su cementación se caracteriza por ser calcárea – siderítica.

Con respecto a la arena “T” inferior se encuentra porosidades de 2 al 10%, tiene una gran presencia de glauconita y cementación siderítica – calcárea.

1.2.2.1.3 Formación Basal Tena

Se encuentra formada principalmente por areniscas cuarzosas, de grano medio subangular a subredondeado, su cemento se caracteriza por ser calcáreo. Tiene un ambiente de depositación continental.

1.2.2.1.4 Formación Tena

En su base tiene 100% calizas y en su tope se encuentra conformado de arcillolita.

1.2.3 CARÁCTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO

1.2.3.1 Formaciones Hollín, Basal Tena, Tena: la formación Hollín no se considera como un reservorio del campo; Basal Tena se considera un reservorios secundario influenciado por la recuperación secundaria y Tena al igual que Basal Tena se considera como reservorio secundario pero sin influencia de la recuperación mejorada, por lo cual se describirá solo el principal reservorio del campo, que es Napo.

Las principales areniscas del reservorio Napo presentes en el campo se describen a continuación:

1.2.3.2 Arenisca “T”: en esta arenisca podemos encontrar varios tipos de arcillas presentes, según su grado de importancia son caolinita, illita, clorita y esmectita. Esta arenisca se divide en:

1.2.3.2.1 Arenisca “T” inferior: es cuarzosa en secuencias métricas grano decreciente de grueso a muy fino, con estratificación cruzada e intercalaciones lutáceas. En su parte superior y media contiene glauconita.

1.2.3.2.2 Arenisca “T” superior: es cuarzo – glauconíticas en bancos métricos de grano muy fino. Contiene una cantidad importante de cemento cálcareo.

1.2.3.3 Arenisca “U”: en esta arenisca podemos encontrar varios tipos de arcillas presentes, según su grado de importancia son caolinita, esmectita, clorita e illita. Esta arenisca se divide en:

1.2.3.3.1 Arenisca “U” inferior: es cuarzosa, de grano decreciente, es limpia, masiva y con estratificación laminada al techo y cruzada a la base.

1.2.3.3.2 Arenisca “U” superior: en el pasado se creía que existía un miembro medio de U, pero por condiciones geológicas y petroleras se pensó que es adecuado en incluirla a U superior, como se observa en la Figura 1.4.

Es cuarzosa con intercalaciones de lutitas, además tiene bioturbaciones frecuentes. En la base presenta grano-creciente y hacia arriba grano-decreciente.

En lo concerniente a la estructura CPM A se conoce que los principales reservorios son “U” inferior y “T” inferior.

1.3 CARÁCTERÍSTICAS DEL PRINCIPAL RESERVORIO (NAPO) EN EL CAMPO

1.3.1 ARENISCA “T” INFERIOR

Su espesor promedio neto es de 30 pies, su saturación de agua oscila entre 7 y 50% y su porosidad está entre el 10 y 18%.

1.3.2 ARENISCA “T” SUPERIOR

Su espesor promedio neto es muy variable, se encuentra entre 4 y 50 pies. Su porosidad se encuentra entre el 8 y 12%, su saturación de agua está entre 20 y 50%. La permeabilidad varía entre 2.4 y 1.100 mD. (Media: 39 a 348.5 mD).

1.3.3 ARENISCA “U” INFERIOR

Tiene un espesor promedio neto de 30 pies. Su porosidad oscila entre 8 y 16%, sus saturaciones de agua varían entre 10 y 50%. En cuanto a las permeabilidades se encuentran valores que varían entre 6.6 y 3.221 mD. (Media: 69 a 326 mD).

1.3.4 ARENISCA “U” SUPERIOR

Su espesor neto oscila entre los 18 pies. Sus porosidades varían de dependiendo del sector del campo, en el norte se conocen porosidades entre 8 y 15%, mientras que en el sur valores entre 15 al 45%. Las permeabilidades van de 0.1 a 2.188 mD. (Media: 199.6 mD).

1.4 POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO

Para diseñar un pozo direccional la trayectoria del agujero para alcanzar un objetivo dado, es muy importante, ya que de esta vamos a seleccionar las posibles trayectorias que pueden ser perforadas y que sean económicamente rentables. Una vez que se elija el diseño final se debe tomar en cuenta los efectos de las condiciones geológicas sobre los Bottom Hole Assembly (BHA) que se utilizarán durante toda la perforación.

La selección del tipo de trayectoria a perforarse dependerá principalmente de los siguientes factores:

- Características de la estructura geológica.
- Espaciamiento entre pozos.
- Profundidad vertical.
- Desplazamiento horizontal del objetivo (Vertical section).

Se debe conocer la litología, la situación estructural y la profundidad vertical de los posibles intervalos productores de la zona que se va a perforar.

Para analizar esta información se deben tomar en cuenta los siguientes factores:

- Características del objetivo.
- Profundidad vertical del objetivo
- Localización del equipo
- Desplazamiento horizontal del objetivo
- Profundidad de inicio de desviación (KOP)
- Velocidad de incremento de ángulo
- Tipo de Formación
- Diámetro del pozo
- Fluido de Perforación

En general las consideraciones que se deben tomar en cuenta para la planificación de un pozo direccional típico (J y S), a parte de las consideraciones principales para crear un pozo direccional, son las siguientes:

- Evitar pozos cercanos
- Profundidad del punto de inicio (kick-off)
- Forma de la trayectoria
- Curvatura, construcción-caída, tasa de giro (build-, drop-, turn rates)
- Inclinación y longitud de la sección tangencial
- Inclinación y longitud de la sección horizontal
- Detalles de la intersección de los objetivos.

Se ha analizado los datos finales de los pozos perforados en el campo con el objetivo de identificar los días promedios, profundidades totales y las ROP promedias que se presentan durante la perforación.

En la Tabla 1.7 se presentan los datos finales de los pozos perforados en el campo de los pozos tipo "S".

Tabla 1.7 Datos finales de los pozos perforados en el campo Libertador. Campaña 2012-2014. Pozos tipo "S"

PARÁMETROS	POZOS TIPO "S"																			
	CMP B-2		CMP A-2		CMP A-3		CMP B-3		CMP B-4		CMP B-5		CMP C-2		CMP C-3		CMP A-4		CMP A-6	
Días Real [días]	28,3		28,9		28,0		19,8		20,9		21,3		20,1		17,8		21,1		20,9	
Días Plan [días]	22		24		23		24		24		24		22		19		21		21	
Diferencia [días]	-6,3		-4,9		-5		4,2		3,1		2,7		1,9		1,2		-0,1		0,1	
Profundidad (TVD)/(MD) [ft]	9256/9450		9651/10300		9723/9915		9304/9465		9350/9620		9767/9982		9287/9673		8902/9356		9675/9981		9646/10000	
Desplazamiento [ft]	1110,8		2553		1198		1214		1488		1313		1871		550		1644		2072,46	
Ángulo Máximo-Azimuth [°]	27.3° / 118.3		36.4° / 350.6		21.8° / 351.2		18.94° / 359.96		24.01° / 5.5		22.3° / 180.1		29.5° / 353.7		16.9° / 251.4		26.5° / 190.1		23.23° / 179.91	
SECCIÓN PERFORADA	Días		ROP (neta) (ft/hr)		Días		ROP (neta) (ft/hr)		Días		ROP (neta) (ft/hr)		Días		ROP (neta) (ft/hr)		Días		ROP (neta) (ft/hr)	
	Días	ROP (neta) (ft/hr)	Días	ROP (neta) (ft/hr)	Días	ROP (neta) (ft/hr)	Días	ROP (neta) (ft/hr)	Días	ROP (neta) (ft/hr)	Días	ROP (neta) (ft/hr)	Días	ROP (neta) (ft/hr)	Días	ROP (neta) (ft/hr)	Días	ROP (neta) (ft/hr)	Días	ROP (neta) (ft/hr)
26"	2,1	26,0	1,5	26,5	2,1	23,2	1,6	25,4	2,3	22,5	1,8	26,1	1,6	25,3	1,4	28,6	1,5	23,8	1,6	25,1
16"	10,7	38,0	9,6	49,0	9,3	63,0	7,3	62,6	6,5	78,4	5,9	88,0	6,4	70,2	6,8	82,5	7,0	87,0	6,6	161,8
12 1/4"	10,7	30,3	13,5	21,6	10,9	23,0	8,3	37,2	8,9	34,9	7,8	42,4	6,9*	34,7	7,2*	38,2	9,4	40,6	9,4	62,0
*12 1/4" Antes de BT																				
8 1/2"	4,8*	42,0	5,1*	20,5	5,8*	17,0	2,6*	37,4	3,3*	42,4	5,8	24,6	5,7*	23,5	2,5*	33,8	3,3*	40,9	3,4*	24,4
*8 1/2" X 9 1/2"																				

PARÁMETROS	POZOS TIPO "S"																			
	CMP A-7		CMP B-6		CMP D-2		CMP A-9		CMP F-2		CMP D-3		CMP A-8		CMP B-7		CMP A-10		CMP D-4	
Días Real [días]	20,7		20,5		22,9		20,29		20,7		20,29		19,3		19,67		19,7		19,9	
Días Plan [días]	19		19		19		20		19		20		19		20		20		20,04	
Diferencia [días]	-1,7		-1,49		-3,9		-0,29		-1,7		-0,29		-0,3		0,33		0,3		0,1	
Profundidad (TVD)/(MD) [ft]	9650/9788		9280/9675		9435/9602		9694/9895		9854/9860		9406/9708		9758/9840		9313/9543		9640/9928		9435/10020	
Desplazamiento [ft]	1067		2298		1283		1612		2114,6		1659		814,64		1441		1653		2649,52	
Ángulo Máximo-Azimuth [°]	16.94° / 247		22.48° / 344		17.09° / 296		19.72° / 212.86		26.46° / 358.7		26.11° / 359.76		13.23° / 357.86		23.43° / 359		24.98° / 239.64		28.72° / 352,17	
SECCIÓN PERFORADA	Días		ROP (avg) (ft/hr)		Días		ROP (avg) (ft/hr)		Días		ROP (avg) (ft/hr)		Días		ROP (avg) (ft/hr)		Días		ROP (avg) (ft/hr)	
	Días	ROP (avg) (ft/hr)	Días	ROP (avg) (ft/hr)	Días	ROP (avg) (ft/hr)	Días	ROP (avg) (ft/hr)	Días	ROP (avg) (ft/hr)	Días	ROP (avg) (ft/hr)	Días	ROP (avg) (ft/hr)	Días	ROP (avg) (ft/hr)	Días	ROP (avg) (ft/hr)	Días	ROP (avg) (ft/hr)
26"	1,8	29,3	2,0	27,8	5,4	27,3	1,95	28,9	2,1	30,7	2,30	21,6	2,2	24,5	2,30	28,0	2,1	29,0	2,1	24,6
16"	7,0	163,8	6,3	168,5	6,4	125,8	6,3	162,0	5,3	137,4	6,0	153,1	5,8	152,0	5,6	131,0	6,6	121,0	5,5	234,0
12 1/4"	8,3	74,9	9,1	58,3	7,7	61,9	9,1	70,0	9,4	63,8	9,0	60,2	8,0	69,0	8,3	52,4	7,6	61,0	8,2	54,9
*12 1/4" Antes de BT																				
8 1/2"	3,8*	46,2	3,1	50,0	3,5	67,8	3,1	60,0	3,9	70,2	3,0	53,3	3,3	55,0	3,4	56,0	3,7	47,0	4,1	59,4
*8 1/2" X 9 1/2"																				

* En la sección de 12 1/4" se asienta el zapato antes de BT.

* En la sección de 8 1/2" ampliada a 9 1/2".

Fuente: GPWO - Pardaliservices
Elaborado por: Luis Pérez

Los datos similares a los pozos tipos “S” más representativos presentes en la perforación para los pozos tipo “J” se indican en la siguiente tabla:

Tabla 1.8 Datos finales de los pozos perforados en el campo Libertador. Campaña 2012-2014.
Pozos tipo “J”

PARÁMETROS	POZOS TIPO "J"					
	CMP A-5		CMP C-4		CMP B-8	
Tiempo Total [días]	28,6		40,75		23,3	
Tiempo Plan [días]	23		22		21,5	
Balance [días]	-5,6		-18,8		-1,8	
Profundidad (TVD)/(MD) [ft]	9652/10131		9285/9810		9943/10450	
Desplazamiento [ft]	2582		2783		4225	
Ángulo Máximo-Azimuth [°]	23.8° / 354.2°		25.2° / 214.8°		30.74° / 251.54	
SECCIÓN PERFORADA	Días	ROP (avg) (ft/hr)	Días	ROP (avg) (ft/hr)	Días	ROP (avg) (ft/hr)
26"	1,5	28,6	1,8	20,7	2,3	33,5
16"	6,8	54,0	5,8	65,4	6,0	125,5
12 1/4" *12 1/4" Antes de BT	11,9*	23,6	30,4	27,4	9,0	60,0
8 1/2" *8 1/2" X 9 1/2"	8,4	28,4	2,7*	35,8	6,0	47,4

* En la sección de 12 ¼" se asienta el zapato antes de BT.

* En la sección de 8 ½" ampliada a 9 ½".

Fuente: GPWO – Pardaliservices

Elaborado por: Luis Pérez

CAPÍTULO II

FUNDAMENTOS TEÓRICOS (PERFORACIÓN CONVENCIONAL Y TECNOLOGÍA CASING-DRILLING)

2.1 PERFORACIÓN CONVENCIONAL

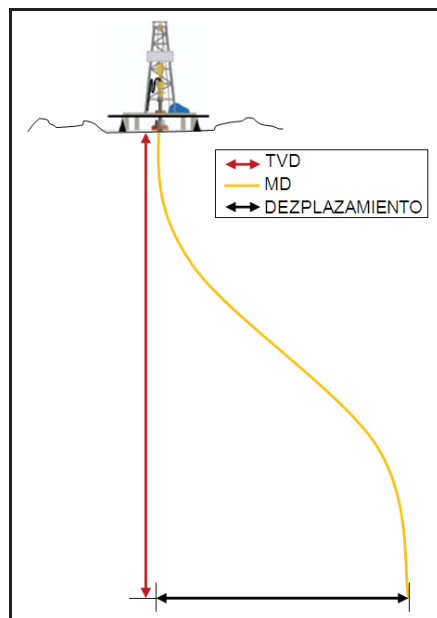
2.1.1 DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS

Con el propósito de enrolarnos y familiarizarnos con los conceptos básicos más comunes de la perforación, se definirán los considerados más importantes.

Profundidad Medida, Measured Depth (MD): es la medida real de la trayectoria del pozo, se mide desde el punto de referencia en superficie hasta el último registro del survey; de forma rustica se lo conoce realizando el tally de la tubería de perforación. También es conocida como profundidad real. Ver figura 2.1.

Profundidad Vertical Verdadera, True Vertical Depth (TVD): es la distancia vertical desde el punto de referencia en superficie y el punto final de la trayectoria del pozo, como se observa en la figura 2.1.

Figura 2.1 Profundidades y sección vertical de un pozo direccional



Elaborador por: Luis Pérez

Sección vertical: se conoce también como desplazamiento y es la distancia horizontal medida desde el punto final de la trayectoria del pozo y el punto final de la vertical teórica (TVD). Ver figura 2.1.

Azimut (Dirección de pozo): es el ángulo que se mide sobre el plano horizontal y con respecto al norte de referencia (puede ser: norte verdadero, magnético o de grilla). Este ángulo nos indica la dirección del pozo.

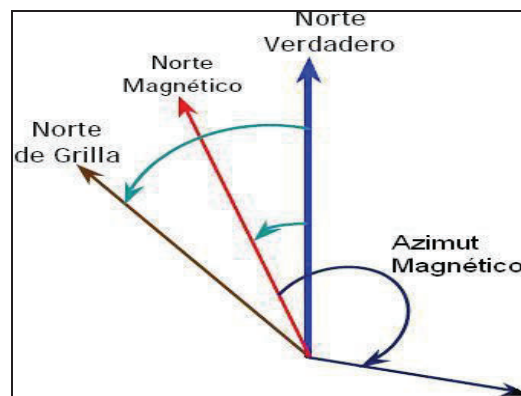
Las herramientas que miden el azimuth siempre lo referencian con el norte magnético, pero las coordenadas que se presentan en el survey por lo general se calculan y referencian con respecto al norte de grilla principalmente o al norte verdadero en varias ocasiones.

Norte verdadero: se refiere a la dirección del polo norte geográfico, y se encuentra sobre el eje de rotación de la tierra. Ver figura 2.2.

Norte de Mapa o de Grilla: se refiere al norte verdadero pero sólo el que se encuentra en el meridiano central, este define la dirección del norte en un mapa. Los demás puntos tienen un desfase de ángulo debido al norte de mapa y norte verdadero, por lo que todos estos puntos se deben corregir por convergencia. Ver figura 2.2.

Norte Magnético: es la dirección de la componente horizontal del campo magnético de la tierra por un punto seleccionado sobre la superficie terrestre. Ver figura 2.2.

Figura 2.2 Norte verdadero, magnético y de grilla.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling Services

Convergencia: ángulo que se forma entre el norte verdadero y el norte de grilla. Ver figura 2.2.

Declinación Magnética: es el ángulo que se forma entre el norte magnético y el norte verdadero. Su valor es variable con respecto al tiempo y a la posición que se va a medir, varía 3° hacia el oeste del norte verdadero. Se lo calcula por medio de cartas y cada punto de la tierra su valor específico. Ver figura 2.2.

Inclinación: es el ángulo formado entre la vertical formada por el vector de la gravedad y la tangente al eje del pozo en un punto específico. Su rango varía entre 0° y 90° , donde 0° nos indica que es totalmente vertical y 90° que es horizontal.

Cara y orientación de la herramienta (Toolface): es la medida angular de la cara de una herramienta con respecto al norte o al lado alto del pozo, o sea nos sirve para saber la orientación de la herramienta.

Lado alto del pozo: este punto nos indica la orientación de la cara de la herramienta y se lo conoce como el lado opuesto a la fuerza de gravedad, esto quiere decir que a una inclinación de 0° no existe lado alto del pozo, o sea el pozo no tiene dirección horizontal y las herramientas se encuentran paralelas al vector de la gravedad.

Interferencia Magnética: es el cambio del campo magnético de la tierra cerca de la herramienta con la que se está realizando el registro del survey. Este cambio es causado por lo general por la presencia de revestidor en zonas someras del pozo, también por pozos cercanos y propiedades magnéticas que tiene la formación.

Collar no magnético o monel: es una herramienta que sirve para evitar la interferencia de la sarta de perforación con las herramientas de registros magnéticos.

Dip: es el ángulo que se forma entre la superficie terrestre y líneas de campo magnéticos en un punto determinado. En definición en el Ecuador 0° y 90° en los polos.

Dirección de la Sección Vertical: “Es la dirección en la que se traza el plano de proyección de la trayectoria y determina la sección vertical. Puede ser variada arbitrariamente y depende del observador.” [2]

Pata de perro (Dog Leg): se lo conoce también como BUR (Build up rate), y es la curvatura total del pozo, se mide en grados por cada 100 pies.

KOP (Kick off point): es el comienzo de la sección que se va a construir, se diseña por lo general con una rata constante de construcción. Se lo conoce también como punto de desvío.

EOB (End of Build): es el final de la sección en construcción, en otros términos es el cambio medido en ángulo dividido para la profundidad perforada. El EOB debe poseer un ángulo de entrada que pueda alcanzar objetivos secundarios y un ángulo óptimo en la zona de interés para que la producción sea más fructífera. El EOB se expresa en coordenadas y TVD.

Sección tangente: se la genera después de la sección en construcción, su objetivo principal es mantener el ángulo y la dirección hasta alcanzar el siguiente objetivo. Esta caída se la realiza con el propósito de posicionar el pozo en el yacimiento con una orientación óptima a los esfuerzos y permeabilidad de la formación.

Cierre: este término se lo utiliza para definir el fondo del pozo y es la recta desde el punto de referencia en superficie hasta el objetivo pre-determinado en el fondo del pozo.

Sidetrack: este término se lo utiliza para describir una nueva trayectoria direccional a cierta profundidad en un pozo perforado inicialmente, por diferentes razones como abandono, pesca sin éxito, re-entry, entre otras.

2.1.2 SISTEMAS DEL TALADRO DE PERFORACIÓN

El taladro de perforación se lo ha dividido en varios sistemas y subcomponentes para tener un mejor entendimiento durante el desarrollo de este proyecto, estos se detallan a continuación:

2.1.2.1 SISTEMA DE POTENCIA

El sistema de elevación y el sistema de circulación de fluido son los que necesitan mayor alimentación de potencia, los demás sistemas ocupan un suministro menor. La potencia que normalmente se requiere en la mayoría de los taladros de perforación que trabajan en la cuenca Oriente oscila entre 1500 y 2000 HP, siendo importante la disponibilidad de los mismos.

En un principio se ocupaban motores abastecidos por vapor, pero esto fue impráctico debido a que se necesitaban grandes plantas de calderas para generar vapor, en la actualidad se usan motores de combustión interna a diesel.

Existen dos tipos de transmisión de potencia: la transmisión mecánica de fuerza y la transmisión de energía eléctrica.

Los motores de corriente se usan comúnmente para obtener un amplio rango de velocidad y torque, los cuales se adaptan muy bien a las operaciones de elevación y circulación. Por lo general se utilizan generadores y motores. Ver figura 2.3

Figura 2.3 Generador, motores de combustión interna y transformador



Tomado por: Luis Pérez

Los sistemas de potencia de transmisión directa utilizan motores de combustión interna, que mediante engranajes, cadenas, correas y embragues obtienen la potencia requerida, esto lo utilizan en lugar de generadores y motores.

Los sistemas de potencia de transmisión tienen un menor costo inicial que los sistemas de motores de corriente. Con el desarrollo se han venido mejorando las unidades hidráulicas, las cuales tienen un mayor rendimiento. Estas unidades disminuyen los problemas de vibraciones y golpes que se generan en los sistemas de transmisión directa.

2.1.2.2 SISTEMA DE SOPORTE ESTRUCTURAL Y ELEVACIÓN

El objetivo de este sistema proporcionar un medio de bajada y levantamiento de la sarta de perforación, sarta de revestidor y de otros equipos de fondo que ingresan o salen del pozo.

Subestructura: se monta directamente sobre el sellar del pozo que se va a perforar, su función es soportar el peso de torre, de los equipos que van sobre ésta y principalmente soportar el peso de la sarta cuando se suspende en las cuñas. Su armazón es de acero y su altura depende de BOP, además sirve para sostener en piso del taladro.

Estructura de Soporte y Piso del Taladro: el objetivo de la estructura de soporte consiste en sostener el conjunto de maquinarias y equipos. El piso del taladro también conocido como mesa del taladro facilita que se realicen la mayoría de las operaciones de perforación y se encuentra ubicado sobre la subestructura. Ver figura 2.4

Figura 2.4 Piso del taladro



Tomado por: Luis Pérez

Mástil: conocida también como torre, va ubicada en la mesa del taladro, además soporta todas las cargas verticales de forma segura. Dependiendo de su capacidad de carga las torres se clasifican en varios tipos. Ver figura 2.5

Figura 2.5 Mástil o Torre



Tomado por: Luis Pérez

2.1.2.2.1 Equipo de elevación

El objetivo principal de este equipo es para suspender, elevar y bajar la sarta de perforación. Sus componentes principales se detallan a continuación:

Cable de Perforación: su principal función es operar el sistema de poleas, esto lo realiza mediante el enrollamiento y des enrollamiento en el carrete del malacate. Durante su operación se somete a condiciones de trabajo muy severas tales como rozamiento, vibración, compresión, estiramiento y torceduras. Ver figura 2.6

Figura 2.6 Malacate y cable de perforación



Tomado por: Luis Pérez

Malacate: es un equipo de levantamiento que puede aumentar o disminuir la capacidad de carga, a través de un cable enrollado en un carrete. Además es una unidad primordial en el equipo de perforación, con lo cual se debe tener un buen mantenimiento. Se compone principalmente de engranajes, cabezales y transmisores que ayudan a cambiar de dirección y velocidad; un componente fundamental es el freno principal, el cual ayuda a parar y aguantar el carrete. El resto del equipo de perforación se ve limitado por la capacidad que el malacate pueda sostener y levantar. Ver figura 2.6

2.1.2.1.2 Aparejo de Herramientas Suspendidas

Bloque Corona: “Es un arreglo de poleas montadas en vigas localizado en el tope del mástil” [2], en estas poleas se enhebra el bloque viajero desde el malacate. Ver figura 2.7

Figura 2.7 Bloque corona



Tomado por: Luis Pérez

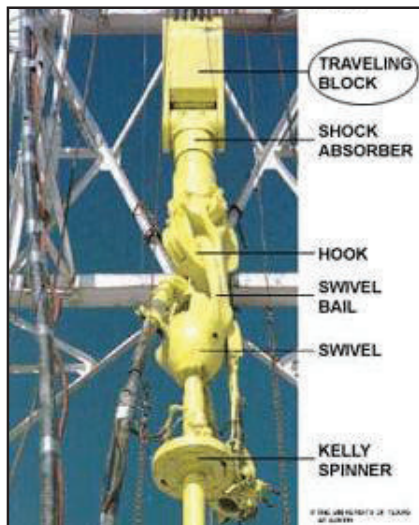
Bloque Viajero: “Es un conjunto de poleas que tiene cables enhebrados en sus canales” [2], con el objetivo de bajar y subir dentro del mástil. Ver figura 2.7

Gancho: es una herramienta grande en forma de gancho, en las que se suspenden los elevadores y el swivel, está localizado debajo del bloque viajero. Ver figura 2.7

Elevadores: son abrazaderas fuertes y resistentes que se utilizan por lo general para sujetar la tubería, Drillcollars, etc., también sirven para introducir la sarta de

perforación en el pozo. Van colgados de los eslabones del elevador, los cuales se conectan al bloque viajero. Ver figura 2.7

Figura 2.7 Bloque viajero, gancho y elevadores



Fuente: manejo de petróleo y gas.blogspot.com

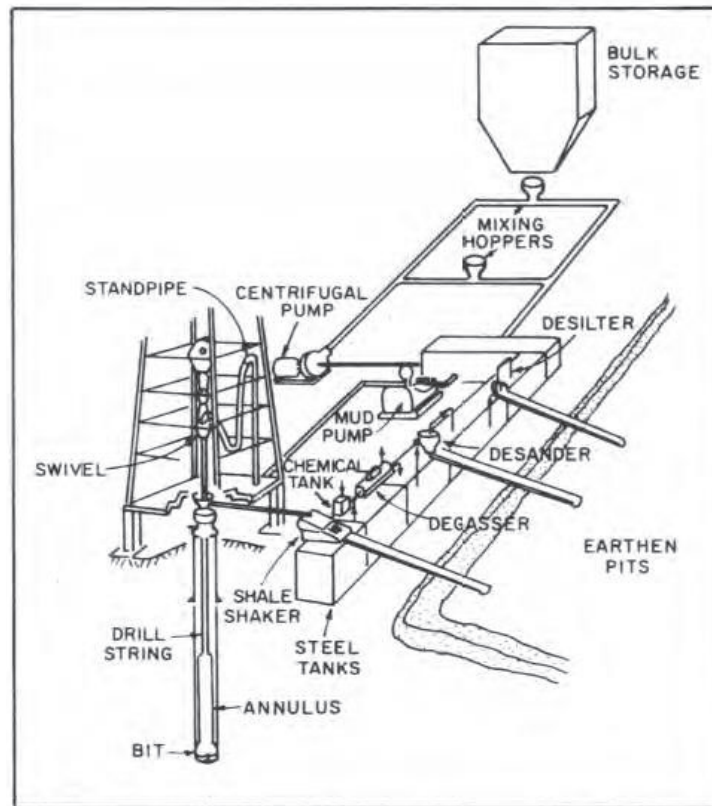
2.1.2.3 SISTEMA DE CIRCULACIÓN

La principal función del sistema de circulación de fluido es remover los recortes del hoyo, conforme la perforación va avanzando. El fluido que se ocupa normalmente en este sistema es el lodo de perforación, que comúnmente es una mezcla de arcilla, varios químicos y agua.

El lodo viaja por sistema de circulación generalmente en el siguiente orden, primero viaja desde los tanques a las bombas de lodo, luego pasa a la sarta de perforación a través de las conexiones de alta presión, tubo vertical, manguera flexible y swivel, una vez recorrido toda la sarta de perforación llega a la broca, luego el lodo pasa desde la broca al espacio anular entre la sarta de perforación y el hoyo por medio de las boquillas de la broca hasta que retorna a superficie, por último pasa por los equipos de remoción de contaminantes y regresa a la succión de los tanques. Ver figura 2.8

Los principales componentes del sistema de circulación son las bombas de lodo, tanques de lodo, equipos mezcladores del lodo y equipos de remoción de contaminantes o también conocidos como los equipos de control de sólidos.

Figura 2.8 Esquema del sistema de circulación para fluidos líquidos de perforación



Fuente: SPE - Applied Drilling Engineering

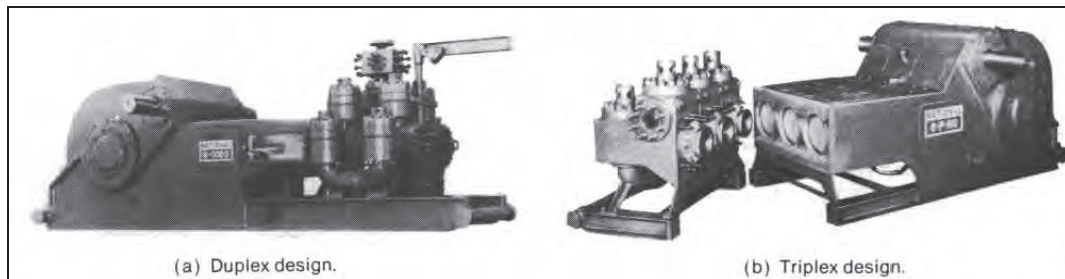
Bombas de lodo: para este tipo de trabajos por lo general se han usado bombas reciprocantes tipo pistón de desplazamiento positivo. Comúnmente existen dos tipos de bombas reciprocantes: las de dos cilindros (dúplex-generalmente de acción doble) y de tres cilindros (triplex-generalmente de acción simple). Ver figura 2.9

Las ventajas de las bombas reciprocantes de desplazamiento positivo son:

- Capacidad para mover fluidos con alto contenido de sólidos abrasivos.
- Capacidad para bombear partículas grandes.
- Facilidad de operación y mantenimiento.
- Confiabilidad y capacidad de operación sobre amplios rangos de presiones y ratas de flujo por el cambio de los diámetros de la camisa y pistones de la bomba.

Su eficiencia global es el resultado de la eficiencia mecánica (90%) y la eficiencia volumétrica (100%).

Figura 2.9 Bombas del fluido de perforación



Fuente: SPE - Applied Drilling Engineering

En los taladros de perforación se instalan 3 bombas, dos para las operaciones y una de back up para cubrir alguna avería o para el mantenimiento de las mismas (ver figura 2.10). En las secciones superficiales del pozo se utilizan por lo general las dos bombas en paralelo, mientras se va profundizando más el pozo solo se puede utilizar una bomba.

Figura 2.10 Bombas del fluido de perforación



Tomado por: Luis Pérez

El factor de la bomba o “Pump factor” (F_p) nos indica el volumen total desplazado por un ciclo completo de la bomba. Para una bomba Duplex de doble acción (ver figura 2.11) el F_p está definido por:

Ecuación 2.1 Pump Factor – Factor de una bomba Duplex de doble acción

$$F_p = \frac{\pi}{2} L_S E_V (2d_L^2 - d_r^2) \quad (2.1)$$

Dónde:

L_s : longitud de la carrera (pulgadas)

E_v : eficiencia volumétrica (%)

d_L : diámetro de la camisa (pulgadas)

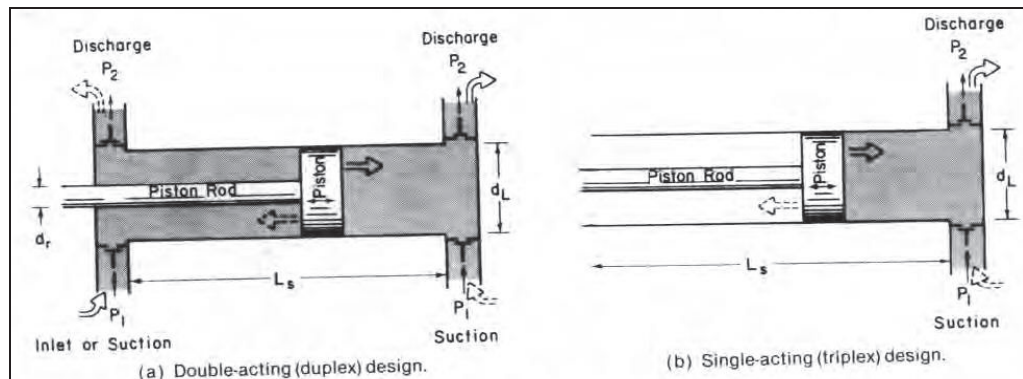
d_r : diámetro de la varilla (pulgadas)

En cambio para una bomba triplex de acción simple (ver figura 2.11) el F_p está definido por:

Ecuación 2.2 Pump Factor – Factor de una bomba Triplex de acción simple

$$F_p = 3 * \left(\frac{\pi}{4} d_L^2 L_s \right) * E_v \quad (2.2)$$

Figura 2.11 Esquema de operación de válvulas de bombas de simple y doble acción



Fuente: Applied Drilling Engineering

Dampeners: sirven para absorber las variaciones de presión generadas por el pistoneo, esto se origina en las líneas de descarga y succión de las bombas, también atenúan los pulsos de aceleración, picos altos de presión y golpes. Las variaciones de presión pueden dañar a las bombas de lodo y a la tubería. Ver figura 2.12

El diseño se basa en el porcentaje de variación volumétrica de la bomba. La presión cae cuando el flujo de salida también cae, la función del dampener es abastecer de fluido al manifold. En cambio si la presión aumenta cuando el flujo de salida incrementa y si excede la presión del gas, este se va a comprimir y el dampener absorberá el fluido.

Figura 2. 12 Esquema Dampener



Tomado por: Luis Pérez

Tanques de lodo: son utilizados para el almacenamiento del fluido de perforación que se tiene en superficie, esto se lo realiza con el objetivo de que los recortes más finos se decanten y para que las burbujas de gas arrastradas se separen. Otra de las funciones es de abastecer de fluido de perforación al sistema de circulación en el caso de que exista una pérdida de fluido en la formación. Ver figura 2.13

Estos tanques poseen con agitadores electromecánicos, pistolas hidráulicas, válvulas y líneas para la recirculación. Las líneas de descarga y retorno son esenciales en el circuito del lodo, ya que son las que transportan el fluido de perforación por el sistema de circulación. Ver figura 2.14

Figura 2.13 Piso de los tanques del lodo



Tomado por: Luis Pérez

Figura 2.14 Motores electromecánicos de los tanques del lodo



Tomado por: Luis Pérez

Equipos de control de sólidos (Equipos de remoción de contaminantes): su función principal es remover los sólidos y gases del fluido de perforación mediante equipos mecánicos. Los equipos mecánicos de mayor importancia son:

- *Zarandas:* se las conoce también como agitadores y está compuesta de una o más mallas que vibran para remover los cortes del fluido de perforación cuando éste retorna del pozo (Ver figura 2.15). El tamizado de la malla se selecciona de acuerdo al tamaño de los sólidos que se desea separar. Ver figura 2.16

Figura 2.15 Zarandas del fluido de perforación



Tomado por: Luis Pérez

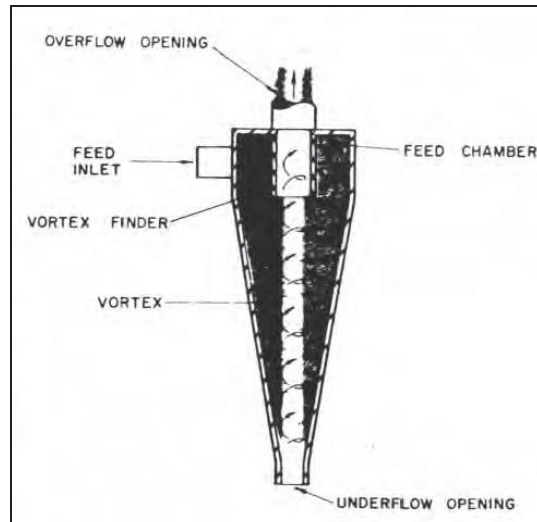
Figura 2.16 Zaranda en funcionamiento



Tomado por: Luis Pérez

- *Hidrociclones (Desilter)*: es una carcasa en forma de cono que hace que el fluido gire en forma de tornado, con el objetivo que los sólidos más grandes caigan al vértice que se encuentra al fondo del hidrociclón, el resto del fluido sale por el vórtice que se encuentra localizado en la parte superior del hidrociclón. Ver figura 2.17

Figura 2. 17 Esquema del Hidrociclón



Fuente: SPE - Applied drilling engineering

- *Centrífugas decantadoras (Desander)*: es un tambor en forma de cono giratorio que contiene un tornillo en su interior, el cono gira y crea una fuerza centrífuga que dispara a las partículas más pesadas hacia la carcasa exterior. El tornillo sirve como transportador de descarga de las partículas separadas. Ver figura 2.18

Figura 2.18 Esquema de la centrífuga decantadora



Tomado por: Luis Pérez

2.1.2.3.1 Fluidos de perforación

El fluido de perforación o lodo contiene una fase continua (líquida), una fase discontinua (compuesta por sólidos) y una fase gaseosa (generada por diseño o por el gas que aporta el reservorio).

Estos fluidos tienen una composición líquida y sólida, las cuales modifican propiedades específicas del fluido de perforación.

Según la fase líquida los fluidos de perforación se los puede clasificar de la siguiente forma:

- *Fluidos de perforación acuosos (Lodos base agua)*: su composición es de principalmente agua y arcilla, los lodos más complejos también incluyen componentes como inhibidores, estabilizadores de arcilla, entre otros.
- *Fluidos de perforación no acuosos (Lodos base aceite)*: su composición es generalmente en base de sintéticos, por lo general su fase continua es en base a ésteres biodegradables, aceites minerales, olefinas, entre otros. Su costo es mucho mayor al de los lodos base agua.

Sus ventajas son: “excelente control del pozo, estabilidad térmica, lubricidad y velocidades de penetración” [6], esto hace que el costo total se reduzca.

En rocas fracturadas se usa lodos en base espuma, aire o bruma.

2.1.2.3.1.1 Propiedades del fluido de perforación

Las propiedades del fluido de perforación indican las funciones que éste debe cumplir y desempeñar. Las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

1. Retirar los recortes del pozo: los recortes de perforación deben ser evacuados conforme la broca va avanzando, para cumplir con este objetivo se hace circular el lodo por toda la sarta y la broca, para que suba por el espacio anular transportando los recortes. La limpieza del pozo depende de:

- a. *Tamaño, forma y densidad de los recortes*: son muy importantes estas tres propiedades de los recortes ya que de esto va a depender la limpieza del pozo, conjuntamente con óptimas propiedades del fluido de perforación.
- b. *Velocidad de penetración (ROP)*: si tenemos ROP altas y no tenemos las propiedades del lodo adecuadas podemos sufrir un empaquetamiento durante la perforación del pozo.
- c. *Viscosidad del lodo*: tiene un rol muy importante ya que si la viscosidad es baja los recortes se sedimentan rápidamente, mientras que en lodos de viscosidad alta el transporte de los recortes mejora. La mayoría de los lodos son tixotrópicos, es decir se gelifican en condiciones estáticas, esto ayuda a suspender los recortes mientras la sarta no tiene movimiento por alguna maniobra en superficie, por ejemplo en una conexión de drill pipe. “Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen altas viscosidades a bajas velocidades anulares han demostrado ser mejores para una limpieza eficaz del pozo.” [5]
- d. *Densidad del lodo*: ayuda a la limpieza del pozo, aumentado la fuerza de flotación en el anular; cuando se tiene un peso alto de lodo la limpieza del pozo hoyo es mayor inclusive con bajas velocidades en el anular y con propiedades reológicas inferiores, sin embargo si se aumenta el peso del lodo en exceso, se presentan problemas en la perforación como por ejemplo un sobre balance en la columna hidrostática, por lo tanto la limpieza del lodo no debe depender solo de su densidad.
- e. *Velocidad anular del lodo*: la velocidad a la cual los recortes se sedimentan, se la denomina velocidad de corte, ésta depende de todos las propiedades anteriores. La velocidad anular debe ser mayor a la velocidad de caída para que los recortes sean transportados, pero si se tiene velocidades extremas en el anular se pueden generar otros problemas de perforación o en el pozo.

La velocidad de transporte a la que los recortes suben a superficie se define como:

$$\underline{Velocidad\ de\ transporte = Velocidad\ anular - Velocidad\ de\ caída}$$

En pozos direccionales u horizontales el transporte de los recortes es mucho más difícil que en pozos verticales, ya que en estos se genera un tipo de cama en la parte inferior del pozo, dificultando el transporte de los recortes, restringiendo el flujo y aumentando el torque. Para disminuir este riesgo se usan por lo general dos métodos:

- “El uso de fluidos tixotrópicos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen una alta Viscosidad a Muy Baja Velocidad de Corte (LSRV) y condiciones de flujo laminar.
- El uso de un alto caudal y de un lodo fluido para obtener un flujo turbulento.” [5]

2. Controlar las presiones de la formación: esta propiedad garantiza una perforación segura controlando las presiones de la formación, conforme se va avanzando con la perforación se va aumentando la densidad del lodo para tener balanceado el pozo, esto hace que no se produzca ningún influjo al pozo.

Cuando el pozo se encuentra si circulación ejerce presión sobre la formación, a ésta se la denomina presión hidrostática, la cual depende de la densidad del lodo y de la profundidad vertical verdadera (TVD) del pozo. En unidades de campo se define de la siguiente manera:

Ecuación 2.3 Presión Hidrostática en unidades de campo (psi)

$$Ph = 0.052 \times \rho(\text{lodo}) \times TDV \quad (2.3)$$

La presión hidrostática también controla los esfuerzos adyacentes del pozo que no son ejercidos por los fluidos de la formación. Estos esfuerzos pueden causar inestabilidad en el pozo.

Se define la frase “mantener bajo control el pozo” a la conjunto de condiciones que hacen que ningún fluido de la formación invada el pozo, pero también incluye situaciones en las que se tiene fluidos de la formación dentro del pozo en condiciones controladas, como por ejemplo cuando se perfora tolerando altos niveles de gas.

“El peso de lodo usado para perforar un pozo está limitado por el peso mínimo necesario para controlar las presiones de la formación y el peso máximo del lodo que no fracturará la formación. En la práctica, conviene limitar el peso del lodo al mínimo necesario para asegurar el control del pozo y la estabilidad del pozo.”[5]

3. Suspender y descargar los recortes: esta propiedad debe suspender los recortes de perforación, materiales densificantes y los aditivos bajo muchas condiciones, aunque luego debe permitir la remoción de los recortes en el equipo de control de sólidos. Las altas concentraciones de sólidos son perjudiciales para los aspectos de perforación, afectan principalmente los eficacia de perforación y la velocidad de penetración (ROP). Estas concentraciones aumentan el peso y la viscosidad del fluido de perforación, esto hace que se tenga mayor costo en el mantenimiento y una mayor necesidad de dilución.

“También aumentan la potencia requerida para la circulación, el espesor del revoque, el torque y el arrastre, y la probabilidad de pegadura por presión diferencial.” [5]

4. Obturar las formaciones permeables: el fluido de perforación debe ser diseñado para que forme un revoque (costra) delgado y de baja permeabilidad, con el fin de obturar las zonas permeables para limitar la invasión de filtrado y evitar varios problemas de perforación y producción.

Si este revoque es grueso y tiene una filtración excesiva generan problemas como: reducción del diámetro del pozo, registros eléctricos de mala calidad, mayor torque y arrastre, pega de tubería, pérdida de circulación y daños a la formación.

En el caso que la formación sea demasiado permeable y contenga poros demasiado grandes se debe usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas grandes. Estos agentes puenteantes pueden ser: carbonato de calcio, celulosa molida, cascarilla de arroz, entre otros.

5. Mantener la estabilidad del agujero: “La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.” [5]

Cuando el pozo no tiene una estabilidad adecuada se presentan los siguientes problemas: derrumbes de la formación, causando condiciones de agujero reducido, puentes y relleno durante maniobras. Cuando el pozo tiene derrumbes y se desgasta o ensancha es mucho más difícil estabilizar el pozo ya que lo vuelve más débil. Cuando el pozo mantiene su tamaño y forma cilíndrica original se dice que es la estabilidad ideal del pozo.

6. Minimizar los daños al yacimiento: su objetivo principal es evitar la reducción de la porosidad o permeabilidad natural de las formaciones productoras, ocasionadas por el fluido o sólidos de perforación, o las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (sarta de perforación) con la formación.

Los mecanismos más comunes causantes de daños a la formación son los siguientes:

“a) Invasión de la matriz de la formación por el lodo o los sólidos de perforación, obturando los poros.

b) Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento, reduciendo la permeabilidad.

c) Precipitación de los sólidos como resultado de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación.

d) Precipitación de los sólidos del filtrado del lodo con otros fluidos, tales como las salmueras o los ácidos, durante los procedimientos de completación o estimulación.

e) Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad.”[5]

7. Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y el conjunto de perforación: el lodo debe enfriar la broca y la sarta de perforación, del calor generado por la fricción entre la broca, sarta de perforación y la formación. Además de enfriar la sarta de perforación, también la lubrica para reducir el calor generado por fricción. Si no se tiene una buena lubricidad y enfriamiento por parte del fluido de perforación los equipos de toda la sarta de perforación fallarían con mayor frecuencia.

La lubricidad de un fluido es medida en base al coeficiente de fricción (COF), este coeficiente depende del tipo de lodo que se esté utilizando, principalmente depende del tipo y de la cantidad de sólidos de perforación, composición química del sistema – pH, salinidad y pureza.

8. Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena: su función es maximizar la velocidad de penetración (ROP), para mejorar la remoción de recortes en la broca, esta energía alimenta principalmente a los motores de fondo, las herramientas de medición al perforar (MWD) y registros a perforar (LWD).

“Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la broca para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la broca u optimizar la fuerza de impacto del chorro sobre el fondo del pozo.”
[5]

La hidráulica está limitada por la potencia de las bombas, las pérdidas de presión en la sarta de perforación, la presión superficial máxima permisible y el caudal óptimo. Los fluidos de perforación que son más eficaces para transmitir la energía hidráulica a la broca y a sarta de perforación, cumplen

por lo general con las siguientes características: lodo con bajo contenido de sólidos, que disminuya su viscosidad con el esfuerzo de corte, o fluidos que tengan características reductoras de arrastre.

9. Asegurar una evaluación adecuada de la formación: las propiedades físicas y químicas del lodo y las condiciones físicas y químicas de la formación afectan a la evaluación de la formación. El fluido de perforación debe disminuir el daño a la formación para garantizar que las siguientes pruebas se realicen de forma normal: en el control de circulación de lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas, en la realización del master log, en la corrida de los registros eléctricos, en la toma de núcleos, entre otras.

10. Controlar la corrosión: los gases disueltos (oxígeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno) en el fluido de perforación pueden generar problemas de corrosión en toda la sarta de perforación, cuando se tiene un pH bajo la corrosión aumenta, por lo tanto el fluido de perforación debe mantener la corrosión a un nivel aceptable, también debe mantener protegidas las superficies metálicas contra la corrosión, el lodo no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros. Cuando la corrosión es grave se usan inhibidores químicos y secuestradores los cuales deben ser aplicados correctamente.

El H₂S es el gas más peligroso, ya que también es muy peligroso e incluso mortal para los seres humanos, cuando se tiene presencia de este fluido se recomienda utilizar lodos de alto pH, combinado con secuestradores de sulfuro (Zinc).

11. Facilitar la cementación y la completación: su objetivo es permitir que el revestidor pueda correrse sin problema y que se cimente sin dificultad, la cementación juega un papel importante para un buen aislamiento de la zona y una completación exitosa.

Para que el revestidor se corra sin problema el hoyo debe ser de calibre uniforme, sin recortes, sin derrumbes o puentes, y el revoque debería ser delgado y fino. En cambio para una buena cementación el lodo debe ser

desplazado por los espaciadores, limpiadores y cemento; así como también el calibre del pozo debe ser uniforme.

12. Minimizar el impacto al ambiente: una vez que el fluido de perforación ha cumplido con su vida útil debe ser eliminado conforma a los reglamentos ambientales locales.

“Los fluidos a base de agua, a base de petróleo, anhidros y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones.”[5]

2.1.2.4 SISTEMA DE ROTACIÓN

Su función principal es hacer girar a toda la sarta de perforación, para cumplir con este objetivo el sistema se encuentra compuesto generalmente de las siguientes herramientas:

Mesa rotaria: se encuentra en el centro y dentro del piso del taladro, su función principal es transmitir la rotación tanto a la sarta de perforación como a la broca, además de soportar todo el peso de la sarta suspendida en el hoyo. Ver Figura 2.19

Figura 2.19 Mesa Rotatoria



Tomado por: Luis Pérez

Kelly y Kelly bushing: son herramientas removibles, y encajan en el centro de la mesa rotaria, por medio de estas dos herramientas se transmite la potencia de la mesa hacia la sarta, siempre y cuando se perfore con la mesa rotaria. Ver Figura 2.20

Figura 2.20 Kelly bushing y kelly



Fuente: SPE - Applied drilling engineering

Sarta de Perforación: sirve como unión entre los componentes de rotación de superficie y con la broca en el fondo, se suspende del elevador.

Unión giratoria o Swivel: sus funciones principales son suspender la sarta de perforación y proporciona un sello hermético para que el lodo pase a través de toda la sarta hasta la broca. Se encuentra suspendida del gancho y permite girar la sarta y el cuadrante durante la perforación. Ver Figura 2.21

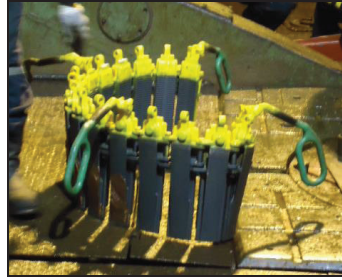
Figura 2.21 Swivel o unidad giratoria



Tomado por: Luis Pérez

Cuñas de Rotación: su función principal es sostener la sarta de perforación cuando queda colgada en el hueco, se colocan alrededor del drill pipe o revestidor para poder enroscar y desenroscar una junta. Existen dos tipos de cuñas: de rotación mecánica y de rotación hidráulica. Ver Figura 2.22 – 2.23

Figura 2.22 Cuñas de rotación mecánica



Tomado por: Luis Pérez

Figura 2.23 Cuñas de rotación hidráulica



Tomado por: Luis Pérez

Llaves de Enroscar y Desenroscar hidráulicas: sirve para poder enroscar y desenroscar un pin de una caja, ya sean de drill pipe o revestidor. Ver Figura 2.24

Figura 2.24 Llaves de Enroscar y Desenroscar hidráulicas



Tomado por: Luis Pérez

Top drive: se lo utiliza principalmente para perforar pozos direccionales, horizontales, multilaterales entre otros.

Está compuesto principalmente de: unión giratoria (Swivel), un motor de corriente continua, frenos de disco para cualquier orientación direccional y un freno de inercia. Ver ANEXO II

En la actualidad se perfora mucho más con top drive que con mesa rotaria ya que brinda muchos beneficios, como:

- Se puede perforar hasta con paradas de tres juntas.
- Mantiene la orientación direccional en intervalos de 90 pies.
- Mejora el control direccional (survey time).
- Toma núcleos en intervalos de 90 pies sin tener que realizar conexiones.
- Se tiene perforación horizontal en tramos de 90 pies.
- Mejora la eficiencia en perforación bajo balance.
- Se puede circular y rotar mientras se viaja en pozos horizontales.
- Mayor seguridad en el manejo del drill pipe y revestidor.

Son sistemas compactos para acoplarse a la mayoría de los equipos de perforación, existen en equipos portátiles y fijos. Ver Figura 2.25

Figura 2.25 Top drive (Fijo)



Tomado por: Luis Pérez

Broca: su función es romper o raspar la roca con ayuda de toda la sarta de perforación. La velocidad de penetración de la broca se ve afectado por los siguientes factores: la dureza de la roca, la velocidad de rotación, el peso sobre la broca, la presión diferencial, y por la velocidad y viscosidad del lodo.

“Las toberas contenidas dentro del cuerpo de la broca aumentan la velocidad del lodo, produciendo un chorro cuando el lodo sale de la broca. Esto contribuye a una perforación más rápida.” [7]

Existen principalmente dos tipos de brocas:

Broca Tricónica: también se la conoce como broca de rodillos (para rocas), está constituida de 3 conos que giran a medida que se hace girar la broca. Estas brocas perforan fracturando las rocas duras y ranurando las rocas más blandas. Ver figura 2.26.

Figura 2.26 Broca Tricónica



Tomado por: Luis Pérez

Las brocas tricónicas se clasifican según los tipos de cojinetes y dientes que tienen. Según los tipos de cojinetes, se clasifican en:

- Cojinetes de rodillos no sellados.
- Cojinetes de rodillos sellados.
- Cojinetes lisos.

Y según los tipos de dientes que tienen, se clasifican en:

- Dientes de inserto. Ver figura 2.28
- Brocas de carburo de tungsteno (TCI - Tungsten Carbide Insert). Ver figura 2.29

Figura 2.27 Broca Tricónica de dientes insertos



Fuente: "Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación"

Figura 2.28 Broca Tricónica de carburo de tungsteno



Fuente: “Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación”

Broca PDC: se utiliza este tipo de brocas cuando se va a perforar formaciones medianamente duras a duras, cuando se requiere una vida útil extra larga de la broca, o cuando se necesita la extracción de núcleos.

Estas brocas usan una matriz de acero en donde son incrustados fragmentos de diamante natural o pastillas de diamante sintético, estos últimos conocidos también como Cortadores de diamantes Policristalinos (PDC), estos fragmentos están configurados de manera que los cortadores rompan por esfuerzos cortantes la roca que se encuentra debajo de broca.

Este tipo de brocas tiene una alta velocidad de penetración, producen grandes recortes, son durables, eficaces y ofrecen una larga vida útil, por estas razones estas brocas tienen una gran demanda para perforar varios tipos de formaciones.

Las brocas con cortadores de diamante natural se usan por lo general para extraer núcleos (Ver figura 2.29), en cambio las brocas con cortadores de diamantes Policristalinos se usan para perforar largas secciones de lutitas, ya que estas perforan mucho más rápido en lutitas que en areniscas. Ver figura 2.30

Figura 2.29 Broca de diamante natural



Fuente: “Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación”

Figura 2.30 Broca PDC



Tomado por: Luis Pérez

Calificación de una broca: todas las brocas después de ser utilizadas para perforar una sección del hoyo, se las extrae del pozo, ya sea por haber terminado la sección o por no tener un óptimo avance; cuando llegan a superficie se las califica para con esto saber la causa porque se sacó la broca y también para saber si todavía tiene una vida útil.

La calificación consta de ocho partes, las cuales se detallan a continuación:

Figura 2.31 Estructura de calificación de una broca

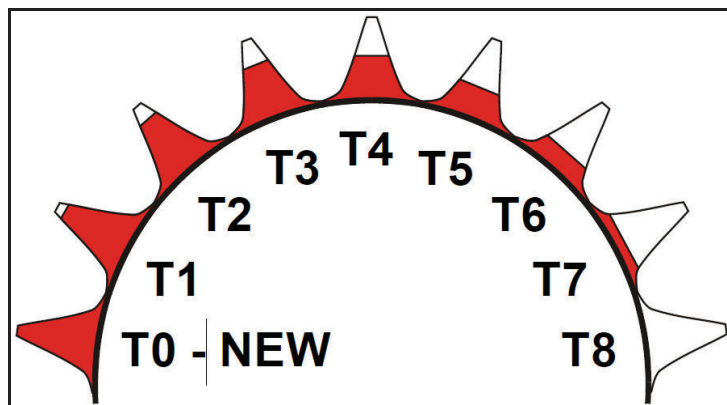
T			B	G	REMARKS		
1	2	3	4	5	6	7	8
CUTTING STRUCTURE				B	G	REMARKS	
Inner Rows (I)	Outer Rows (O)	Dull Char. (D)	Location (L)	Brng. Seal (B)	Gauge 1/16 (G)	Other Dull (O)	Reason Pulled (R)

Fuente: ROLLER CONE DULL GRADING MANUAL

Celda 1: (I) = filas interiores: indica el estado de los cortadores que no tocan la pared del hoyo. El desgaste interno se enumera desde 0 (No desgaste) hasta 8 (desgaste total). Ver Figura 2.32

Celda 2: (O) = filas exteriores: indica el estado de los cortadores que tocan la pared del hoyo. El desgaste interno se enumera desde 0 (No desgaste) hasta 8 (desgaste total). Ver Figura 2.32

Figura 2.32 Medida de la altura de los cortadores



Fuente: ROLLER CONE DULL GRADING MANUAL

Celda 3: (D) = Características generales: utiliza un código de dos letras para indicar la característica principal de la estructura de corte, o sea para ubicar el tipo de desgaste. Este par de letras pueden ser: “WT” (Worn teeth) desgaste normal por acción sobre la formación, “BT” (broken cutters) cortadores rotos, para revisar la tabla completa ver el ANEXO III.

Celda 4: (L) = Ubicación: utiliza una letra o número para la ubicación de la cara la broca indicando la característica principal donde ocurre el corte, o sea indica el área donde ocurre el desgaste.

- G = Gauge - aquellos elementos de corte que tocan el pared del agujero.
- N = Nariz - son los elementos de corte que se encuentran más al centro de la broca.
- M = Medio – son los elementos de corte que se encuentran entre la nariz y el gauge de la broca.
- A = Todas las filas.
- Números de Cono. Ver ANEXO IV.

En el caso de las brocas PDC podemos encontrar códigos como: “A” (All Rows) desgaste en todas las filas, “N” (Nose) Nariz, “S” (Shoulder) hombro y “G” (Gauge) calibre.

Celda 5: (B) = Conos / Sellos: se utiliza esta columna para ver el estado de los conos y sellos.

En el caso de los conos no sellados se utiliza una escala de 0 a 8 para identificar el estado de su vida útil.

Para los conos sellados se utiliza las siguientes letras como códigos (Ver ANEXO V):

- E - Sellos eficaces
- F - Sellos fallidos
- N - no puede determinar el estado de ambos componentes.

En el caso de un PDC se coloca una "X" (Fixed Cutter) cortadores fijos, ya que no posee sellos ni conos.

Celda 6: (G) = Gauge: sirve para informar la condición de desgaste de los elementos de corte que están en contacto con la pared del agujero, o sea indican el calibre de la broca. Se determina de la siguiente forma: esta se mide en 1/16 de pulgada: "I" (In gauge) en calibre, "1" (1/16" Out of gauge) 1/16"fuera de calibre, para ver la tabla completa ver el ANEXO VI.

Celda 7: (O) = Otras Características generales: se utiliza para informar de cualquier otra característica general, o sea se enfoca en un desgaste secundario. Para ver las características generales secundarias ver ANEXO VII.

Celda 8: (R) = Razón de salida: da la razón de salida a superficie de la broca. Para ver las posibles razones de salida de la broca a superficie, ver ANEXO VIII.

2.1.2.5 SISTEMA DE CONTROL DE POZO

El objetivo de este sistema es ayudar a controlar el pozo cuando se presentan flujos no controlados que viajan la formación al pozo durante su perforación, esto se conoce como arremetida de pozo.

El sistema del control de pozo permite: detectar patadas de la formación al pozo, cerrar el pozo en superficie, circulando el pozo bajo presión para eliminar los fluidos de la formación y aumentar la densidad del lodo, maniobrar la sarta de perforación bajo presión, y desviar el flujo lejos de personal y equipo de perforación.

El sistema consta de varios equipos para poder con su objetivo, estos son:

- “Preventores anulares. Ver Figura 2.34
- Preventores de ariete. Ver Figura 2.34
- Conexiones del conjunto, empaques y anillos.
- Manifolds del stand pipe y del choque. Ver Figura 2.34
- Válvulas de operación hidráulica.
- Choques de control.
- Acumulador y sistema de control.
- Válvulas de seguridad de la sarta y BOP interna.
- Sensor de flujos de retornos.
- Dispositivo de medidas de nivel de tanque.
- Tanque de viaje.
- Separadores de gas y desgasificadores.
- Detector de gas.” [9]

Todos los equipos son importantes para el control del pozo, pero el más representativo es el preventor de reventones (Blowout Preventor = BOP) (ver Figura 2.33), este equipo se puede configurar de varias partes:

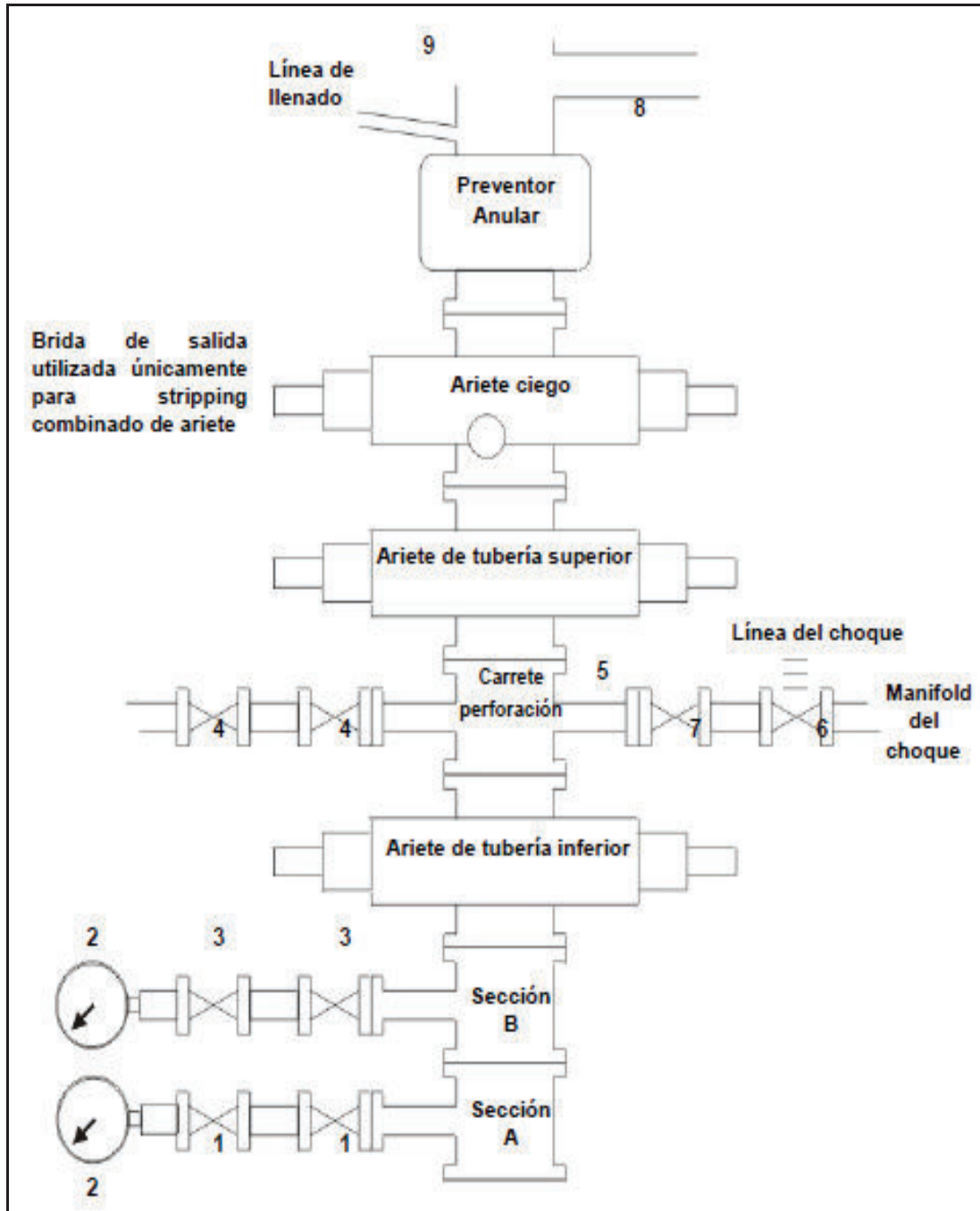
- “Preventor anular.
- Ariete ciego.
- Ariete de tubería superior.
- Línea y manifold de choque.
- Ariete de tubería inferior.” [9]

Figura 2.33 Preventoras de ariete, Manifold de choques, Preventora de anular (Hydrill)



Tomado por: Luis Pérez

Figura 2.34 Configuración típica de una BOP



Fuente: RandySmith training solutions

Para que la configuración de la BOP funcione se necesita de un equipo llamado acumulador, el cual suministra una presión hidráulica desde tanques llenos de nitrógeno, para abrir o cerrar individualmente cada preventor de la BOP. Ver Figura 2.35

Figura 2.35 Acumuladores de nitrógeno



Tomado por: Luis Pérez

Para ver las especificaciones de las pruebas de la BOP, ver el ANEXO IX.

2.1.2.6 SISTEMA DE MONITOREO DE POZO

Para poder detectar los problemas de perforación rápidamente, el taladro de perforación esta acondicionado con sensores por todos sus sistemas, para que el perforador mediante una consola los pueda monitorear continuamente. Ver Figura 2.36

Los parámetros de dispositivos de registro o de visualización como la profundidad, la tasa de penetración, carga del gancho, velocidad de rotación, el torque de rotación, velocidad de la bomba, presión de la bomba, densidad, temperatura, salinidad, contenido de gas del fluido de perforación, nivel de tanques y la velocidad de flujo del lodo son monitoreados constantemente.

Figura 2.36 Unidad de control del perforador



Tomado por: Luis Pérez

2.1.3 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

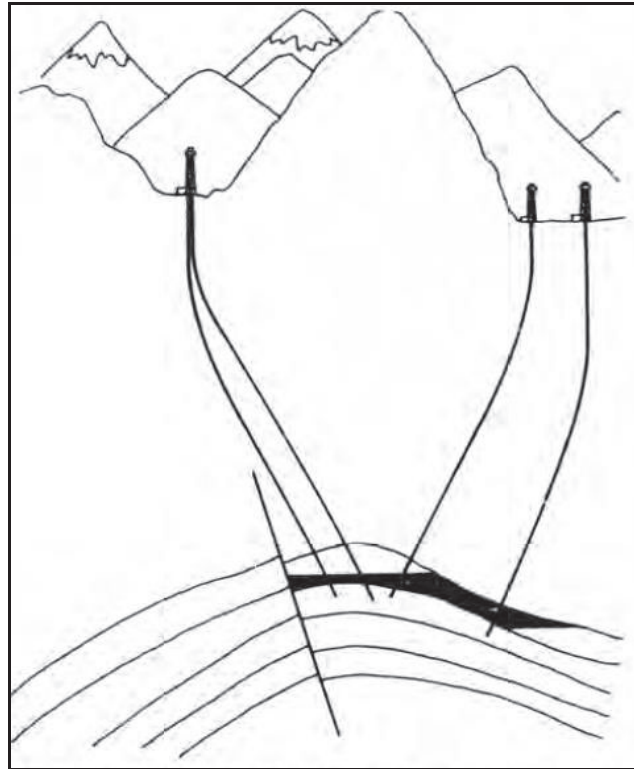
El objetivo de la perforación direccional es llegar a un objetivo predeterminado mediante la perforación de un pozo que puede tener varias trayectorias posibles controladas. Esta perforación se la aplica cuando se tiene los siguientes casos (Ver Figura 2.37):

- “Localizaciones inaccesibles
- Domos de sal
- Pozos de alivio (Reliefwell)
- SideTrack (Desviación corta)
- Formaciones con fallas
- Pozos geotérmicos
- Pozos de tierra a costa fuera
- Pozos en forma agrupadas (clusters o macollas)
- Múltiples Pozos en una misma plataforma
- Multiplicidad de arenas” [10]

Para poder perforar de forma direccional se hace que la broca a propósito o intencionalmente se desvíe en los planos X-Y. El plano X indica la dirección, mientras que el plano Y indica la inclinación.

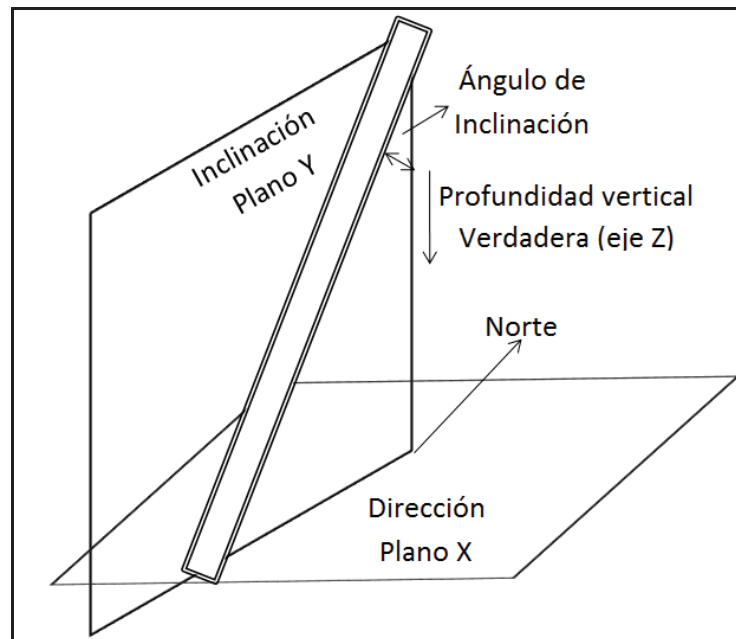
“Los ángulos que parten desde los planos X e Y son llamados ángulos de dirección e inclinación respectivamente.” [3] Ver Figura 2.38

Figura 2.37 Pozos direccionales con locaciones inaccesibles en superficie



Fuente: SPE - Applied drilling engineering

Figura 2.38 Planos de dirección e inclinación mostrados en un plano de profundidad



Elaborado por: Luis Pérez

2.1.3.1 MOTORES PARA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

En la perforación direccional para poder perforar con una trayectoria controlada se utiliza dos tipos de BHA (Bottom Hole Assembly), estos pueden ser:

- BHA dirigidos con motores de fondo
- BHA rotatorios

2.1.3.1.1 Motores

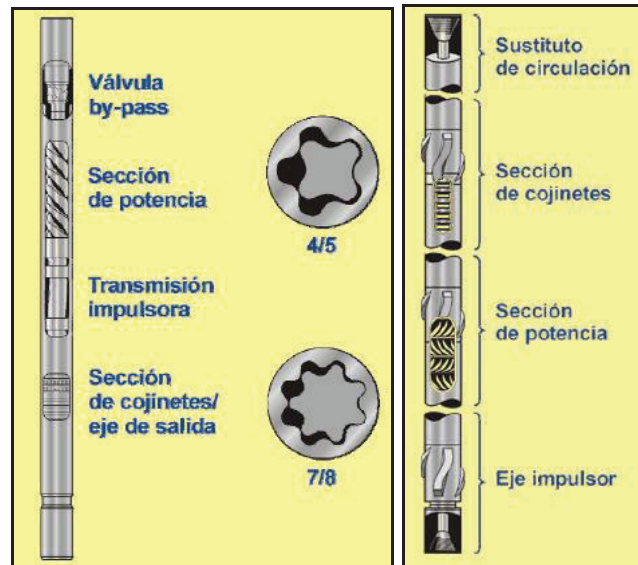
Para poder utilizar los BHA dirigidos o rotatorios se debe utilizar motores de fondo especiales, estos sirven como fuente de poder para que la broca gire sin que la sarta de perforación también lo haga. Existen varios tipos de motores, pueden ser:

- a) **Motores de desplazamiento positivo:** estos motores hacen que solo la broca gire, sin que la sarta de perforación lo haga, esto se realiza con el fluido de perforación. La potencia del motor es generada por un rotor/estator, el lodo pasa por las cavidades entre el rotor y el estator, y obliga al rotor a moverse.
- b) **Motores dirigibles:** estos motores perforan deslizando o rotando, ya que contienen un codo que se ajusta a la carcasa del motor cerca de la broca, además se colocan uno o más estabilizadores. Cuando el motor perfora deslizando (se perfora sin que la sarta de perforación rote y el motor proporciona el torque) utiliza el MWD receptando sus señales para determinar la posición (toolface) de la herramienta. Ver figura 2.40

“La capacidad de construir y girar del motor se conoce como capacidad de “dog leg” y va comúnmente de 1 a 15°/100 pies.” [2]

- c) **Turbinas:** se utilizan aletas de metal que mueven la broca, para que esto suceda se utiliza fluido de perforación como fuente de energía, una de sus desventajas es que cuando la broca necesita más torque la velocidad de la misma disminuye, pero como ventaja son más resistentes a altas temperaturas y a fluidos agresivos. Ver figura 2.49

Figura 2.39 Motor dirigible (izquierda) – Turbina (derecha)



Fuente: Ingeniería de perforación - Molero

2.1.3.2 DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

Para diseñar la sarta de perforación se deben tomar en cuenta varios factores, tales como: profundidad del pozo, trayectoria del pozo, diámetro de la broca, densidad del fluido de perforación, diámetro de la tubería de perforación, cantidad de tubería pesada (HWDP), las fuerzas de compresión y tensión que soporte el drill pipe, entre otros. Además la sarta debe ser armada de forma telescópica, o sea las herramientas de menor ID deben ir en la parte inferior hasta las de mayor ID en la parte superior.

La sarta de perforación está constituida de varias herramientas y accesorios, los que cuales se detallan a continuación:

- Tubería de perforación (drill pipe): su objetivo principal es perforar e ir profundizando el pozo hasta llegar al objetivo propuesto, además transmite el torque desde el top drive hasta la broca, es robusta y soporta altos torques, por lo general tiene conexiones IF, y sus diámetros oscilan desde 2 3/8" hasta 6 5/8", los más usados en la perforación de pozos por lo general son los diámetros de 5" y 5 1/2". Su longitud comúnmente es de 30'.

Para optimizar tiempos y poder perforar en intervalos de mayor longitud se arman paradas de drill pipe, o sea se forman conjuntos de 2 o 3 drill pipe que se los estiba en el encuelladero de la torre. Ver Figura 2.40

Figura 2.40 Paradas de drill pipe



Tomado por: Luis Pérez

- Crossover: sirve para cambiar de diámetro o de tipo de conexión (rosca) entre tuberías o accesorios de la sarta de perforación, existen en varios tipos, como: crossover pin x pin, box x box, pin x box, todo depende de la necesidad que se tenga, su longitud oscila entre 1.5' a 4'. Ver figura 2.41

Figura 2.41 Crossover 2 7/8" TSH BLUE PIN x 3 1/2" EUE BOX



Tomado por: Luis Pérez

- Tubería pesada (Heavy Weight drill pipe = HWDP): su objetivo es proporcionar el peso al BHA de perforación, tienen mayor peso y resistencia que el drill pipe. Su longitud es de 30'.
- Martillos hidráulicos/mecánicos: se los utiliza en la sarta de perforación para ayudar a ésta a liberarse cuando ocurra un problema e pega diferencial o mecánica, existen dos tipos los hidráulicos y los mecánicos. Los martillos hidráulicos pueden ser de doble acción, o sea se activan para arriba tensionando la sarta, o para abajo aplicando peso a la sarta; en cambio los martillos mecánicos son de simple acción, es decir solo trabajan hacia abajo aplicando peso a la sarta. La tensión o el peso que se le aplique depende del diseño del martillo. Cuando ocurre una pega de tubería ya sea mecánica o diferencial se recomienda bombear una píldora lubricante para ayudar a los martillos a liberar la sarta de perforación. Ver Figura 2.42

Figura 2.42 Martillo hidráulico



Tomado por: Luis Pérez

- Collares de perforación (drill collar): cumplen la misma función del HWDP, es decir brindan peso a el BHA de perforación, pero con la diferencia que éstos son de mayor peso, por lo que su ID es mucho menor que los de la tubería pesada.
- Collar no magnético (Monel/Pony monel): sirven para evitar la que el magnetismo de la sarta de perforación interfiera con la medición y

transmisión de datos de la herramienta, la diferencia entre un monel y pony monel es su tamaño, el primero es de aproximadamente 30' y en segundo solo de 10'. Su composición es principalmente de cromo y manganeso.

- Medición durante la perforación (Measurement while drilling=MWD): se lo utiliza para obtener información de la perforación en tiempo real, un sistema MWD común se encuentra conformado de: un sensor de fondo, unidad de señal, las sección de pulsación y la sección de energía.

La herramienta emite pulsos por medio del fluido de perforación, los cuales son recibidos por el transductor de presión en superficie y este a su vez los transmite a una computadora, la cual procesa la información y la convierte a inclinación, dirección, ángulo y tool face de la herramienta; toda esta información es transmitida a un terminal y a un pantalla que se encuentra en la mesa rotaria, con el objetivo de tener la información a la mano, cuando ocurra un problema durante la perforación. Ver figura 2.43

El sensor de esta herramienta se compone por lo general de 3 acelerómetros (inclinómetros) y 3 magnetómetros. Ver figura 2.44

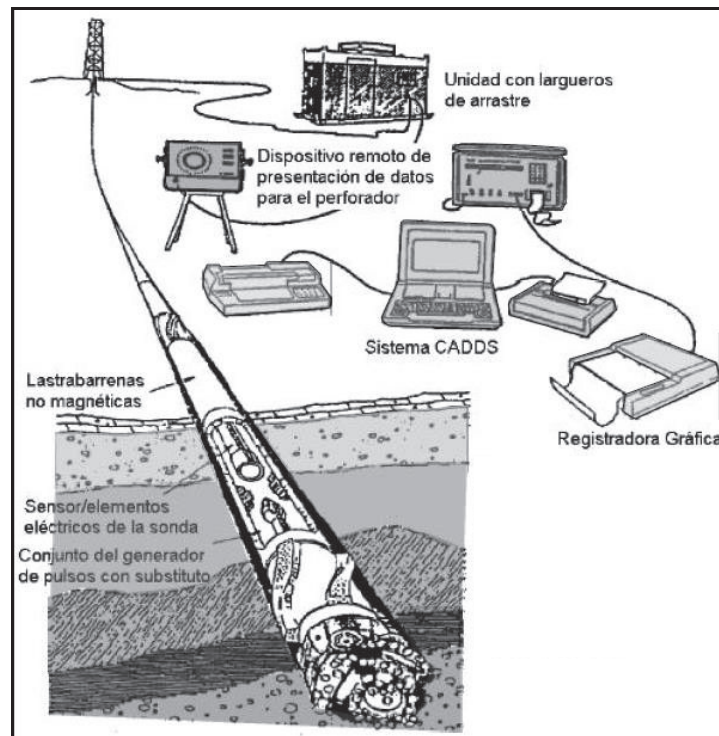
Los sistemas se dividen por lo general en dos tipos:

- Sistemas de transmisión Presión – Pulso (positivo o negativo)
- Sistemas de transmisión Presión – Pulso modulado
- Registrar durante la perforación (Logging while drilling=LWD): su objetivo es registrar el pozo durante la perforación, o sea en vez de correr registros eléctricos con herramientas de wire line, se las corre directo y conjuntamente con la sarta de perforación, por lo general esta herramienta se la corre en la zona de interés o de pago.

El radio de alcance y precisión de las herramientas de LWD no es igual a las herramientas que se corren con wire line, ya que al ser más robustas para poder soportar el ambiente de perforación pierden su precisión y su diseño hace que el radio de alcance sea menor.

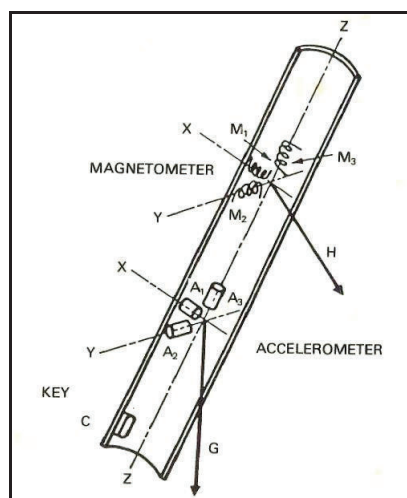
Los registros que no se pueden correr con el LWD son el SP (potencial espontáneo) y el registro sísmico. Además el caliper tiene un principio diferente y no es muy confiable, ya que al sacar la sarta de perforación el hoyo puede cambiar su forma.

Figura 2. 43 Componentes del sistema MWD, fondo – superficie.



Fuente: <http://www.portaldelpetroleo.com/2016/04/perforacion-direccional-componentes-de.html>

Figura 2. 44 Diseño de un sensor del MWD



Fuente: Seminario de perforación direccional

- **Estabilizadores:** se los utiliza para dar estabilidad al pozo, así como también sirven para mantener ángulos de inclinación y corregir desviaciones indeseadas. Pueden estar distribuidos a lo largo del BHA, esto depende del diseño que se necesite, en la mayoría de los casos se los coloca después de float sub. Ver Figura 2.45

Figura 2.45 Estabilizador



Tomado por: Luis Pérez

- **Float sub:** esta herramienta sirve para alojar la válvula flotadora, ésta tiene el principio de una válvula check, o sea solo permite el flujo desde la sarta hacia el anular y no del anular hacia el interior de la sarta de perforación, esto ayuda a que la broca no se tapone.
- **Bit sub:** se utiliza esta herramienta para poder conectar la broca con los drill collar, se la usa siempre y cuando no se utilice un motor de fondo.
- **Motor de fondo:** estos motores sirven para proporcionar el torque a la broca, sin necesidad de rotar toda la sarta de perforación.
- **Broca:** sirve para romper o cizallar la roca conforme se vaya avanzando con la perforación del pozo.

2.1.4 DISEÑO DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (REVESTIDOR)

La tubería de revestimiento sirve para revestir el hoyo, para no tener problemas de derrumbes o inestabilidad del pozo, además que ayuda a evitar que fluidos de la formación invadan al pozo en la etapa de producción.

Las dimensiones de las secciones generales perforadas en el campo Libertador son de 26", 16", 12 1/4" y 8 1/2", estas secciones se las reviste con revestidor de 20", 13 3/8", 9 5/8" y 7" respectivamente.

- Tubería de revestimiento conductora: es la primera sección de la columna, por lo general su diámetro de 20", su objetivo principal es aislar zonas acuíferas, controlar escapes de gas y proteger al pozo de formaciones inconsolidadas. Esta sección se cementa hasta superficie. Ver figura 2.46

Figura 2.46 Revestidor de 20"



Elaborado por: Luis Pérez

- Tubería de revestimiento superficial: es la segunda sección de la columna, su diámetro comúnmente es de 13 3/8", se reviste esta sección con el propósito de evitar pérdidas de circulación, proteger al pozo de surgencias y aislar zonas acuíferas. Esta sección también se cementa hasta superficie.
- Tubería de revestimiento intermedia: es la tercera sección de la columna, su diámetro es de 9 5/8", su objetivo es aislar zonas inestables, con pérdidas de circulación, de bajas presiones y en capas productoras. Las presiones que se maneja son medianamente altas. Por lo general esta sección se la cementa hasta el tope del zapato de la sección anterior con el objetivo de aislar zonas productoras futuras.

- Tubería de revestimiento de producción: su objetivo es aislar las zonas productoras y contener las presiones de la formación. Su diseño debe ser apto para realizar operaciones de workover como fracturas, squeeze, etc. Su diámetro por lo general es de 5 ½" y 7". Esta tubería llega a superficie y se cementa en por lo general hasta el zapato de la sección anterior.
- Liner de producción: su particularidad es que no llega a superficie, esta utiliza un colgador para anclarse en la tubería de revestimiento de mayor diámetro (por lo general 9 5/8") corrida hasta superficie, con el objetivo de disminuir costos y mejorar la hidráulica en perforaciones más profundas. Su longitud total es cubierta por cemento, sus diámetros pueden ser iguales a los de una tubería de revestimiento intermedia y una de producción.

2.1.4.1 DISEÑO

El propósito de un buen diseño es proporcionar resistencia mecánica y funcionalidad necesaria para realizar maniobras de profundización, completación, producción y reacondicionamiento durante toda la vida útil del pozo a un costo rentable.

2.1.4.1.1 Información requerida para el diseño

Para realizar un diseño óptimo de tubería de revestimiento se necesita la siguiente información:

- Densidad y tipo de lodo de perforación
- Trayectoria del pozo
- Presión poral de formación y presión de fractura estimada
- Perfil de temperatura
- Localización de zonas permeables
- Zonas de posibles pérdidas de circulación
- Altura de cemento
- Presencia de H₂S y/o CO₂, domos salinos, etc.
- Datos históricos del yacimiento

2.1.4.1.2 Factores de diseño

Para el diseño de la tubería de revestimiento se emplean cinco factores, los cuales se definen de la siguiente manera:

- Estallido:

$FD_E = \text{Mínima presión de fluencia interna} / \text{Máxima presión diferencial interna}$

- Colapso:

$FD_{CLL} = \text{Resistencia al colapso del tubo} / \text{Presión de colapso equivalente}$

- Tracción:

$FD_T = \text{Resistencia de la unión a la tracción} / \text{Máxima carga estática de tracción}$

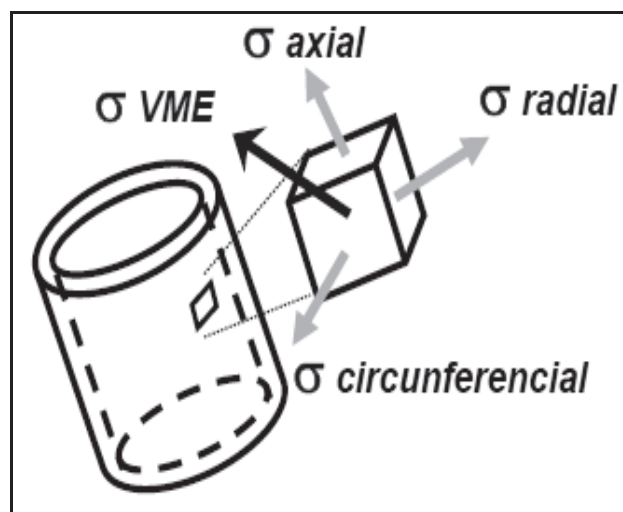
- Compresión:

$FD_C = \text{Resistencia de la unión a la compresión} / \text{Máxima carga estática de compresión}$.

- Von Mises

$FD_{VON\ MISES} = \text{Tensión mínima de fluencia del tubo} / \text{Tensión equivalente de Von Mises}$. Ver figura 2.47. Ver ANEXO XXVII, XXVIII y XXIV.

Figura 2.47 Tensiones de Von Mises – Diseño triaxial

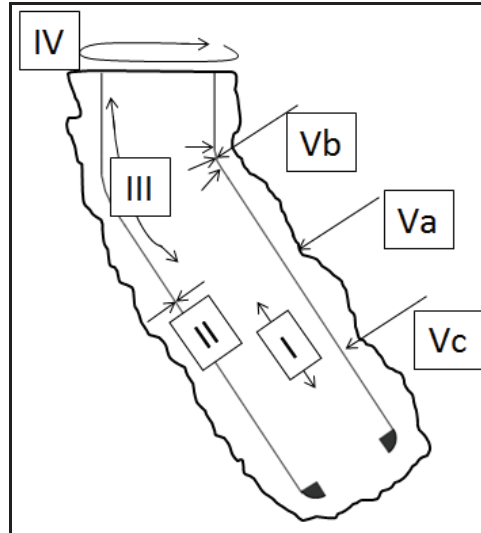


Fuente: Seminario de Diseño de pozos, Tenaris

2.1.4.1.3 Tipos de carga

Los tipos de carga a la que se encuentra sometido el revestidor son:

Figura 2.48 Tipos de carga sometidas en el revestidor



Elaborado por: Luis Pérez

I. Cargas Axiales

- Tracción
- Compresión
- Cíclicas

II. Cargas circunferenciales

- Presión Externa
- Presión Interna

III. Bending

- Dogleg

IV. Torsión

- Rotación

V. Cargas no uniformes

- Va: Cargas puntuales
- Vb: Cargas lineales
- Vc: Compresión lateral

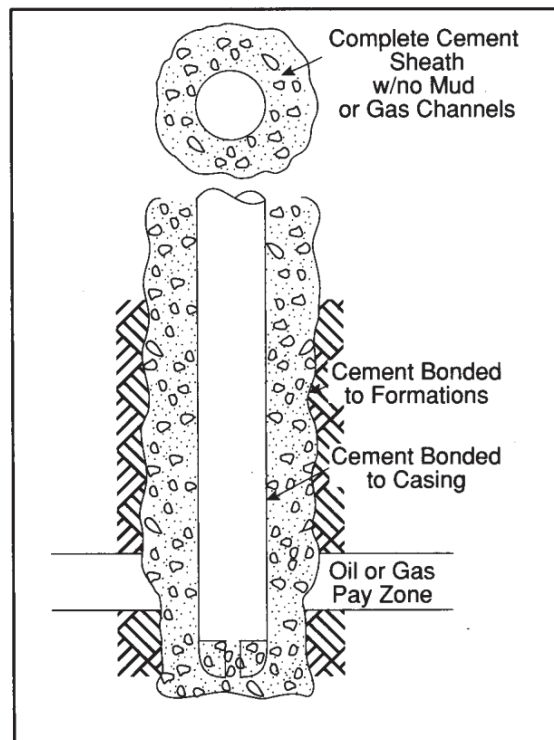
2.1.5 CEMENTACIÓN

La cementación se la realiza con el objetivo aislar las zonas de interés de zonas permeables que pueden contaminar el crudo, así como también proteger el revestidor de la corrosión de las aguas de formación.

Existen varios tipos de cementación, estos son:

- Cementación primaria: consiste en colocar cemento por todo el espacio anular que se forma entre la formación y el revestidor, brindando un sello completo y permanente (Ver figura 2.49). Sus principales funciones son:
 - Aislar zonas del pozo que contiene gas, petróleo y agua.
 - Reducir la corrosión del revestidor de los fluidos de las formaciones, así como también de los fluidos utilizados para una estimulación.
 - Soportar el peso del revestidor.
 - Evitar derrumbes de las paredes de las formaciones no consolidadas.

Figura 2.49 Esquema de una cementación primaria



Fuente: Curso de cementación, Tecpetrol.

Para obtener una buena cementación primaria se bombea por lo general un bache lavador y un espaciador, con el propósito de limpiar muy bien el espacio anular y que el cemento pueda adherirse muy bien a la formación y al revestidor.

Después del bombeo del cemento se recomienda esperar 12 horas para que el cemento pueda alcanzar por lo menos 800 psi de esfuerzos compresivos y así continuar perforando la siguiente sección sin ningún inconveniente.

- Cementación forzada: cuando la cementación primaria resulta fallida, se emplea la cementación forzada o también conocida como squeeze, la cual consiste en realizar punzados en el revestidor y luego bombear varios barriles de cemento para poder corregir de alguna manera la cementación primaria. Sus principales objetivos son:
 - Eliminar la invasión de fluidos de formaciones aledañas a las zonas de interés.
 - Reducir la relación gas/petróleo (RGP/GOR)
 - Sellar un intervalo punzado.
 - Sellar un intervalo, punzado incorrectamente.
 - Corregir la canalización generada en la cementación primaria.
 - Corregir alguna anomalía del revestidor.
 - Mejorar el sello hidráulico entre dos zonas de interés.

- Tapones de cemento: consisten en colocar uno o varios barriles de cemento en el revestidor o en el pozo sin revestir. Sus principales funciones son:
 - Desviar la trayectoria de un pozo cuando se va a realizar un sidetrack.
 - Aislar o taponar una zona de un pozo.
 - Abandonar un pozo.
 - Ayudar a controlar la pérdida de circulación en la perforación.

2.1.5.1 CLASIFICACIÓN API Y ASTM DEL CEMENTO

A la clasificación del cemento se la conoce como clase y tipo de cemento según las normas API y ASTM respectivamente. El cemento se clasifica en:

- *Cemento clase A o tipo I:* se utiliza por lo general en las secciones de 20" y 16", soporta temperaturas da hasta 77° C, su diseño permite aplicar este cemento hasta profundidades de aproximadamente 6400'
- *Cemento clase B o tipo II.*
- *Cemento clase c o tipo III.*
- *Cemento clase D.*
- *Cemento clase E.*
- *Cemento clase F.*
- *Cemento clase G y H:* este cemento se ocupa en las secciones de 12 ¼" y 8 ½", se los conoce como cementos petroleros, se pueden aplicar hasta 10000' aproximadamente, su fabricación tiene especificaciones más rigurosas tanto físicas como químicas; son modificados con aceleradores y retardadores para soportar presiones y temperaturas altas.
- *Cemento clase J.*

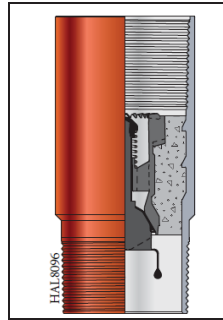
2.1.5.2 EQUIPOS DE FLOTACIÓN

En las secciones de 16" y 12 ¼" se utilizan equipos de flotación que ayudan a prevenir que el cemento regrese al interior del revestidor una vez que se ha terminado el bombeo de la lechada y se ha observado el tope tapón en superficie. Los principales equipos de flotación son:

2.1.5.2.1 COLLAR

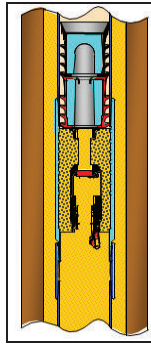
Sirve como una válvula de retención que evita retorno de cemento desde el anular hacia el revestidor, en éste es donde el tapón suave y duro se juntan, proceso comúnmente conocido como "tope tapón" (Ver Figura 2.51); va ubicado por lo menos un revestidor arriba del zapato con el propósito que el cemento contaminado quede dentro del último revestidor. Por lo general es no giratorio para así facilitar su perforación/rotación luego de la cementación. Ver figura 2.50

Figura 2.50 Collar Flotador no giratorio



Fuente: "Curso de cementación" Tecpetrol

Figura 2.51 Tope Tapón



Fuente: "Curso de cementación" Tecpetrol

2.1.5.2.2 ZAPATO

Su objetivo principal es guiar al revestidor en el pozo, existen dos tipos, los zapatos guías (sin válvula) y los zapatos flotadores (con válvula), éstos últimos contienen una válvula de retención que evita retorno de cemento desde el anular hacia el revestidor. Ver Figura 2.52

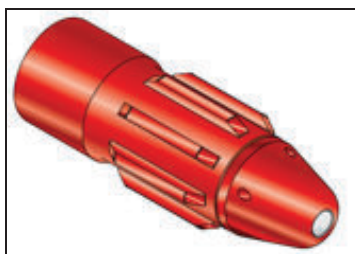
Figura 2.52 Zapato Flotador



Fuente: "Curso de cementación" Tecpetrol

También existen zapatos rimadores, los cuales se utilizan para remover obstrucciones en formaciones no consolidadas, hinchamientos, fallas, entre otras. Ver figura 2.53

Figura 2.53 Zapato rimador



Fuente: “Curso de cementación” Tecpetrol

2.1.5.2.3 CENTRALIZADORES

“Sus funciones son centralizar el revestidor, optimizar la remoción de lodo y la distribución del cemento, minimizar la pega por presión diferencial, disminuir el torque y arrastre”. [12]

El objetivo de ubicar los centralizadores en los revestidor es mejorar el stand off; existen varios tipos de centralizadores. Ver Anexo X.

2.2 PERFORACIÓN CON TECNOLOGÍA CASING DRILLING

La perforación con casing drilling es la tecnología que permite usar la tubería de revestimiento (revestidor) como tubería de perforación, la cual ayuda a revestir el pozo mientras se perfora, disminuyendo tiempo y costos en la perforación.

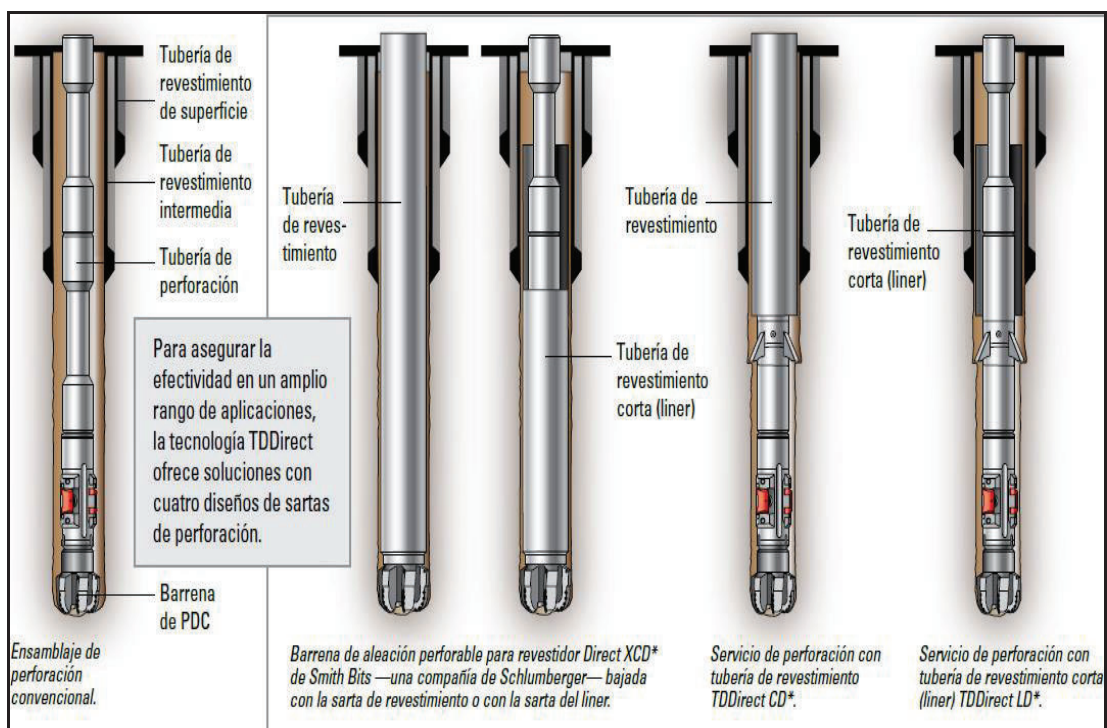
La tecnología casing drilling ha ido evolucionando con el pasar de los años, en la actualidad se divide en cuatro niveles (Ver Anexo XI):

- **Nivel I:** una vez que se tiene el hoyo perforado se baja la tubería de revestimiento con una zapata rimadora, la cual con la ayuda de los equipos de superficie de casing drilling permitirá rotar la tubería de revestimiento en zonas donde la entubación presenta muchos problemas (Sistema no recuperable de casing drilling). Ver Figura 2.54
- **Nivel II:** este es el nivel más simple de todos, consta en equipar a la tubería de revestimiento con centralizadores, broca perforable y adicional el

equipo de superficie de casing drilling ofrecerán la posibilidad de perforar el pozo. Normalmente se lo usa en zonas superficiales; no se lo utiliza para trabajos direccionales (Sistema no recuperable de casing drilling). Ver Figura 2.54

- **Nivel III:** ocupa un trépano recuperable, que sumado al equipo de superficie y una herramienta especial al final de la tubería de revestimiento se puede anclar un BHA direccional (motor de fondo, MWD, LWD, etc.), el mismo que puede ser recuperado con cable y/o tubería de perforación. Este nivel se utiliza mucho para trabajos direccionales, registros de evaluación a tiempo real y en secciones que no se tiene la certeza de perforar todo el hoyo con una sola broca. Ver Figura 2.54
- **Nivel IV:** es muy similar al Nivel III, con la diferencia que se utiliza un liner en reemplazo de la tubería de revestimiento. Una vez en la profundidad objetivo este permite que se puede asentar el colgador y cementar para posteriormente recuperar la tubería de perforación. Ver Figura 2.54

Figura 2.54 Niveles de la tecnología “Casing drilling”



Fuente: “TDDirect Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner”

2.2.1 VENTAJAS DEL CASING DRILLING

Las ventajas que nos ofrece la tecnología casing drilling son:

- Minimiza pérdidas de circulación, gracias al efecto de “frisado”.
- Reduce tiempos de perforación, no hay maniobras con sarta de drill pipe.
- Asegura revestimiento de cada metro perforado.
- Posibilidad de perforar zonas en conjunto que no son posibles de manera convencional y zonas de pérdidas totales.
- Menos fases de perforación.
- Reduce los NPT.
- No es necesario emplear drillpipe, drillcollars ni heavy weight.
- Brinda mayor seguridad al equipo de trabajo, ya que se disminuye muchas maniobras con drill pipe que en la perforación convencional con necesarias.
- Ayuda a mejorar la estabilidad del hoyo.
- minimiza la maniobra de la sarta de perforación, el wireline y las horas de circulación asociadas.
- Brinda una geometría anular de diámetro mucho más uniforme, y velocidades anulares más elevadas.
- Disminuye el torque, los problemas de arrastre y limpieza del hoyo, y mejora la calidad del pozo. Evita incidentes de tuberías atascadas, y proporciona una sarta de perforación más rígida.
- Mejora la cementación, ya que se tiene un pozo menos tortuoso y más concéntrico.
- Minimiza los daños de formación por invasión del fluido de perforación.
- Se pueden perforar zonas problemáticas y dejarlas revestidas al mismo tiempo.
- Permite correr registros de evaluación a tiempo real (LWD).
- Disminuye las arremetidas del pozo, ya que la columna de lodo no se ve afectada por sacar la tubería de perforación.
- Elimina los trabajos en altura, que se requieren en la corrida de la tubería de revestimiento.

- Elimina tarimas extras y exceso de herramientas en la mesa del taladro, que son necesarias para la corrida de la tubería de revestimiento.
- Previene el abandono del pozo.
- Disminuye la formación de fracturas y micro-fracturas generada por la presión de la columna hidrostática.

2.2.2 DESVENTAJAS DEL CASING DRILLING

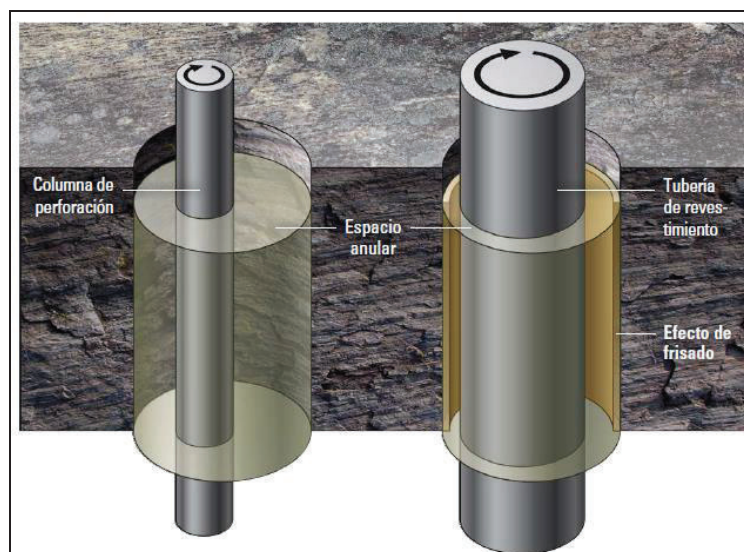
- Las conexiones de la tubería de revestimiento no están diseñadas para soportar altos torque y cargas compresivas, por lo que se debe usar tubería Premium que es más costosa.
- No se puede utilizar altos torques y pesos sobre la broca al momento de perforar, con el objetivo de minimizar la torsión en la tubería de revestimiento.
- Para obtener altos torques se debe utilizar anillos de torque, los cuales se instalan en la corrida de revestidor, elevan el costo de la operación.
- No permite correr registros de evaluación a hueco abierto con cable. Una solución a este problema es correr registros de evaluación a tiempo real (LWD) o levantar la tubería de revestimiento hasta la zona de interés y correr registros con cable.

2.2.3 EFECTO DE “FRISADO O PLASTERING”

Este efecto se produce gracias a que el espacio anular formado entre la tubería de revestimiento y la formación es mucho más reducido, lo cual hace que los recortes de perforación recubran y refuercen la pared del hoyo, esto se genera gracias a que se forma un nuevo revoque o retorta de alta resistencia e impermeable. Ver Figura 2.55

Sus principales ventajas son mejorar la geometría del hueco y minimizar las pérdidas de circulación, mejorar los trabajos de cementación, brindar un hueco más simétrico que sella fracturas y/o microfracturas, además aumenta los esfuerzos circunferenciales y proporciona un hoyo más estable. [15] Ver anexo XII.

Figura 2.55 Efecto de Frisado o Plastering



Fuente: “TDDirect Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner”

En un 20 a 30% de los recortes generados en la perforación son frisados contra la pared del pozo.

Este efecto comienza a producirse a partir de la primera hora de perforación, y debe superar un número de RPM mínimas para que se produzca. “Las RPM típicas para casing drilling están en el rango de 60 a 120.” [14]

El efecto de frisado ayuda a disminuir los tiempos no productivos (NPT) relacionados con los siguientes problemas operativos:

- Pérdidas de circulación.
- Lutitas inestables.
- Pozos de gran diámetro que producen recortes difíciles de remover en el espacio anular.
- Atrapamiento de la tubería.
- Daños a la zona de producción.
- Obstrucciones del pozo.

2.2.4 PROCESOS DE PERFORACIÓN CON CASING DRILLING

La perforación con casing drilling se encuentra constituida por componentes de fondo y superficie que permiten utilizar a la tubería de revestimiento como tubería de perforación, de este modo se perfora y reviste el pozo simultáneamente.

2.2.4.1 Sistema recuperable de Casing drilling:

El sistema de casing drilling recuperable es suspendido de un niple de asiento que se encuentra cerca de la parte inferior de la tubería de revestimiento, la misma que es rotada generalmente desde superficie por un top drive; en cuanto al fluido de perforación es inyectado por el ID del revestidor y retorna a superficie por el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación.

La tubería de revestimiento que se utiliza en el casing drilling normalmente es la misma que se utiliza en las operaciones convencionales, pero con una modificación en sus conexiones, ya que estas deben ofrecer resistencias óptimas a la torsión, pandeo y fatiga.

El sistema de casing drilling con BHA recuperable consiste principalmente de una broca piloto y de un ampliador localizado por en la parte superior con el fin de tener el diámetro final del pozo. El ampliador por lo general tiene el diámetro con el que se perforan los pozos comúnmente, por ejemplo se utiliza una broca piloto de 8 ½”, con un ampliador de 12 ¼” para un pozo que se bajará un revestidor de 9 5/8”. [13]

En los BHA's recuperables también se pueden incluir herramientas que comúnmente se utilizan en la perforación direccional, tales como motores dirigibles, MWD, LWD, moneles y pony moneles, entre otros.

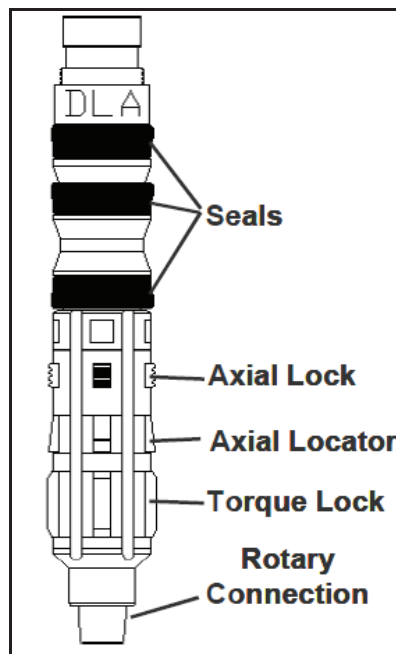
2.2.4.1.1 Herramientas y Accesorios Utilizados en Casing drilling Recuperable

- **Drill-Lock-Assembly (DLA)**

El DLA es una herramienta especial que permite conectar las herramientas de perforación convencional con los hombros de las conexiones giratorias de la tubería de revestimiento, además facilita el funcionamiento de las mismas dentro y fuera de la tubería de revestimiento. Ver Figura 2.56

“Tiene un agujero relativamente grande, totalmente abierto para minimizar las pérdidas de presión y facilitar las operaciones de wireline que podrían ser necesarios para el BHA de perforación que está suspendido bajo el DLA.” [13]
Ver Anexo XIII.

Figura 2.56 Drill Lock Assembly (DLA)



Fuente: “Casing drilling with Retrievable Drilling Assemblies”. OTC 16564.

○ Punto de pesca

“El BHA recuperable incluye en su extremo superior un punto de utilizado para las maniobras de inserción y recuperación del mismo”
[14] Ver Figura 2.57:

Figura 2.57 Punto de pesca del DLA



Fuente: “Casing While Drilling”. Tenaris University

○ Conjunto de Sellos

Los BHA’s recuperables contienen un conjunto de sellos que permiten aislar y separar la presión entre el interior del revestidor, el anular del mismo y del hueco abierto. Ver Figura 2.58

Figura 2.58 Conjunto de sellos



Fuente: “Casing While Drilling”. Tenaris University

- **Trepano – Ensanchador – Estabilizador**

Fuera de la última tubería de revestimiento sobresales 15 a 20 ft del BHA recuperable, los cuales se encuentran compuestos de una broca piloto, un ensanchador y un estabilizador. Ver Figura 2.59

La longitud del BHA puede oscilar entre los 50 y 120 ft, pero lo recomendable es no sobrepasar los 100 ft.

La broca piloto debe tener un diámetro menor al drift del revestidor, para luego poder ser recuperada con wireline o tubería de revestimiento. Para poder tener el diámetro óptimo para poder perforar con la tubería de revestimiento se utiliza un ensanchador de accionamiento hidráulico, éste ensancha el pozo en un 50% más grande que el ID de la tubería de revestimiento.

“El OD del zapato de la tubería de revestimiento es típicamente ¼” menor que el diámetro del ensanchador, mientras que los centralizadores ubicados sobre la tubería de revestimiento están entre ½” y 3/8” por debajo del diámetro del ensanchador”. [14]

Para que los estabilizadores sean activados, se aprovecha la presión diferencial que el diferencial de presión que es aplicado en las siguientes áreas:

Ecuación 2.4 Presión para activar los estabilizadores

$$\Delta presión = (P_{int} - P_{anular}) \times Área \quad (2.4)$$

Este diferencial se forma cuando se empieza el bombeo del fluido de perforación por el ID de la tubería de revestimiento, con esto los brazos del ensanchador se abren, al contrario al cortar la circulación los brazos se

contraen. Para que los brazos se abran y cierren se utiliza un sistema de engranajes.

“En caso de no actuar normalmente en las condiciones descritas está previsto que al librar y levantar el BHA los brazos del ensanchador se apoyen sobre el zapato de la tubería de revestimiento y se cierren mecánicamente” [14].

Se utiliza la broca piloto para ir perforando el pozo y así asegurar la estabilidad del sistema y también que el ensanchador no reciba todo el esfuerzo. Para que el ensanchador rote centrado y tenga buena eficiencia se ubica un centralizador por debajo de los brazos del mismo.

Figura 2.59 Estabilizador-Ensanchador-Broca Piloto



Fuente: “Casing While Drilling”. Tenaris University

- **Centralizadores integrales hidro_formados:**

Estos centralizadores son aplicados a la tubería de revestimiento en locación o fábrica, para esto se utiliza un dispositivo hidráulico, el cual comprime la parte inferior del centralizador deformándolo plásticamente contra la tubería de revestimiento, para asegurar firmemente al mismo. La tubería de revestimiento también sufre una deformación elástica, pero una vez que se quita la presión ejercida recupera su forma original.

Rango de diámetros disponibles son entre: 4 ½” - 10 ¾”. Ver Figura 2.60

Figura 2.60 Centralizadores integrales.



Fuente: “Casing While Drilling”. Tenaris University

Para ver el procedimiento de ensamblaje Ver el Anexo XIV.

Además se utilizan bandas de desgaste que ayudan a proteger las conexiones de la abrasión generada por la rotación de la tubería de revestimiento y de estabilizadores integrales.

- **Anillos de torque (Multi-Lobe Torque Rings - MLT)**

Se usan anillos de torque en tuberías de revestimiento que tienen conexión API, ya que incrementa la capacidad de torque de ésta al brindar un hombro de torque. Se instalan al momento de la corrida de la tubería de revestimiento. Ver Anexo XV.

2.2.5 EQUIPOS DE SUPERFICIE UTILIZADOS PARA CASING DRILLING

- **Casing Drive System (CDS)**

La tubería de revestimiento es levantada por el Casing drive System (CDS) que va ubicado bajo el power drive.

Las funciones principales del CDS son soportar el peso de toda la sarta de la tubería de revestimiento, brindar torque para la perforación, y facilita la circulación del fluido de perforación sin la necesidad de realizar un roscado en la conexión superior de la tubería de revestimiento.

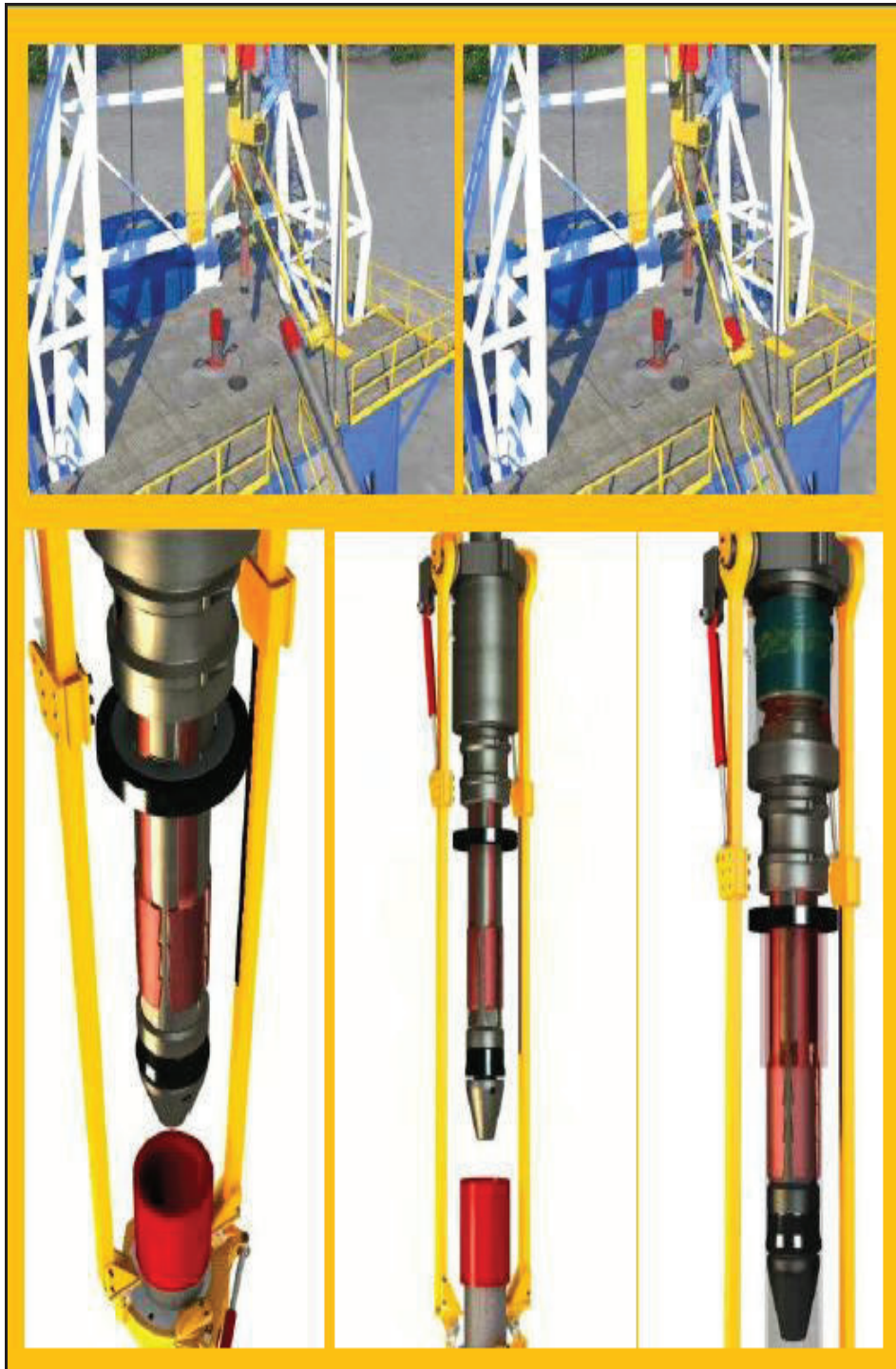
El CDS incluye un conjunto de deslizamiento que se utiliza para tomar la tubería de revestimiento de parte externa o interna, sea ésta grande o pequeña respectivamente. Además contiene un conjunto de lanza (spear) interna que brinda un sello entre en fluido de perforación y la tubería de revestimiento, también permite perforar con la tubería de revestimiento sin roscar en el top drive. Ver figura 2.61.

“Una de las ventajas que brinda el CDS es acelerar la operación de manejo de la tubería de revestimiento, así como también evitar daños a las roscas, ya que se elimina la operación de roscado contra el top drive.” [13]

También hacen que las conexiones entre tuberías de perforación se hagan más rápido, haciendo de éste proceso más eficiente y seguro.

Los CDS incluyen elevadores hidráulicos que facilitan el manejo y roscado de la tubería de revestimiento al ser trasladada desde la bandeja hidráulica hacia la mesa del taladro.

Figura 2.61 Casing drive System



Fuente: "Casing While Drilling". Tenaris University

2.2.6 SELECCIÓN DEL TIPO DE CONEXIÓN DEL REVESTIDOR

La conexión sirve para unir dos pines de diferentes revestidor por medio de una cupla (box), en la actualidad hay dos grandes “familias” de conexiones: API y Premium (Roscas Propietarias). La selección de las conexiones a usar en una aplicación de Casing drilling, es un punto importante y de cuidado debido a que se debe minimizar los riesgos de fuga o fatiga en la columna de revestidor.

El revestidor que se utilizará en operaciones de Casing drilling, tiene las mismas especificaciones que el revestidor utilizado en la perforación convencional. En la tabla 4.1 se indica las especificaciones y tipo de rosca de cada revestidor utilizado en operaciones convencionales.

Tabla 4.1 Especificaciones de los diferentes tamaños de revestidor

Sección	OD (pulg)	ID (pulg)	Drift (pulg)	Grado	Peso (Lbs/ft)	Rosca
Conductora	20	19,12	18,937	K-55	94	BTC
Superficial	13 3/8	12,42	12,259	N-80	68	BTC
Intermedia	9 5/8	8,681	8,525 SD	N-80	47	BTC
	9 5/8	8,535	8,5 SD	P-110	53,5	BTC
Liner	7	6,276	6,151	P-110	29	BTC

Fuente: GPWO – Pardaliseservices

Tenaris no recomienda utilizar las roscas API para las operaciones de Casing drilling debido a que esas conexiones no son inspeccionadas ni preparadas para resistir torques altos, al no tener inspeccionada la nariz del pin, éstos alcanzan su punto de fatiga mucho más rápido que una conexión Premium.

Usualmente en la industria para utilizar las conexiones API (Ver ANEXO XXII), se utilizan anillos de torque para reforzar la resistencia al torque.

Las especificaciones del revestidor que se utiliza en la actualidad para revestir los pozos del campo, cumplen con las condiciones para perforar con el mismo, pero utilizando anillos de torque. Ver Figura 2.62

Sin embargo fabricantes de tubería de revestimiento como Tenaris no recomiendan la utilización de anillos de torque debido a que, bajo su análisis, estos anillos no garantizan la transmisión del torque nominal que éstos brindan, ya que la rosca BTC no pasa por una inspección rigurosa de la nariz del pin, la

cual debe terminar formando un ángulo de 90° con respecto a la parte interior del revestidor y tener un espesor de más de 3 mm; de ésta manera el revestidor puede transmitir el torque deseado, ya que el torque está en función del área de contacto que se tiene entre la nariz del pin y el anillo.

Por tal motivo Tenaris recomienda utilizar revestidores con conexión TenarisXP™ Buttress siendo esta conexión la utilizada para el presente estudio.

Figura 2.62 Especificaciones revestidor, conexión BTC.

TUBO DE REVESTIMIENTO CASING		FLUENCIA	Kpsi												80				80				80					
		RESISTENCIA	Kpsi												100				100				100					
D.E.	PESO	DIMENSIONES						PROPIEDADES MECANICAS	GRADO DE ACERO																			
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT	AREA	ALT.		TRANS.	API										ALTO COLAPSO				RESISTENTE A LA CORROSION				
pulg	lb/pipe	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²		H40	J55	K55	M65	L80	N80	C90	C95	T95	P110	Q125	TAC80	TAC95	TAC110	TAC140	TRC80	TRC95	TRC95HC	TRC110		
20	94.00	0.438	19.124	18.937		26.918	Colapso	psi	520	520	520	520																
							Tensión	lbx1000	1,077	1,480	1,480	1,750																
							P. Interna	psi	1,530	2,110	2,110	2,490																
							P. Prueba	psi	1,100	1,400	1,400	2,250																
13.38	68.00	0.480	12.415	12.259		19.445	Colapso	psi	1,950	1,950	2,100	2,260	2,320	2,330	2,330	2,330			2,930	2,990	3,280	3,530	2,260	2,330	2,990	2,330		
							Tensión	lbx1000	1,069	1,069	1,264	1,556	1,556	1,750	1,847	1,847	2,139		1,556	1,847	2,139	2,722	1,556	1,847	1,847	2,139		
							P. Interna	psi	3,450	3,450	4,080	5,020	5,020	5,650	5,970	5,970	6,910		5,020	5,970	6,910	8,790	5,020	5,970	5,970	6,910		
							P. Prueba	psi	2,400	2,400	3,700	4,600	4,600	5,200	5,500	5,500	6,300		4,600	5,500	6,300	8,040	4,600	5,500	5,500	6,300		
9.518	47.00	0.472	8.681	8.525		13.572	Colapso	psi			4,280	4,750	4,750	4,990	5,090	5,090	5,300	5,630	6,590	7,270	7,740	8,490	4,750	5,090	7,270	5,300		
							Tensión	lbx1000			882	1,086	1,086	1,222	1,289	1,289	1,493	1,697		1,086	1,289	1,493	1,900	1,086	1,289	1,289	1,493	
							P. Interna	psi			5,580	6,870	6,870	7,720	8,150	8,150	9,440	10,730		6,870	8,150	9,440	12,010	6,870	8,150	8,150	9,440	
							P. Prueba	psi			5,100	6,300	6,300	7,100	7,500	7,500	8,600	9,800		6,300	7,500	8,600	10,000	6,300	7,500	7,500	8,600	
	53.50	0.545	8.535	8.379		15.546	Colapso	psi			6,620	6,620	7,110	7,340	7,340	7,950	8,440		8,350	9,340	10,520	11,700	6,620	7,340	9,340	7,950		
							Tensión	lbx1000			1,244	1,244	1,399	1,477	1,477	1,710	1,943		1,244	1,477	1,710	2,177	1,244	1,477	1,477	1,710		
							P. Interna	psi			7,930	7,930	8,920	9,410	9,410	10,900	12,390		7,930	9,410	10,900	13,870	7,930	9,410	9,410	10,900		
							P. Prueba	psi			7,200	7,200	8,200	8,600	8,600	10,000	10,000		7,200	8,600	10,000	10,000	7,200	8,600	8,600	10,000		
7	29.00	0.408	6.184	6.059		8.449	Colapso	psi			6,100	7,030	7,030	7,580	7,840	7,840	8,530		8,690	9,780	11,140	12,390	7,030	7,840	9,780	8,530		
							Tensión	lbx1000			549	676	676	760	803	803	929		676	803	929	1,183	676	803	803	929		
							P. Interna	psi			6,630	8,160	8,160	9,180	9,690	9,690	11,220		8,160	9,690	11,220	14,280	8,160	9,690	9,690	11,220		
							P. Prueba	psi			6,100	7,500	7,500	8,400	8,900	8,900	10,000		7,500	8,900	10,000	10,000	7,500	8,900	8,900	10,000		

Fuente: Prontuario - Tenaris

2.2.6.1 TENARIS XP BUTTRESS

La TenarisXP™ Buttress es un tipo de conexión propietaria, diseñada y fabricada por Tenaris, es la primera conexión de serie XP™, que es una conexión con mayor rendimiento y es compatible con las conexiones API. Introducida al mercado en 2010, la conexión TenarisXP™ Buttress ha sido ampliamente probada en el todo el mundo, con más de 39 millones de pies vendidos.

Tiene un mejor rendimiento en cuanto al torque, flexión (bending) y pandeo (buckling). Su capacidad de torque más elevada y su desempeño mejorado de la

fatiga la hacen ideal para la perforación con revestidor. Sus diámetros disponibles en el mercado son de 4 ½” a 16”. Ver ANEXO XXIII.

Una de sus principales ventajas, es que tiene un anillo de torque instalado como un solo cuerpo en la cupla (ver figura 2.63), disminuyendo así el error humano en la operación, ya que los anillos de torque normalmente se los instala al momento de la corrida del revestidor en la mesa del taladro.

2.2.6.1.1 Principales Características

- 100% de eficiencia a la tensión.
- 100% de eficiencia a la compresión.
- Flexión similar que al cuerpo de la tubería.
- Capacidad extra de torque.
- Hombro de torque positivo.
- Flujo interno mejorado.
- Aumenta la repetición de roscados.
- Bisel estándar de 20°

Para la aplicación de estudio, esta conexión también nos garantiza que el hombro de torque en forma de “J” minimiza la turbulencia y la erosión generada por el fluido de perforación. Ver ANEXO XXIV.

Para visualizar las tablas técnicas y de torque de la conexión TenarisXP™ Buttress, ver el ANEXO XXV.

Figura 2.63 Conexión TenarisXP™ Buttress



Fuente: Seminario de Diseño de Pozos

CAPÍTULO III

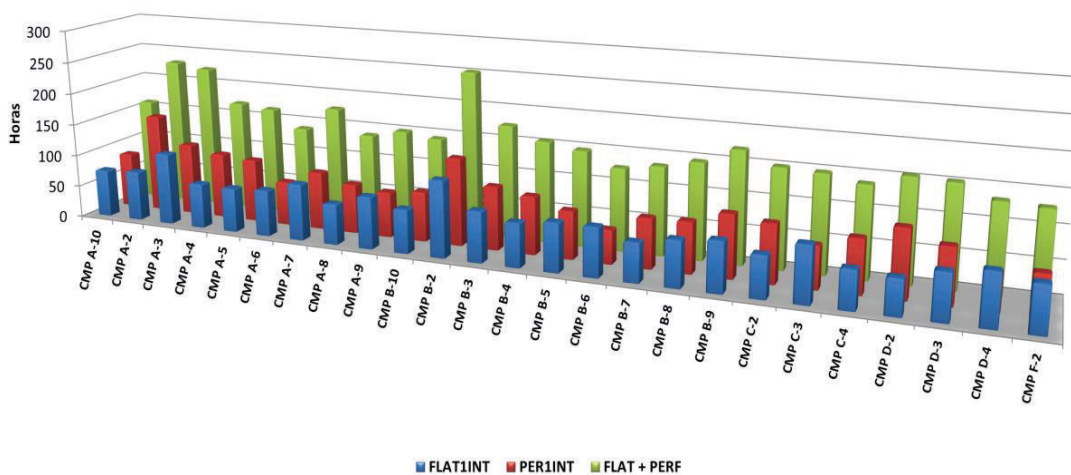
ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS, TIEMPOS Y COSTOS DE CORRIDA DE REVESTIDOR EN LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL, EN LAS SECCIONES DE 16" Y 12 ¼"

3.1 TIEMPOS DE PERFORACIÓN Y TIEMPOS PLANOS POR SECCIÓN

En la figura 3.1 se muestra los tiempos de perforación y planos de la sección de 16" de los pozos que se han perforado en el campo Libertador.

Los tiempos de perforación (rojo) representan un 54% del tiempo promedio total de 162 horas, el 46% restante muestra 75 horas de tiempo plano (azul) en la sección de 16".

Figura 3.1 Tiempos de perforación y planos de la sección de 16"



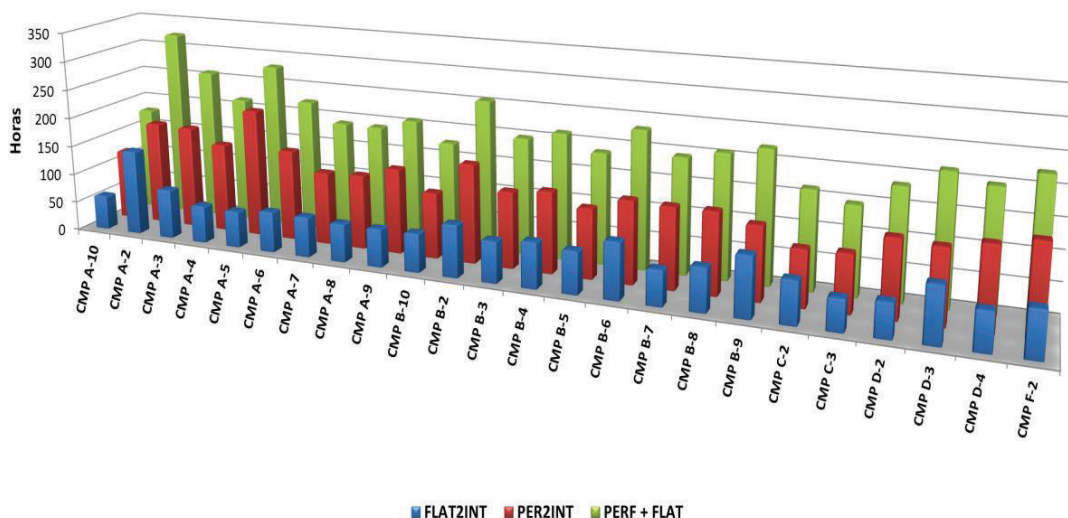
Fuente: GPWO – Pardaliseservices **Elaborado por:** Luis Pérez

A continuación la figura 3.2 se muestra los tiempos de perforación y planos de la sección de 12 ¼" de los mismos pozos de la figura anterior.

El tiempo plano ocupa un 35% de un tiempo promedio total de 213 horas, este porcentaje representa 75 horas, que es un tiempo muy similar al de la sección de 16". Las 138 horas sobrantes significan el tiempo de perforación en la sección de 12 ¼".

En esta sección no se tomó en cuenta el pozo CMP C-4, ya que éste tuvo un sidetrack y los tiempos inclinados y planos no son representativos para obtener un tiempo promedio de operación.

Figura 3.2 Tiempos inclinados y planos de la sección de 12 ¼”



Fuente: GPWO – Pardaliseservices **Elaborado por:** Luis Pérez

3.1.1 TIEMPOS DE PERFORACIÓN POR FASE

Para el estudio de los problemas, tiempos y costos de la corrida de revestidor en la perforación convencional se ha tomado en cuenta los pozos vecinos o más cercanos a los pozos que se va a realizar el estudio de factibilidad.

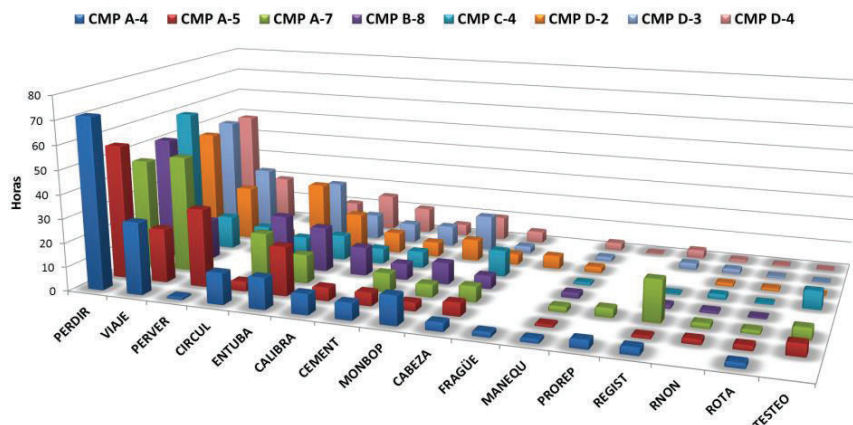
Los pozos vecinos tomados en cuenta son: CMP A-4, CMP A-5, CMP A-7, CMP D-2, CMP D-3, CMP D-4, CMP C-4 y CMP B-8.

Los pozos perforados en el Campo son normalmente de 4 secciones: 26”, 16”, 12 ¼” y 8 ½” de diámetro de hueco abierto, los cuales se revisten con revestidor de 20”, 13 3/8”, 9 5/8” y un liner de 7” respectivamente.

Por lo general la sección de 26” se perfora hasta +/- 300’, de 16” hasta +/- 5430’, de 12 ¼” hasta +/- 9230’ y el liner de 7” hasta +/- 9830’.

Los tiempos de los pozos vecinos por fase de la sección de 16” se presentan en la figura 3.3:

Figura 3.3 Tiempos de perforación por fase de la sección de 16”



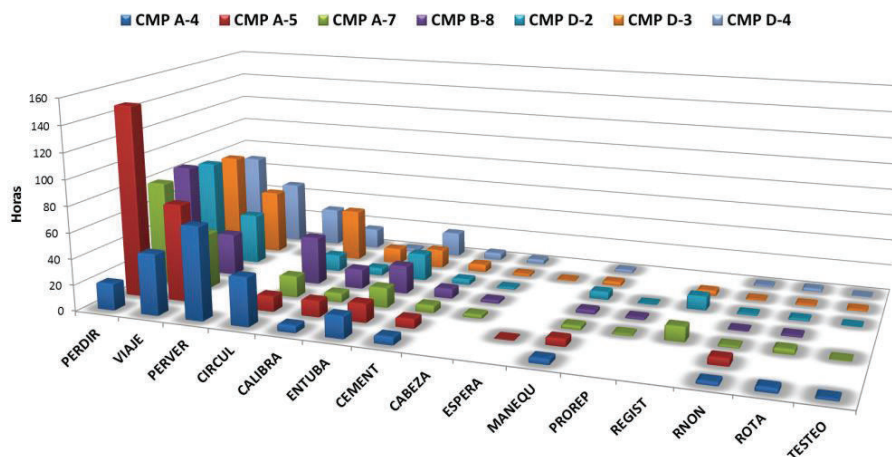
Fuente: GPWO – Pardaliseservices **Elaborado por:** Luis Pérez

Se puede observar en la figura 3.1 que la perforación direccional (PERDIR) y los viajes son las fases que toman más tiempo durante la perforación de la sección de 16” de un pozo desviado, teniendo un promedio de 54 y 26 horas respectivamente en cada fase.

La duración promedio de la sección de 16” oscila alrededor de 156 horas, de las cuales 69 horas son ocupadas por los tiempos planos, la corrida de revestidor y la cementación son los tiempos que tienen mayor porcentaje con respecto a estos tiempos, ocupando el 9 y 5% de la operación total.

Para la sección de 12 ¼” se muestra la figura 3.4 con los mismos pozos aledaños.

Figura 3.4 Tiempos de perforación por fase de la sección de 12 ¼”



Fuente: GPWO – Pardaliseservices **Elaborado por:** Luis Pérez

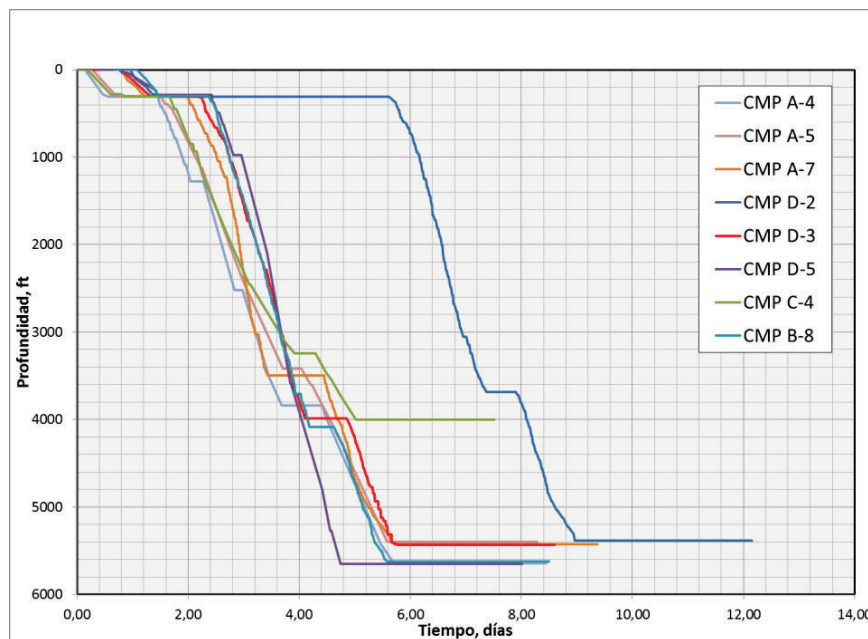
La figura 3.4 muestra que la perforación direccional, vertical (PERDIR y PERVER) y los viajes son las fases que conllevan más tiempo durante la perforación de la sección de 12 ¼”, sus tiempos promedio son 80, 35 y 50 horas respectivamente.

Con respecto a la sección de 12 ¼” su duración promedio se encuentra alrededor de 214 horas, su tiempo plano ocupa el 32% de la operación, con un promedio de 72 horas. Al igual que en la sección de 16” los tiempos más representativos caen en la corrida de revestidor y cementación, representado un 12 y 4% de los tiempos planos respectivamente.

3.1.2 CURVAS DE PROFUNDIDAD VS TIEMPO POR SECCIONES DE LOS POZOS DE REFERENCIA

La figura 3.5 muestra las curvas de Profundidad Vs. Tiempo de las secciones de 26” y 16”. La sección de 26” se reviste con revestidor de 20” a 300 pies de profundidad aproximadamente, buscando dar consistencia a la zona superficial del pozo. Sin embargo estudios de optimización de costos se están realizando para evitar la perforación de esta sección (26”) y sustituirla por un proceso de hincado de revestidor (20”), el cual representa ahorros en materiales y tiempo de taladro.

Figura 3.5 Profundidad Vs. Tiempo sección de 26” y 16”.

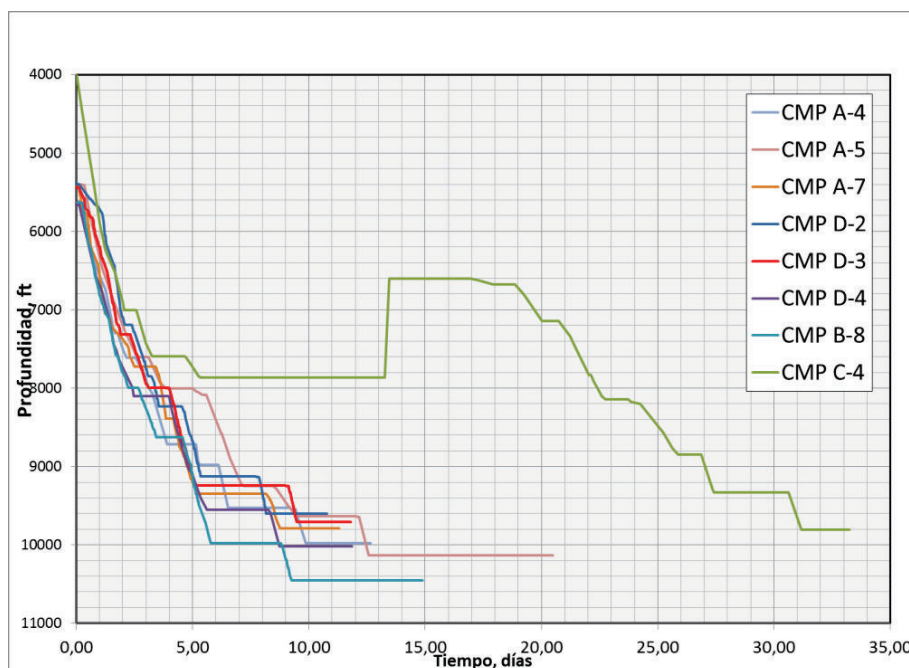


Fuente: GPWO – Pardaliseservices Elaborado por: Luis Pérez

La figura anterior indica que entre las secciones de 26" y 16" se tiene una duración promedio de 8.75 días.

La figura 3.6 muestra las curvas de Profundidad Vs. Tiempo de las secciones de 12 1/4" y 7". La sección de 12 1/4" se perfora hasta aproximadamente 9200 pies y se reviste con revestidor de 9 5/8", en esta sección se realiza un cambio de BHA a una profundidad de 8000 pies, antes de Basal Tena, con el objetivo de sumar el LWD en el BHA, y poder registrar la formación mencionada anteriormente, al ser éste un reservorio de crudo pesado en el campo.

Figura 3.6 Profundidad Vs. Tiempo sección de 12 1/4" y 7".



Fuente: GPWO – Pardaliseservices **Elaborado por:** Luis Pérez

Las curvas de avance muestran una duración total promedio de 13.14 días, en la construcción de las secciones de 12 1/4" y 7".

El pozo CMP C-4 es un caso en particular a los demás pozos en referencia, ya que este tuvo un problema de empaquetamiento y posterior sidetrack a una profundidad de 7800 pies aproximadamente, en los conglomerados. Las operaciones de pesca duraron alrededor de 8 días y cerca de 6 días la apertura de la ventana para el sidetrack. Entre la sección de 12 1/4" y 7" se tuvo un total de 33 días de operación.

3.2 PROBLEMAS OPERATIVOS DURANTE VIAJES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDAS DE REVESTIMIENTO POR SECCIÓN

Para la identificación de los problemas más concurrentes en los viajes de calibre, cambios de BHA y corridas de revestimiento, se han analizado en detalle todas las operaciones de los pozos vecinos a los de estudio.

3.2.1 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP D-4

El pozo CMP D-4 es un tipo “S” y se lo perforó en 4 secciones: conductora (revestidor de 20”), superficial (revestidor de 13 3/8”), intermedia (revestidor 9 5/8”) y productora (liner 7”).

La sección conductora se perforó hasta 290 pies, se realizó un viaje de calibración sin puntos apretados; la corrida del revestidor se la ejecutó sin ningún inconveniente como se muestra en la figura 3.7.

En la sección de 16” se perforó con un BHA fulcrum (build) hasta 5651 pies, no se hizo cambio de BHA ya que la sección termina en tangente, en aproximadamente 28°.

Se realizó un viaje de calibre hasta 1520 pies, teniendo puntos apretados (resueltos con circulación) y rimado en el viaje de salida, y de regreso a fondo se tuvo problemas de rimado, en la profundidades indicadas en la figura 3.7. En el viaje hacia superficie se tuvo puntos apretados en fondo que se los solucionó con circulación, también se tuvo arrastre (drag) antes de llegar al zapato de 20” que se los resolvió maniobrando la sarta. La corrida revestidor se la cumplió sin ningún inconveniente.

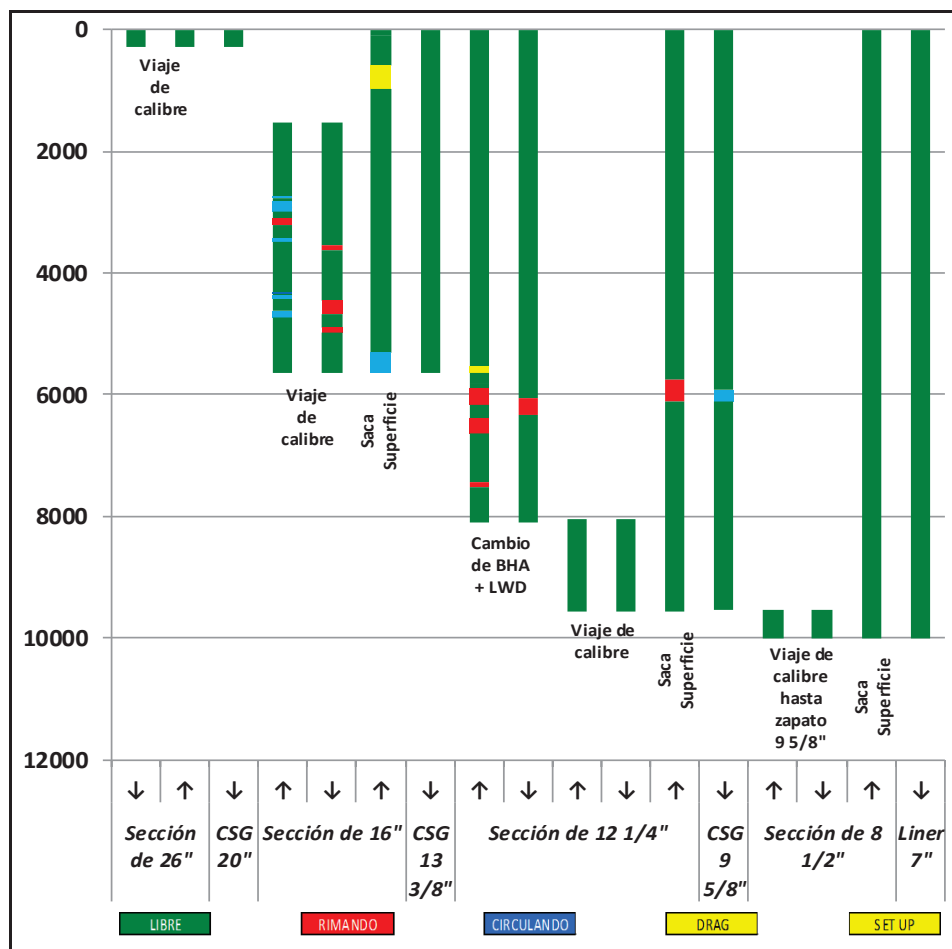
La sección de 12 ¼” se la perforó con inicialmente con un BHA pendular (drop) hasta 8100 pies, donde se tuvo 0° de inclinación, luego se hizo un cambio de BHA para incluir un LWD, ya que al ser BT un reservorio de interés en el Campo Libertador, se necesita tener registros eléctricos de esta zona, por este motivo se realiza cambio de BHA en todos los pozos.

En el viaje de cambio de BHA se tuvo problemas de rimado y puntos apretados, que se los liberó maniobrando la sarta. Estos problemas se presentaron en las lutitas localizadas entre Orteguzaza y Tiyuyacu. Ver Anexo XXX.

Se continuó perforando la sección hasta 9555 pies con un BHA empacado, y se realizó un viaje de calibre hasta 8100 pies, sin observar problemas. En el viaje a superficie se tuvo un intervalo con rimado. El revestidor se bajó sin novedad, a excepción del intervalo 6123'-5910', que se bajó con circulación, el mismo que en el viaje hacia superficie se rimó.

En la sección de 8 ½" se perforó hasta 10015 pies que es la profundidad total del pozo, en ésta realizó un viaje de calibre sin problemas y la corrida del liner fue limpia.

Figura 3.7 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP D-4.



Fuente: GPWO – Pardaliseservices Elaborado por: Luis Pérez

3.2.2 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP D-3

El CMP D-3 se perforó en cuatro secciones similares al pozo anterior, y es un tipo "S" también.

La sección de 26" se perforó hasta 309 pies, se ejecutó el viaje de calibre y corrida de revestidor sin ningún inconveniente.

Para la sección de 16", se la perforó con 2 BHA's, el primero fue un BHA fulcrum que llegó hasta 4000 pies, luego se cambió por un BHA pendular, en el viaje a fondo con ese BHA se tuvo problemas de arrastre y circulación, con éste se tumbó y se llegó hasta 5430 pies con un ángulo de 0°, se ejecutó un viaje de calibre hasta 2500 pies, donde se observó puntos apretados, resueltos con circulación.

En la corrida del revestidor no hubo inconveniente, en las últimas tres paradas se bajó con circulación para evitar problemas.

La sección de 12 ¼" se perforó con un BHA empacado hasta los 7500 pies, se realizó un viaje de calibre hasta la profundidad del zapato de 13 3/8", en el cual se evidenciaron problemas de arrastre, se continuó perforando hasta 8000 pies y se sacó a superficie para cambio de BHA, en el viaje se tuvo problemas de circulación. Estos problemas se presentaron en las lutitas presentes entre Orteguaza y Tiyuyacu. Ver Anexo XXXI.

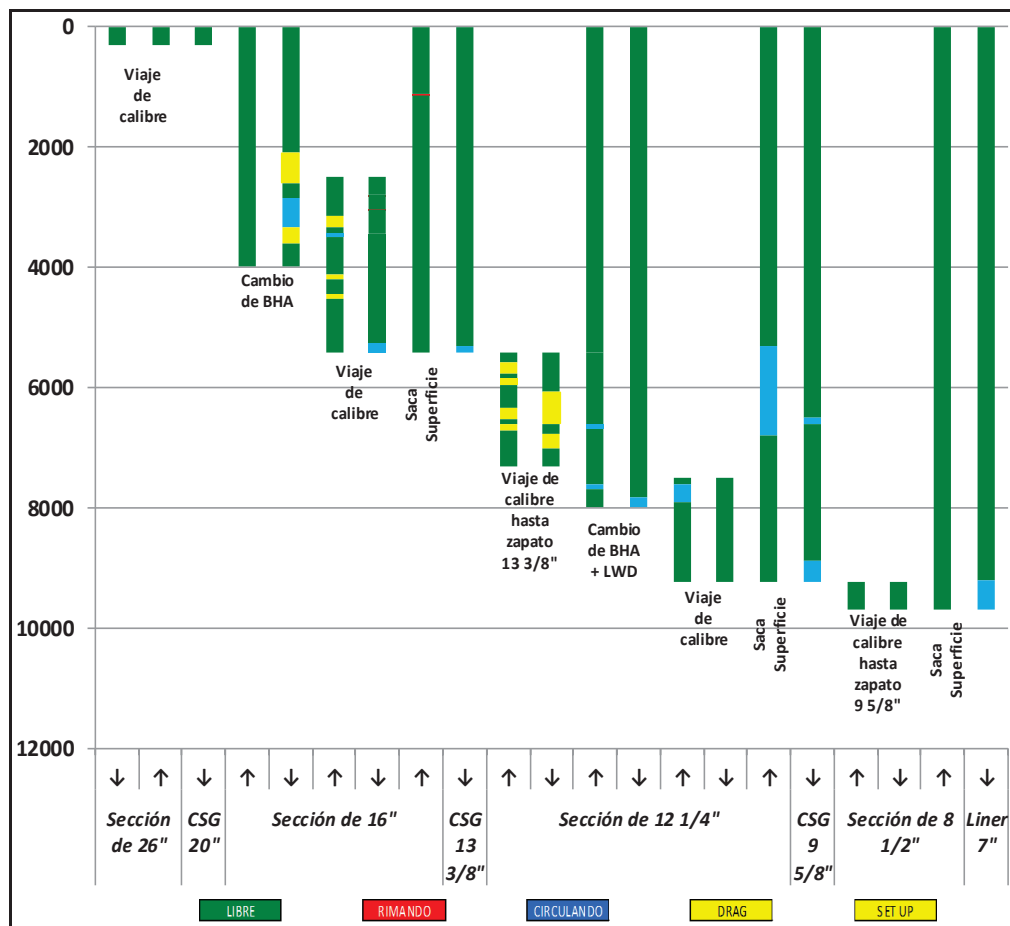
Se realizó cambio de BHA + LWD y se perforó hasta 9244 pies, se hizo un viaje de calibre hasta 8000 pies, teniendo problemas de circulación. Luego se sacó a superficie con el mismo problema. Este problema se presentó en el conglomerado inferior al momento del viaje de calibre. Ver Anexo XXXI.

En la corrida de revestidor se circuló en dos intervalos, en 6600'-6500' y el otro en los cuatro últimos tubos para no tener inconvenientes.

Luego se perforó con una broca de 8 ½" la última sección hasta 9708 pies, se realizó un viaje de calibre hasta el zapato de 9 5/8" sin novedad. En la corrida del liner se bajó con circulación desde el zapato de 9 5/8" hasta el fondo del pozo

para tener una buena limpieza y posteriormente una buena cementación en la zona de pago.

Figura 3.8 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP D-3.



Fuente: GPWO – Pardaliseservices Elaborado por: Luis Pérez

3.2.3 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP D-2

El CMP D-2 es un pozo tipo "S", perforado en 4 cuatro secciones similares a las anteriores.

La sección conductora (26") llegó hasta 305 pies, en la cual se realizó el viaje de calibre y corrida de revestidor, donde no se observaron problemas relevantes.

La sección de 16" se perforó con un BHA fulcrum hasta 3683 pies, luego se realizó un viaje a superficie para cambio de BHA, en el viaje de salida y de regreso a fondo se encontraron problemas arrastre y rimado respectivamente.

Se terminó de perforar la sección con un BHA pendular hasta 5382 pies, con éste BHA se realizó una maniobra de calibre hasta 2550 pies encontrando puntos apretados y rimados en el viaje. Al sacar a superficie la sarta, salió sin novedad. Este problema se presentó en las arcillolitas, durante la perforación se tuvo disminución de ROP y torque en el intervalo de 3200' – 3600'. Ver Anexo XXXII.

En la corrida de revestidor de 13 3/8" se encontró un pequeño intervalo con arrastre a una profundidad de 4000 pies, el mismo que se pasó maniobrando la sarta, a excepción de esa novedad el resto del viaje fue limpio.

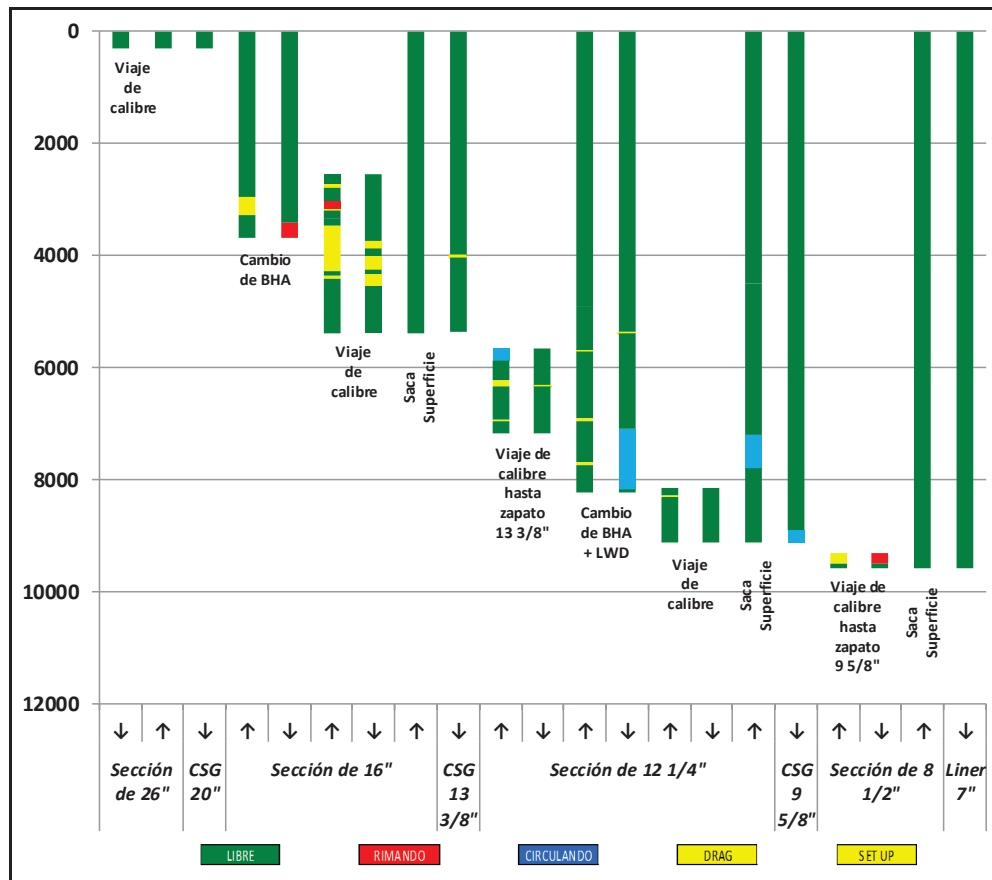
En la sección de 12 1/4" se perforó con un BHA empacado hasta 7320 pies, llegado a esta profundidad se realizó un viaje de calibre hasta 5653 pies, en el que se evidencian problemas de arrastre y circulación; con el mismo BHA se continúa perforando hasta 8230 pies, sacó BHA hasta superficie en maniobra de calibre, encontrando pequeños puntos apretados hasta aproximadamente 5000 pies, el resto del viaje salió libre. Estos problemas se presentaron en las lutitas que se encuentran entre Orteguaza y Tiyuyacu.

Se realizó cambio de BHA + LWD y se bajó hasta 8230 pies, circulando los últimos 1000 pies por puntos apretados. Continúa perforando hasta 9128 pies, realizó viaje de calibre hasta 8230 pies sin novedad. Realizó viaje a superficie sin problemas relevantes, excepto en el intervalo de 7800'-7200' que se sacó circulando y maniobrando la sarta. Estos problemas se presentaron en el conglomerado intermedio y la Caliza A. Ver Anexo XXXIII.

En la corrida de revestidor se bajó sin inconvenientes, se circuló en las últimas cuatro paradas por precaución.

En la última sección se perforó hasta 9602', al realizar el viaje de calibre hasta el zapato de 9 5/8", se encontró con problemas de arrastre y rimado en los viajes de salida y regreso a fondo respectivamente, en el mismo intervalo. En el viaje a superficie no se mostraron puntos apretados. En la entubada no se evidenció problemas durante la corrida del revestidor.

Figura 3.9 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP D-2.



Fuente: GPWO – Pardaliseservices Elaborado por: Luis Pérez

3.2.4 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP A-4

El CMP A-4 se perforó con cuatro secciones de las mismas características que las anteriores.

La sección de 26" se perforó hasta 306", en el viaje de calibre y corrida de revestidor no se observó anomalías operativas.

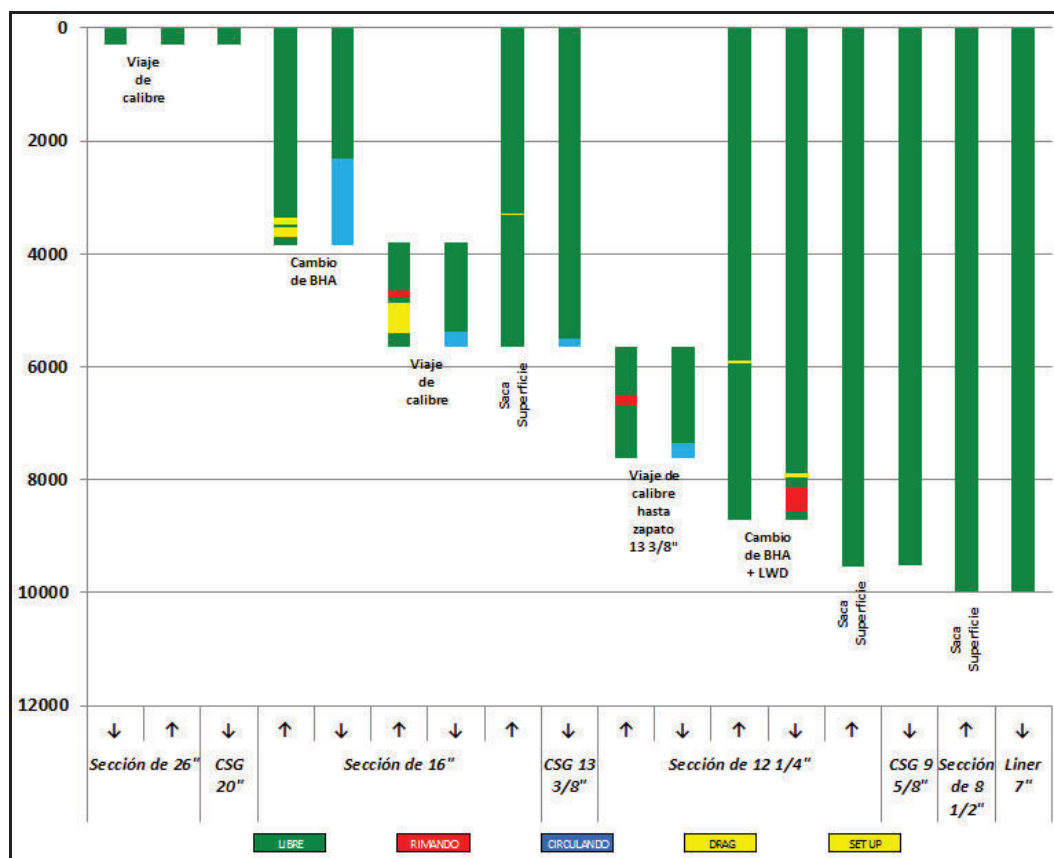
Al ser un pozo tipo "S" y al no tener una sección vertical de gran distancia, la profundidad total de la sección de 16" termina en 0°, lo que conllevó a utilizar un BHA fulcrum hasta los 3841 pies, que es el final de la tangente antes de comenzar a tumbar la sección. Se realizó un viaje a superficie para realizar cambio de BHA, encontrando puntos apretados a una profundidad de 3800 pies aproximadamente. Regresando a fondo con el BHA pendular bajó circulando los últimos 1500 pies aproximadamente, con éste se perforó hasta 5640 pies. Realizó

un viaje de calibre hasta 3841 pies, hallando problemas de arrastre, rimado y circulación. En el viaje hacia a superficie y corrida de revestidor no se encontraron problemas relevantes.

En la sección de 12 ¼" se perforó con un BHA empacado hasta 7615 pies, realizó un viaje de calibre hasta el zapato de 13 3/8", encontrándose con problemas de rimado y circulación. Continúa perforando hasta 8720 pies, hizo viaje a superficie para cambio de BHA sin inconvenientes importantes, bajó BHA +LWD rimando los últimos pies antes de llegar a la profundidad anterior. Perfora hasta 9530 pies, ejecutó viaje a superficie y corrida de revestidor de 9 5/8" sin novedad. Estos problemas se presentaron en el conglomerado superior en inferior. Ver Anexo XXXV.

La sección de 8 ½" se perforó hasta 9975 pies, no se realizó viaje de calibre, en el viaje a superficie y corrida de revestidor no se presentaron inconvenientes.

Figura 3.10 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP A-4.



Fuente: GPWO – Pardaliseservices Elaborado por: Luis Pérez

3.2.5 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP A-7

El CMP A-7 es un pozo tipo "S", perforado en cuatro secciones, éstas son de las mismas características que las anteriores.

La sección de 26" se perforó hasta 306', en el viaje de calibre y corrida de revestidor se las realizó sin ningún inconveniente.

Para la sección de 16" se perforó con un BHA fulcrum hasta 3497 pies, luego se realiza un viaje de calibra hasta superficie con el propósito de realizar el cambio de BHA a pendular, en el viaje hacia superficie se encontró problemas de arrastre, mientras que en el viaje a fondo no se tuvo ningún problema, pero se bajó circulando las últimas paradas por precaución.

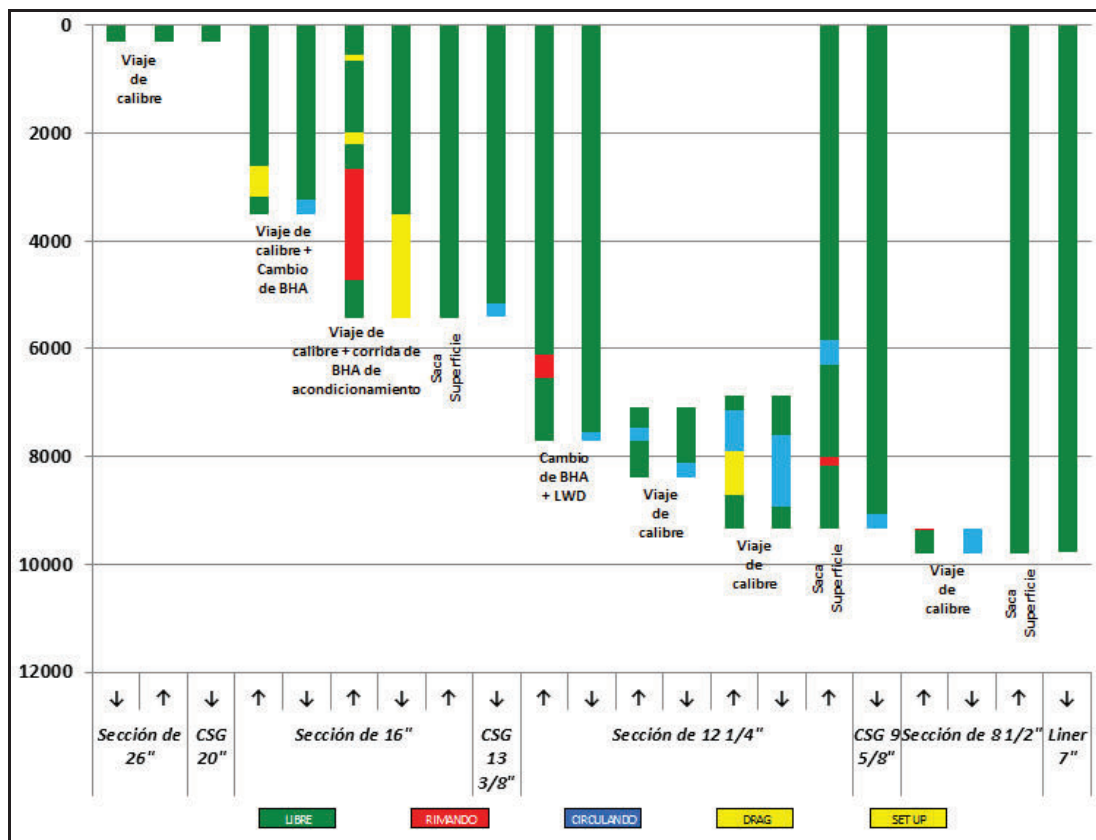
Con le BHA pendular se perforó hasta 5423 pies, siendo esta la profundidad total de la sección, se hizo un viaje a superficie encontrando un problema de rimado en el intervalo de 4713' -3327', además de inconvenientes de arrastre. Al tener un intervalo considerable con rimado se decidió bajar un BHA de acondicionamiento hasta la profundidad total de la sección, se tuvo arrastre desde 3500 pies hasta PT de la sección. El viaje a superficie fue limpio, así como también la corrida de revestidor.

En la sección intermedia se perforó con un BHA empacado hasta 7722 pies, se sacó a superficie para cambio de BHA en maniobra de calibre, en el intervalo de 6555' - 6100' se tuvo un problema de rimado, el resto del viaje salió limpio. En el viaje hacia fondo no se encontró problemas relevantes. Este problema se presentó en la entrada al conglomerado superior. Ver Anexo XXXVI.

Con el BHA + LWD se perforó hasta 8387 pies, se realizó un viaje de calibre hasta 6880 pies, teniendo problemas de circulación. Con el mismo BHA se llegó a la profundidad total 9345 pies, teniendo problemas de arrastre y circulación en el viaje de calibre. En la carrera a superficie se tuvo intervalos con circulación y rimado. Con respecto a la corrida de revestidor no se tuvo inconvenientes mayores. Estos problemas se presentaron entre el conglomerado intermedio e inferior. Ver Anexo XXXVI.

En la sección de 8 1/2" se tuvo problemas de circulación y rimado en el viaje de calibre desde 9788' hasta 9336'. En cuanto el viaje a superficie y la entubada con liner de 7" no se tuvo ningún tipo de inconveniente.

Figura 3.11 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP A-7.



Fuente: GPWO – Pardaliseservices Elaborado por: Luis Pérez

3.2.6 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP A-5

El CMP A-5 es un pozo tipo "J" modificado, que se perforó en 4 secciones similares a los pozos tipos "S".

La sección conductora de 26" se perforó hasta 300 pies, en los que se realizó el viaje de calibre y corrida de revestidor sin novedades.

La sección superficial se perforó inicialmente con un BHA fulcrum hasta 3420 pies, en el que se realizó un viaje en maniobra de calibre para cambio de BHA, sin novedad mayor. Para continuar hasta la PT de la sección de 16" se bajó un BHA pendular y se perforó hasta 5400 pies, se hizo un viaje de calibre hasta 2930 pies,

en los que se encontró con problemas de arrastres y circulación; en el viaje hacia superficie tuvo arrastre en el intervalo de 5277' – 4553' y un intervalo menor con problemas de rimado, el resto del viaje fue limpio. Con respecto a la corrida de revestidor se lo corrió sin novedad, en la últimas paradas se bajó circulando para no tener inconvenientes con el revestidor.

Para la sección de 12 ¼" se perforó con pozo pendular hasta 7600 pies, en el que se realizó un viaje de calibre hasta el zapato de 13 3/8" teniendo problemas de arrastre y circulación, con el mismo BHA se continuó perforando hasta 8005 pies, se hizo un viaje a superficie para adicionar el LWD en el BHA, en el viaje a superficie salió limpio, al igual que le viaje a fondo, por seguridad se bajó circulando las últimas paradas.

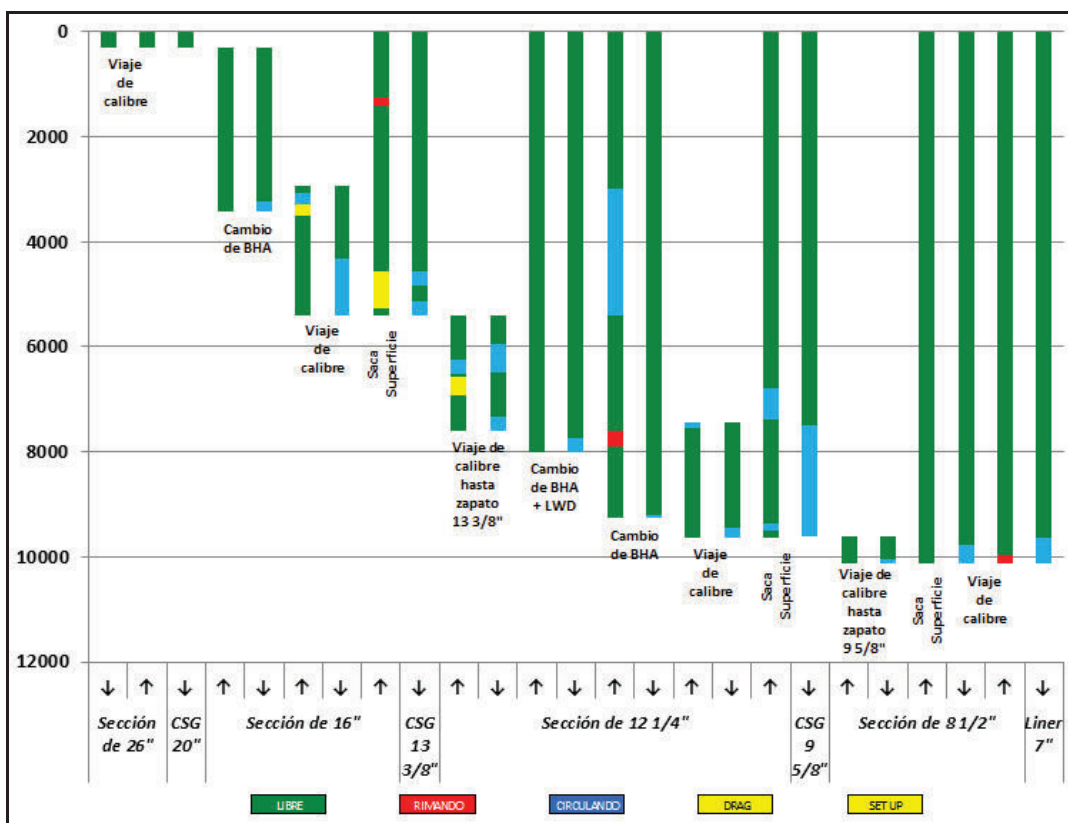
Con el BHA + LWD se perforó hasta 9250 pies, se ejecutó un viaje a superficie para cambio de BHA por baja rata de penetración, el viaje salió con problemas de rimado y de circulación en el intervalo de 5396' - 3000'. El problemas se presentó en el conglomerado inferior y la circulación se la realizó desde el conglomerado intermedio hasta Orteguzaza. Ver Anexo XXXVII.

Se desarmó el BHA + LWD y se evidenció gran desgaste en la broca de 12 ¼" PDC, se armó nuevamente BHA +LWD y se regresó a fondo, el viaje fue limpio, se circuló las tres últimas paradas para no tener inconvenientes.

Con el segundo BHA +LWD se continuó perforando hasta 9635 pies, siendo ésta a PT de la sección, se realizó un viaje de calibre hasta 7450 pies, el mismo que no tuvo inconvenientes mayores, más que pequeños intervalos que se los resolvió con circulación. Se sacó el BHA a superficie por con problemas de circulación en 7500 pies. En la corrida de revestidor se tuvo problemas de circulación desde 7500 pies hasta 9632 pies.

Para la sección de 8 ½" se perforó hasta 10131 pies, se hizo un viaje de calibre hasta el zapato de la sección anterior sin problema. Se sacó el BHA hasta superficie limpio. Se decide correr una viaje de calibración hasta PT por pesca de registros eléctricos, se realiza este viaje teniendo problemas de circulación y rimado. En la corrida del liner se bajó sin problemas mayores, pero se circuló desde 9635 pies por seguridad y para tener una buena limpieza del pozo.

Figura 3.12 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP A-5.



Fuente: GPWO – Pardaliseservices Elaborado por: Luis Pérez

3.2.7 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP B-8

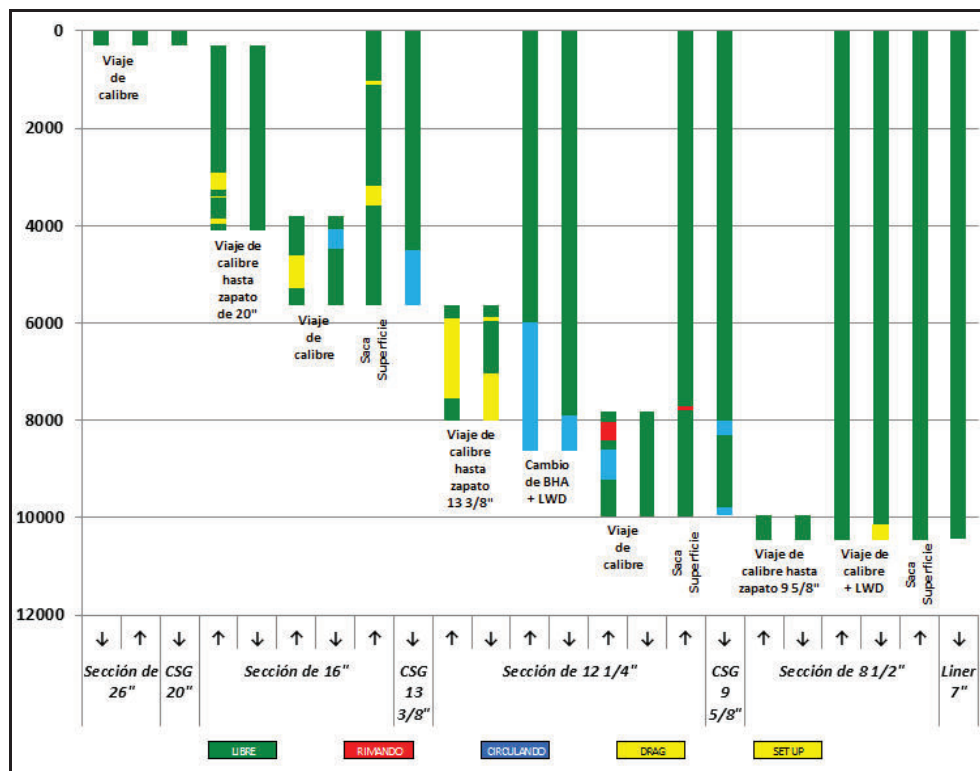
El CMP B-8 al igual que el pozo anterior es un tipo "J", perforado en 4 secciones. La sección de 26" se perforó hasta 303 pies, se realizó un viaje de calibre y corrida de revestidor sin ningún problema.

Para la sección superficial se perforó con un BHA fulcrum hasta 4087 pies, se ejecutó un viaje de calibre hasta el zapato de 20", teniendo problemas de arrastre en el viaje de salida, el viaje de fondo se lo hizo sin inconvenientes. Con el mismo BHA se perforó hasta 5625 pies (PT de la sección), se hizo un viaje de calibre hasta 3784 pies, teniendo problemas de arrastre y circulación. Se sacó BHA hasta superficie teniendo intervalos con arrastre. La corrida de revestidor se bajó con circulación desde 4500 pies hasta el fondo por arrastre. Los problemas presentes en esta sección ocurrieron en arcillolita. Ver Anexo XXXVIII.

En la sección de 12 ¼" se perforó hasta 8000 pies, se hizo un viaje de calibre hasta el zapato de 13 3/8", encontrando problemas de arrastre; con el mismo BHA se siguió perforando hasta 8624 pies, se sacó BHA hasta superficie con problemas de circulación desde fondo hasta 6000 pies. Armó BHA + LWD y se bajó hasta 8624 pies circulando desde 7900 pies, se perforó hasta 9975 pies (PT de la sección), se ejecutó viaje de calibre hasta 7900 pies teniendo problemas de circulación y arrastre, se realizó viaje hacia superficie teniendo un pequeño intervalo de rimado a 7900 pies. La corrida de revestidor se bajó con circulación a la profundidad anterior y en las últimas paradas por seguridad. El rimado se dio en el conglomerado intermedio, se circuló toda sección en los viajes y el arrastre se dio desde el conglomerado intermedio hasta Orteguaza. Ver Anexo XXXIX.

Para la última sección se perforó con broca PDC de 8 ½" hasta 10450 pies, ejecutó un viaje de calibre hasta zapato anterior sin novedad, hizo un viaje de calibre con BHA de acondicionamiento por pesca de registros eléctricos, el viaje se realizó con arrastre. La corrida de liner se realizó sin problemas.

Figura 3.13 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP B-8.



Fuente: GPWO – Pardaliseservices Elaborado por: Luis Pérez

3.2.8 ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE CALIBRACIÓN, CAMBIOS DE BHA Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO DEL POZO CMP C-4

El pozo CMP C-4 es un pozo tipo "J" modificado, se perforó al igual que los demás pozos en cuatro secciones.

La sección conductora se perforó hasta 306 pies, realizó el viaje de calibre y corrida de revestidor sin novedad.

Para la sección de 16" se perforó hasta 3244 pies, realizó viaje de calibre hasta zapato de 20", teniendo problemas de arrastre, rimado y circulación; se continuó perforando hasta 4000 pies y se saca a superficie con problemas de arrastre. En la corrida de revestidor no se tuvo inconvenientes. Estos problemas se presentaron en formaciones de arcillolita. Ver Anexo XL.

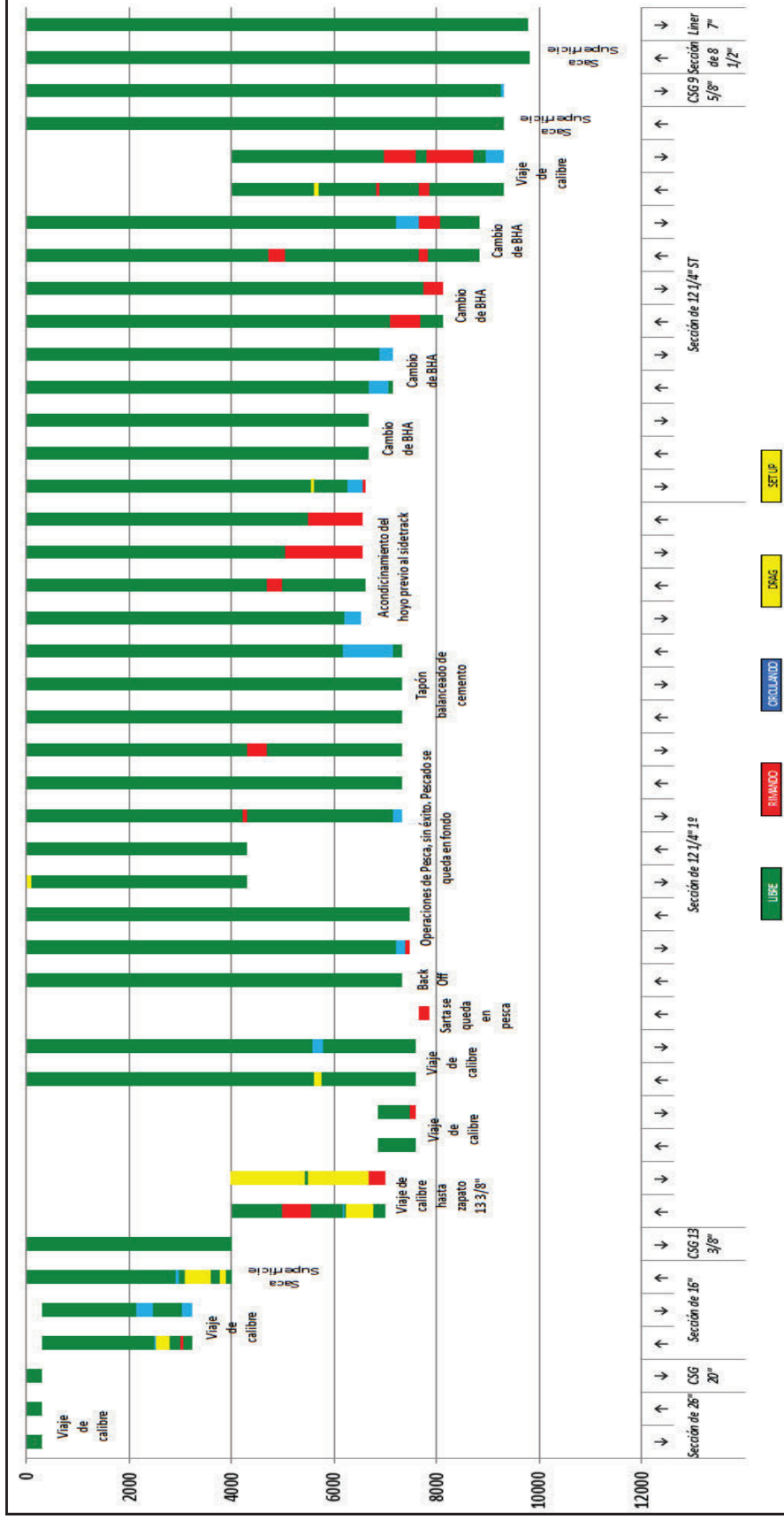
En sección intermedia se perforó hasta 7000 pies, se realizó un viaje de calibre hasta zapato de 13 3/8" teniendo problemas de rimado y arrastre en todo el intervalo, se continuó perforando hasta 7595 pies y se realizó un viaje de calibre hasta 7000 pies sin inconvenientes, por baja ROP se decidió realizar viaje de calibre hasta superficie, sin inconvenientes mayores. Se continuó perforando hasta 7862 pies donde sarta se empaqueta y se queda en pesca, se realizó back off y operaciones de pesca, sin éxito. Se decidió realizar sidetrack a una profundidad de 7325 pies, con éxito. Estos problemas se presentaron en Orteguaza, conglomerado inferior y conglomerado Basal. Ver Anexo XLI.

Se continuó perforando sección de 12 1/4" hasta 8851 pies realizando cuatro cambios de BHA y densificando el fluido de perforación en cada cambio de BHA, encontrándose con problemas de arrastre entre 7000 y 8000 pies principalmente. Continuó perforando hasta 9327 pies, ejecutó viaje de calibre hasta 4000 pies encontrándose con problemas de circulación y arrastre. Se sacó BHA a superficie sin inconvenientes.

La corrida de revestidor se bajó sin tener puntos apretados, en los 4 últimos tubos se bajó con circulación por precaución y para tener una buena limpieza del pozo.

Para la sección de 8 1/2" se perforó hasta 9810 pies, se sacó a superficie sin problemas, así como también la corrida del liner.

Figura 3.14 Operaciones de calibración, cambios de BHA y corrida de revestidor CMP C-4.



Fuente: GPWO – Pardalisesvices Elaborado por: Luis Pérez

En síntesis los problemas más comunes presentados en los viajes de calibre, cambios de BHA y corrida de revestidor por cada sección son los siguientes:

Sección de 26”:

- No existen problema en la sección conductora, los viajes de calibración y corrida de revestidor se las realiza sin novedades.

Sección de 16”:

- Por lo general en los pozos tipos “S” se realiza cambio de BHA para poder construir o tumbar la sección, llevando a realizar viajes a superficie que conllevan más tiempo.
- Se realiza de 1 a 2 viajes de calibración.
- En los viajes de calibración se evidencian problemas de arrastre, circulación y rimado.
- En la corrida de revestidor se evidencia puntos apretados durante su corrida, los cuales son resueltos con circulación.

Sección de 12 1/4”:

- Se realiza de 2 a 3 viajes de calibración.
- En los viajes de calibración se evidencian problemas de arrastre, circulación y rimado.
- En los conglomerados se tiene problemas de hinchamiento de arcillas, lo que puede generar una pega de la sarta de perforación.
- En las zonas de lutitas se evidencian problemas de grietas.
- Los conglomerados al ser abrasivos, se los perfora con parámetros controlados, lo que hace que la ROP se disminuya.
- Basal Tena al ser un reservorio del campo Libertador, se debe tener registros eléctricos a hueco abierto, por lo que se debe cambiar el BHA para implementar la herramienta de LWD y registrar mientras se continua

con la perforación, esta actividad hace que los tiempos aumenten considerablemente.

- En la corrida de revestidor se evidencia puntos apretados durante su corrida, los cuales son resueltos con circulación.

Sección de 8 ½”:

- En pocos pozos se evidencia problemas de arrastre y rimado.
- En los pozos tipos “J” se tiene problemas de pesca de la herramientas de registros eléctricos, lo que obliga a luego de esto se baje un BHA de acondicionamiento.

3.3 COSTOS DE PERFORACIÓN POR SECCIÓN DE LOS POZOS DE REFERENCIA

Los costos de los pozos de referencia perforados en las secciones objeto de estudio fueron:

Tabla 3.1 Costos detallados de perforación de pozos en referencia.

Costos	Detalle / Pozo	CMP A-4	CMP A-5	CMP A-7	CMP D-2	CMP D-3	CMP D-4	CMP B-8	CMP C-4
Intangibles	DTM	\$ 515.000	\$ 515.000	\$ 511.000	\$ 510.000	\$ 515.000	\$ 420.000	\$ 1.125.000	\$ 515.000
	Superv. y viáticos	\$ 116.000	\$ 117.000	\$ 60.000	\$ 72.000	\$ 89.000	\$ 64.000	\$ 28.000	\$ 197.000
	Taladro	\$ 862.000	\$ 1.068.000	\$ 704.000	\$ 783.000	\$ 715.000	\$ 676.000	\$ 823.000	\$ 1.467.000
	Combustible	\$ 192.000	\$ 278.000	\$ 192.000	\$ 236.000	\$ 208.000	\$ 61.000	\$ 190.000	\$ 448.000
	Catering	\$ 24.000	\$ 41.000	\$ 44.000	\$ 23.000	\$ 32.000	\$ 21.000	\$ 27.000	\$ 35.000
	Cementación	\$ 349.000	\$ 345.000	\$ 418.000	\$ 402.000	\$ 390.000	\$ 371.000	\$ 395.000	\$ 540.000
	Perfilaje	\$ 226.000	\$ 112.000	\$ 227.000	\$ 130.000	\$ 218.000	\$ 120.000	\$ 120.000	\$ 120.000
	Direccional	\$ 454.000	\$ 447.000	\$ 454.000	\$ 445.000	\$ 472.000	\$ 514.000	\$ 519.000	\$ 855.000
	Fluidos de Perforación	\$ 400.000	\$ 359.000	\$ 266.000	\$ 279.000	\$ 258.000	\$ 276.000	\$ 319.000	\$ 511.000
	Entubamiento - serv	\$ 32.000	\$ 90.000	\$ 39.000	\$ 31.000	\$ 39.000	\$ 37.000	\$ 38.000	\$ 90.000
	Transp. De cargas líquidas	\$ 70.000	\$ 95.000	\$ 33.000	\$ 34.000	\$ 22.000	\$ 5.550	\$ 45.000	\$ 52.000
	Brocas	\$ 148.500	\$ 142.000	\$ 142.000	\$ 202.000	\$ 142.000	\$ 135.000	\$ 142.000	\$ 278.000
	Control geológico	\$ 60.000	\$ 71.000	\$ 41.000	\$ 57.000	\$ 35.000	\$ 36.000	\$ 58.000	\$ 92.000
Varios	\$ 324.000	\$ 199.000	\$ 270.000	\$ 227.000	\$ 250.000	\$ 71.000	\$ 298.000	\$ 390.000	
Tangibles	Casing	\$ 1.081.000	\$ 960.000	\$ 904.000	\$ 1.034.000	\$ 914.000	\$ 800.000	\$ 932.000	\$ 925.000
	Cabeza colgadora	\$ 82.000	\$ 65.000	\$ 66.000	\$ 56.000	\$ 59.000	\$ 60.000	\$ 48.000	\$ 65.000
	Colgador de liner	\$ 82.000	\$ 87.000	\$ 91.000	\$ 91.000	\$ 91.000	\$ 88.000	\$ 90.000	\$ 87.000
	Costo Total	\$ 5.017.500	\$ 4.991.000	\$ 4.462.000	\$ 4.612.000	\$ 4.449.000	\$ 3.755.550	\$ 5.197.000	\$ 6.667.000

Fuente: GPWO – Pardalisedservices **Elaborado por:** Luis Pérez

En la tabla 3.1 se observa que el costo promedio de perforación de un pozo es de \$ 4.6 MM, a excepción del pozo CMP C-4 que fue una operación no rutinaria (sidetrack). Estos costos no incluyen Locación, facilidades de producción asociadas ni terminación del pozo.

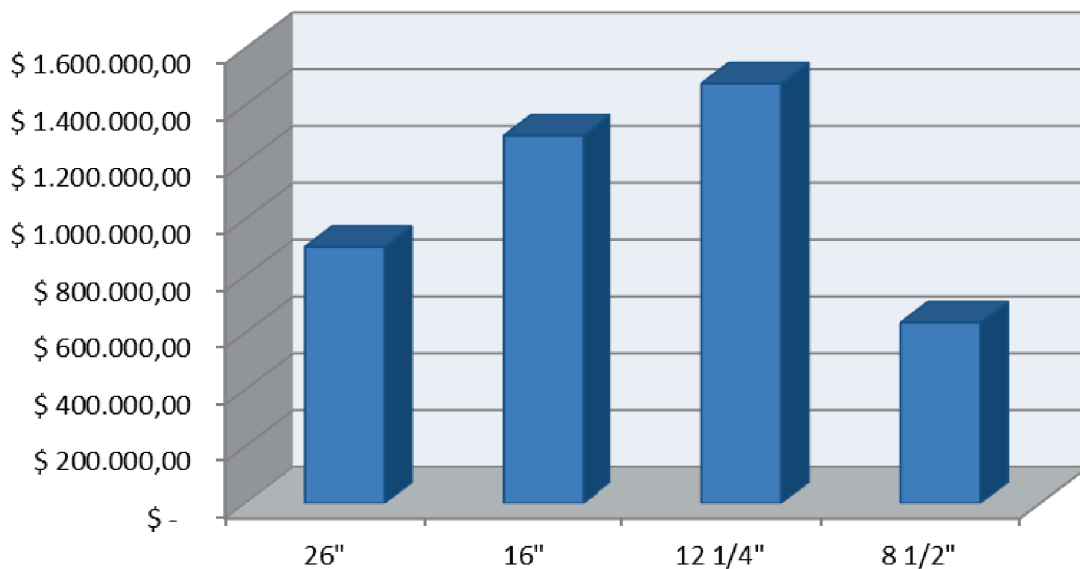
Para conocer el costo de la perforación por secciones, se presenta la Figura 3.15.

En la sección de 26" se invierte alrededor de \$ 902 M, de los cuales el 67.3 % es el monto que cubre la locación y el cellar del pozo, o sea la perforación, entubación, cementación tiene un costo aproximado de \$ 295 M.

En cuanto a las secciones de 16" y 12 1/4" son las secciones con mayor costo de la perforación total de un pozo, siendo el 30% y 34% del costo total respectivamente.

La sección de 7" cubre un 15% del costo total, en el que se incluye el cabezal.

Figura 3.15 Costos de perforación por secciones.

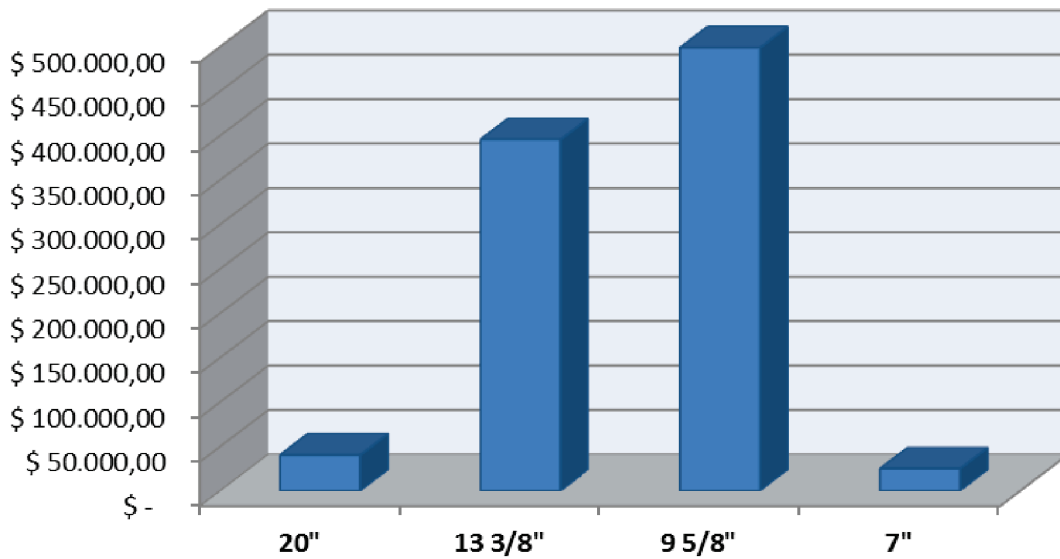


Fuente: GPWO – Pardaliseservices **Elaborado por:** Luis Pérez

En la Figura 3.16 se detallan los costos de revestidores por secciones, el monto total de las cuatro secciones asciende a \$ 1 MM, representando un 22 % del costo total de la perforación de un pozo, siendo así el monto más alto.

Los revestidores de 13 3/8" y 9 5/8" cubren un 93% del costo total del revestidor, esto se debe a que las éstas son las secciones con mayor longitud en el pozo. En cuanto a las secciones de 20" y 7" representan un costo acumulado de \$ 65 M.

Figura 3.16 Costos de revestidor por secciones.

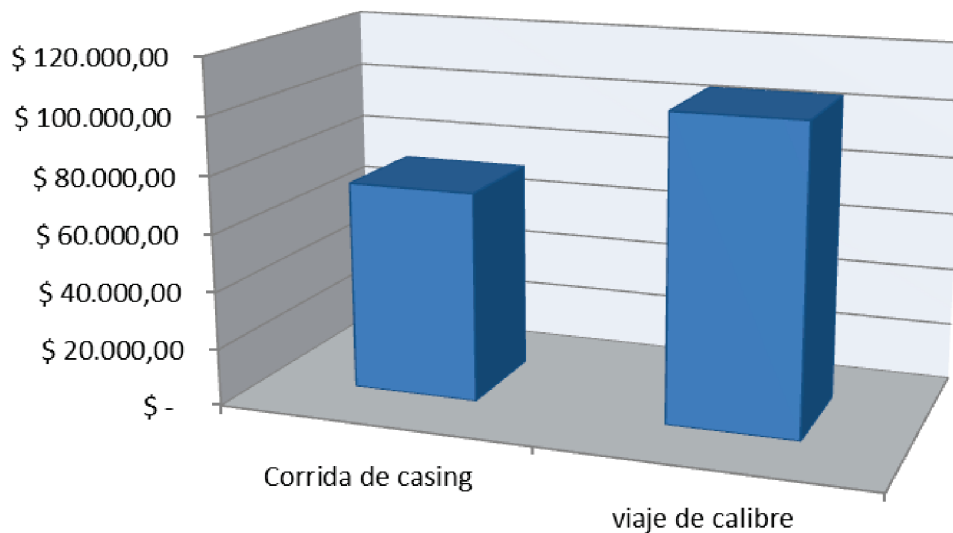


Fuente: GPWO – Pardaliseservices **Elaborado por:** Luis Pérez

Los costos de corrida de revestidor y viajes de calibre son montos importantes que se detallan en la Figura 3.17.

La corrida de revestidor y viaje de calibre tienen un costo de \$ 73 M y \$ 106 M respectivamente.

Figura 3. 17 Costos de operación / día.



Fuente: GPWO – Pardaliseservices **Elaborado por:** Luis Pérez

Con respecto a la corrida de revestidor, el monto más alto de éste está asociado a los días de equipo, 32 MUSD/día, seguido por los costos de fluidos de perforación y control de sólidos, 23 MUSD/día. Para visualizar el detalle de los costos de la corrida de revestidor, ve el Anexo XV.

En el viaje de calibre en monto del Taladro y el servicio direccional son los más altos en la operación, representando un 54 % del costo total. Ver Anexo XVI.

En conclusión para la sección de 16" la corrida de revestidor y la cementación representan un 6 y 7% respectivamente del costo total de la perforación, en cuanto a la sección de 12 ¼" indican un porcentaje de 7 y 9 % respectivamente.

La sección de 7" tiene los porcentajes más altos, con un 12 y 18% respectivamente, esto es porque la sección es la de menor costo del pozo.

CAPÍTULO IV

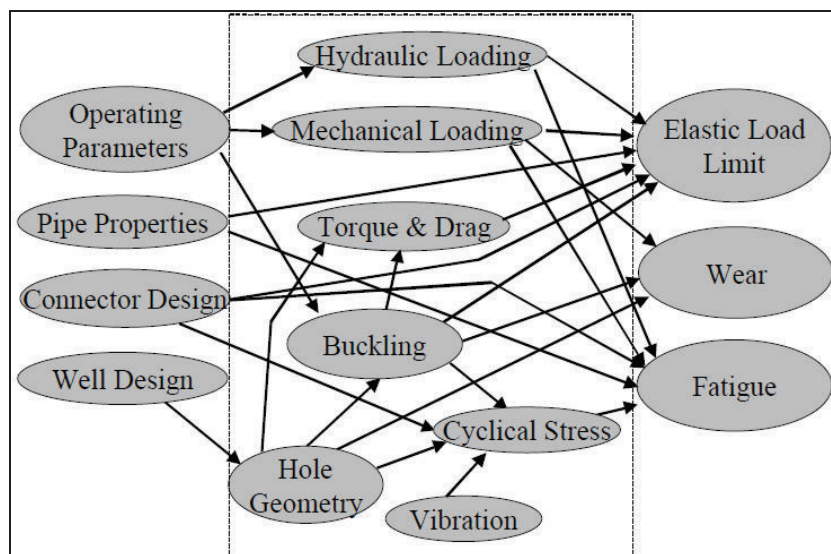
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA CASING-DRILLING CON LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL.

4.1 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE CASING DRILLING

En el casing drilling, las consideraciones tales como: estabilidad del hoyo, control del pozo, profundidades de asentamiento del revestidor, planificación direccional, y la selección de la broca son tomados en cuenta de la misma forma que en la perforación convencional.

El revestidor es el más afectado durante la perforación, las cargas elásticas, fatiga y desgaste son las principales razones por las que se ve comprometida la integridad del revestidor. En la figura 4.1 se muestra como estas razones se relacionan con las que los operadores tienen el control.

Figura 4.1 Interactions affecting revestidor integrity for Casing drilling applications.



Fuente: Casing drilling Application Design Considerations

Existen tres consideraciones en el casing drilling que se analizan de forma diferente que en la perforación convencional, estas son: pandeo (Buckling), fatiga y la hidráulica. [18]

4.1.1 PANDEO (BUCKLING)

El Pandeo es una falla en la estabilidad del revestidor. Sus principales complicaciones son:

- Dificultad para correr herramientas por el interior del revestidor.
- Mayor desgaste por contacto con la barra de sondeo.
- Falla por superación del límite de fluencia del material.

Los factores que incrementan el pandeo de la columna de revestidor son:

- Incremento de la presión interna.
- Cambios en la temperatura.
- Incremento de la fuerza compresiva.
- Presencia de “cavernas” en el pozo. [19]

Las operaciones que pueden ayudar a evitar el pandeo de la columna son:

- Aplicar una fuerza extra de tensión cuando se “cuelga” el revestidor.
- Incrementar anillo de cemento.
- Mantener la presión interna en el revestidor mientras fragua el cemento.

4.1.1.1 Ecuaciones fundamentales del Pandeo

El pandeo está definido por la fuerza efectiva de pandeo (F_{eff}), que a su vez se define para un pozo vertical por:

Ecuación 4.1 Fuerza Efectiva de Pandeo (F_{eff})

$$F_{eff} = F_t + F_p \quad (4.1)$$

Dónde:

F_t : Fuerza axial de tensión en el punto de interés

F_p : Efecto adicional ocasionado por la presión (Fuerza ficticia)

La fuerza efectiva de pandeo influenciada por las presiones internas y externas se define por:

Ecuación 4.2 Fuerza Efectiva de Pandeo en función de P_{int} y P_{ext} .

$$F_{eff} = Ft + A_o P_o - A_i P_i \quad (4.2)$$

Dónde:

A_o = Área correspondiente al diámetro externo del tubo (pulg)

P_o = Presión externa (psi)

A_i = Área correspondiente al diámetro interno del tubo (pulg)

P_i = Presión interna (psi)

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

- **$F_{eff} < 0$** → Existe Pandeo
- **$F_{eff} = 0$** → Punto Neutro
- **$F_{eff} > 0$** → Estable

Otra forma de evaluar la tendencia al Pandeo es mediante la Expresión de Lubinsky, que compara el análisis de la Fuerza efectiva de Pandeo (F_{eff}) y la Fuerza crítica de Pandeo (F_{crit}). La F_{crit} se puede calcular como:

Ecuación 4.3 Fuerza Crítica de Pandeo

$$F_{crit} = -3.5 \left(EI w^2 \right)^{\frac{1}{3}} \quad (4.3)$$

Dónde:

E = Módulo de Elasticidad, psi

I = Momento de Inercia, pulg⁴

w = peso efectivo del tubo, lb/in = $p_{st} A_p + p_i A_i - p_o A_o$

Entonces al comparar la F_{eff} con F_{crit} se tiene que:

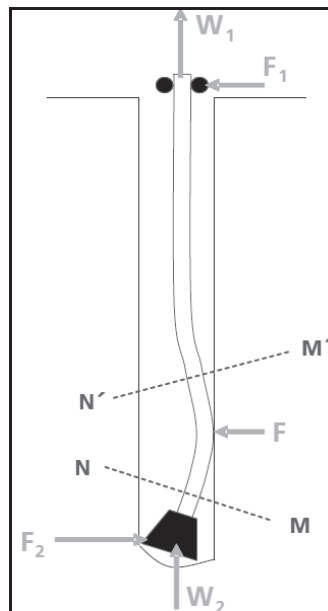
- **$F_{eff} > F_{crit}$** en toda la sección s/cemento → No hay pandeo
- **$F_{eff} > F_{crit}$** (superficie) y **$F_{eff} < F_{crit}$** (fondo) → Pandeo parcial

- $F_{eff} < F_{crit}$ (en toda la sección s/cemento) → Pandeo total
- $F_{eff} = 0$ → Punto neutro para Pandeo

4.1.1.2 Principales fuerzas actuantes en el Pandeo

En la figura 4.2 se muestran todas las fuerzas que se encuentran presentes en una sarta de revestidor que es sometida al efecto de pandeo:

Figura 4.2 Diagrama de fuerzas de una sarta de revestidor con Pandeo



Fuente: Seminario de Diseño de pozos

Dónde:

W_1 = Fuerza de reacción en el elevador.

W_2 = Componente vertical de la reacción en el fondo del pozo (“WOB”).

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

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

F = Reacción de la pared del pozo sobre la columna.

Existen 2 fuerzas presentes que no se incluyen en el dibujo:

- Peso de la columna y la flotación.

4.1.1.3 Pandeo en el casing drilling

A diferencia de la perforación convencional en el casing drilling no se utilizan drill collars para brindar peso a la broca, por tal motivo la parte inferior del revestidor se verá afectada por esfuerzos compresivos antes que el buckling haga efecto. “El pandeo ocurrirá cuando el esfuerzo compresivo y la geometría agujero- revestidor generen un momento de pandeo donde el revestidor comienza a ser inestable.” [18]

Una vez que el revestidor se pandea, no tiene la capacidad de soportar esfuerzos compresivos sin un soporte lateral, pero esto no quiere decir que pueda existir una falla estructural. Si el revestidor llegara a pandearse se debe tener precaución especial en el desgaste del mismo ocasionado por las fuerzas de contacto con el hoyo y con el incremento de las vibraciones laterales debido a la curvatura del revestidor.

El pandeo en diámetros de revestidores grandes no se puede considerar como un problema importante, ya que el espacio anular generado entre el revestidor y el hoyo es pequeño, ayudando a mitigar el pandeo y manteniendo los niveles de esfuerzos relativamente bajos. Esto no pasa con los revestidores de diámetro menor, como por ejemplo un revestidor de 7” con inclinaciones menores a 5°, el efecto de pandeo y los niveles de esfuerzos son mucho más altos. Por tal motivo es importante determinar el punto más propenso en el cual el revestidor va a sufrir pandeo mediante simulaciones en software. Ver ANEXO XVIII.

La figura 4.3 muestra dos planos de la desviación del revestidor, calculado con un modelo de elementos finitos. Este ejemplo indica que un WOB de 40000 lbs es seguro para un revestidor de 7” (23 lb/pie) y una inclinación de 6°.

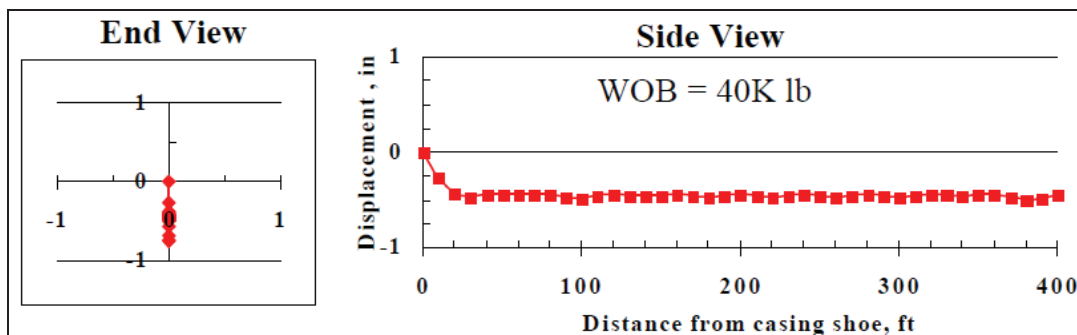
En el plano de la izquierda se observa una vista superior del revestidor, mientras que al lado derecho se tiene una vista lateral de un plano que pasa a través del pozo.

En la punta del revestidor se observa una centralización perfecta, esto se debe a que en el simulador se consideró un zapato de calibre completo, pero el resto del revestidor se desvía hacia abajo por el juego radial las conexiones (0.42”) y el hoyo. Esto quiere decir que el revestidor no está pandeado y que el único

contacto se genera entre las conexiones y las paredes del hoyo, por lo que la preocupación principal al ejercer este WOB sería el desgaste generado en las conexiones. [18]

Para visualizar más ejemplos con diferentes revestidores e inclinaciones y los tipos de pandeo, ver el ANEXO XIX y XX.

Figura 4.3 23# 7" revestidor (7.625" couplings) in 8 1/2" hole, full gauge revestidor shoe, 6° inclination.



Fuente: Casing drilling Application Design Considerations

4.1.2 FATIGA

Los ciclos de carga en niveles de esfuerzos altos que se encuentran por debajo de la resistencia elástica del revestidor, pueden generar fallas por fatiga. Dependiendo de la repetición de los ciclos se producen pequeñas fallas “craks” en los puntos donde se determinan altos esfuerzos.

“Las fallas por fatiga se presentan más por cargas de pandeo sinusoidal que por cargas torsionales. Estas cargas se localizan predominantemente en la parte baja de la sarta, en muchos casos la fatiga se manifiesta en fugas “leaks” antes que en una rotura final (partida). Los washouts que ocurren en las sarta de perforación son el resultado de las cracks causados por fatiga.

Para que una falla por fatiga ocurra, el tramo debe estar expuesto a esfuerzos por tensión de manera alternada. Hay dos fuentes comunes para estos esfuerzos por tensión: el primero es el esfuerzo de pandeo que es el resultado de rotar la tubería con una geometría curva y la segunda es la vibración.” [18]

En el casing drilling se debe considerar las resistencias de las conexiones, ya que en esta operación el revestidor se somete a cargas cíclicas. Ver ANEXO XXI.

Por lo general, la influencia de la pérdida de inestabilidad en el tubo afecta la integridad en dos formas principalmente:

- Desgaste de las paredes del revestidor por contacto con el Sondeo
- Rotura en las conexiones debido a cargas alternativas.

Las causas por las que el revestidor sufre una fatiga son:

- Flexión o bending (la más importante)
- Vibraciones

Figura 4.4 Desgaste y rotura de la conexión



Fuente: Seminario de Diseño de Pozos

4.1.2.1 Flexión (bending)

La flexión en el revestidor es la principal causa por la cual el éste sufre una fatiga. El bending se presenta en el revestidor cuando es sometida a cargas cíclicas, que éstas a su vez generan tensiones de tracción y compresión en forma alternativa.

Las principales causas (figura 4.5) para que se genere la flexión en el revestidor son:

- Trayectoria planificada del pozo
- Tortuosidad del pozo
- Pandeo de la columna

La tensión debida a la flexión se calcula como:

Ecuación 4.4 Tensión en función de la Flexión

$$\sigma_b = \pm 218 \Theta D [psi] \quad (4.4)$$

Dónde:

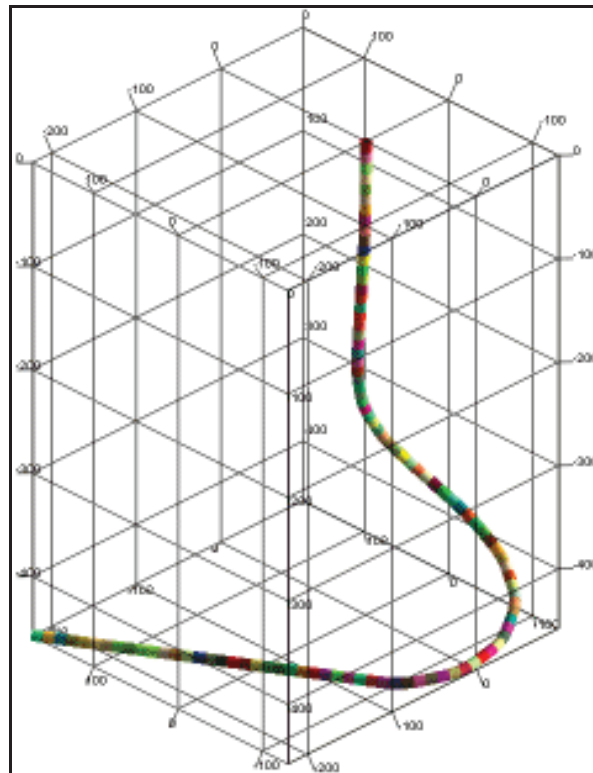
σ_b = tensión máxima [psi] debida a la flexión

Θ = severidad de Dog Leg en °/100 pies

D = diámetro externo de la tubería [pulg]

Estas tensiones alternativas de tracción y compresión se agregan a la tensión media que tiene la tubería en cada sección de la misma debido al peso propio, acción de los fluidos, etc.

Figura 4.5 Diagrama de un pozo horizontal



Fuente: Seminario de Diseño de Pozos

4.1.2.2 Curvas S-N para análisis de fatiga

“Las curvas S-N (stress vs. N° de ciclos) es la herramienta más común usada para expresar la resistencia a la fatiga de los componentes mecánicos.

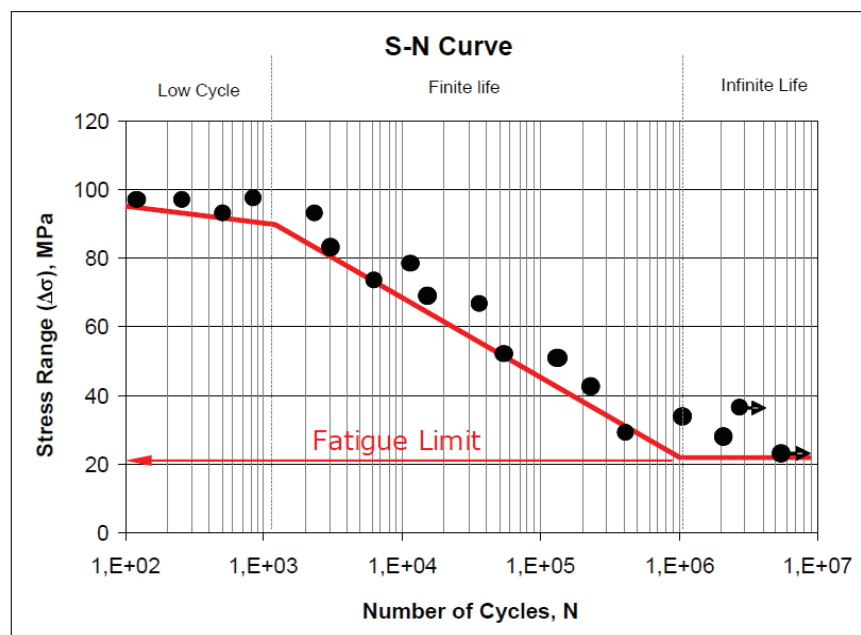
Gráfico semilog donde se representa la magnitud de los esfuerzos alternativos en el eje de ordenadas mientras que en abscisas se considera el número de ciclos (medidos experimentalmente) hasta que se produce la falla.” [14]

En la figura 4.6, el eje “Y” se indica la magnitud de las tensiones alternativas, mientras que en el eje “X” el número de ciclos hasta la falla (medición experimental), típicamente en escala logarítmica.

Con estas curvas no podemos predecir el inicio de la propagación de fractura. La falla se define como la rotura del revestidor, y según la curva se la puede encontrar en la primera sección de la figura 4.6 (Low Cycle de 100 a 1000 ciclos).

“Si un componente trabaja en la zona de “vida finita” (10.000 a 10.000.000 de ciclos) no se puede asegurar que no se haya iniciado una fisura. Solamente para rango de tensiones debajo de la línea horizontal no es esperable daño por fatiga.”
[14]

Figura 4.6 Las curvas S-N (stress vs. N° de ciclos) para análisis de fatiga

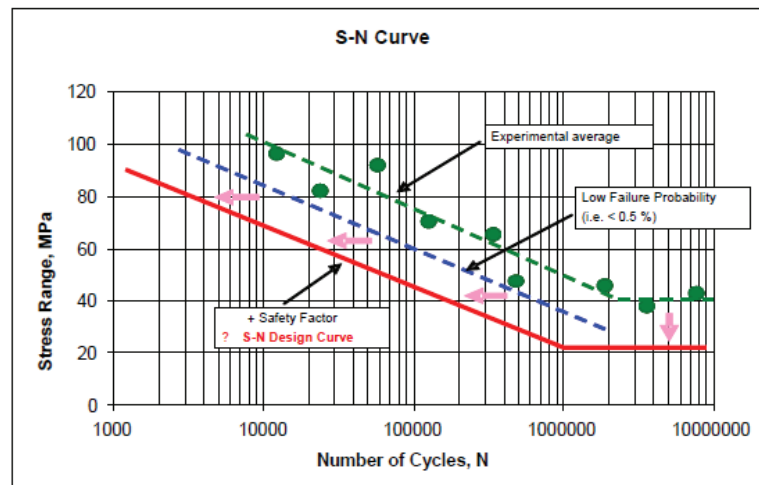


Fuente: Seminario de Diseño de Pozos

4.1.2.3 Curvas S-N para diseño

Es la curva que se provee al usuario para el diseño de su pozo a perforar con casing drilling. Incluye un análisis estadístico con un determinado nivel de confianza (97.5%), de todas formas, factores de seguridad se deben incluir cuando se evalúa una aplicación.

Figura 4.7 Las curvas S-N (stress vs. N° de ciclos) para diseño



Fuente: Seminario de Diseño de Pozos

Las curvas S-N de diseño resultantes dependen de varios factores, que son:

1. *Diseño / Tipo de conexión:*

- Diseño detallado (interferencia mecánica, rugosidad superficial, tratamiento superficial, etc.).
- Diseño genérico.
 - Unión con cupla con filetes de rosca tipo Buttress.
 - Unión con cupla con filetes de rosca tipo wedge.
 - Unión integral / Unión integral con recalque.

2. *Material:*

- Propiedades mecánicas (UTS).
- Microestructura.
- Limpieza de acero (inclusiones: tamaño y cantidad).

3. *Tensión media*

- Tensiones durante el apriete.
- Profundidad del pozo.

4. *Diámetro de la muestra*

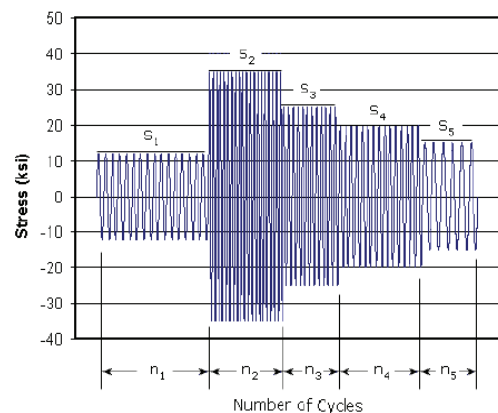
- ✓ Tensiones debido al bending.

4.1.2.4 Regla de Miner

“La Regla de Miner es la herramienta más común que podemos utilizar para cuantificar el daño acumulado por fatiga durante un proceso alternativo que tiene diferentes niveles de tensiones alternativas durante períodos diferentes de tiempo.” [19]

En la figura 4.8 se indica como se simplifica el análisis convirtiendo a las cargas complejas en períodos de carga con amplitud constante, ya que al querer identificar un patrón de cargas es muy complejo.

Figura 4.8 Ejemplo del simulador del Método de Miner



Fuente: Seminario de Diseño de Pozos

4.1.3 HIDRÁULICA

El flujo de fluidos en casing drilling presenta diferencias respecto a la perforación convencional, dentro del revestidor debido a que el diámetro es más grande se presenta pocas pérdidas por fricción, en el anular se presenta un flujo más restringido, de manera que se encuentran pérdidas de presión más altas.

El flujo en el anular es más uniforme desde el zapato hasta superficie debido a su espacio reducido, esto ayuda a limpiar el pozo con caudales de flujo más reducidos. Sin embargo, se considera importante mantener el movimiento de la tubería, y las propiedades del lodo deben ser las correctas para brindar la energía hidráulica necesaria para limpiar la broca y el ensanchador.

En la mayoría de los casos el ECD suele ser mucho mayor que en la perforación convencional, a pesar que las velocidades de flujo empleadas son menores.

4.2 SIMULACIONES PARA LA PERFORACIÓN CON REVESTIDOR

Las simulaciones para el presente estudio, fueron realizadas en dos software, el primero se conoce como “Torque, Drag and Fatigue (TDF) analysis” de Tenaris y el segundo es el Casing Driller de la cía. Schlumberger.

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

4.2.1 SIMULACIONES EN EL SOTFWARE “TORQUE, DRAG AND FATIGUE (TDF) ANALYSIS” PARA LOS POZOS TIPO DE ESTUDIO

Para realizar las simulaciones en el software TDF se ingresó la siguiente información:

- Datasheet del pozo a simular.
- Plan direccional y plan de fluidos de perforación del pozo a simular.
- Los parámetros de perforación de los pozos vecinos.
- Factores de fricción y rugosidades de los pozos vecinos.

Los pozos a los cuales se les va a realizar el análisis son: el pozo CMP D-5 (Direccional tipo “J”) y el pozo CMP A-11 (Direccional tipo “S”).

4.2.1.1 Simulación sección de 16” del pozo CMP D-5

En la hoja de datos se encuentran detallados los siguientes puntos: información general del pozo, trayectoria del pozo, perfil del pozo, detalle de la sarta de perforación, parámetros y tipos de operaciones y la descripción del BHA, los cuales se indican en la figura 4.9.

Tabla 4.2 Parámetros promedios de perforación de pozos vecinos al CMP D-5, Sección 16”

POZO	Sección	PARÁMETROS					
		INTERVALO	WOB	RPM	TORQUE	GALONAJE	ROP
		ft	klbs	rpm	klb*f	gpm	ft/hr
CMP D-2	16"	305-5382	4,0-35	40-80	2,0-19	500-1050	78,1
CMP D-3	16"	309-5430	4,0-20	40	-	1050	83,95
CMP A-5	16"	300-5353	5,0-10	35-60	-	400-1100	57,6
CMP B-8	16"	303-5625	2,5-21	40-65	2,5-20	500-1050	110
CMP C-4	16"	306-4000	4,0-30	40-70	2,0-15	550-1000	54
CMP D-4	16"	290-5651	10,0-30	40-80	-	450-1050	105,12
		Promedios	2,5-35	35-80	2,0-20	400-1100	82

Fuente: GPWO Pardaliseservices. Elaborado por: Luis Pérez

Figura 4.9 Input data sheet – CMP D-5, Sección 16”

Well Plan			Well Directional Survey		
MD [ft]	Incl [°]	Azimuth [°]	MD [ft]	Incl [°]	Azimuth [°]
250,00	0,00	220,89	0,00	0,00	0,00
450,00	0,00	220,89			
960,00	8,16	220,89			
1631,25	18,90	220,89			
5407,00	18,90	220,89			

Tortuosity [°/100 ft]	
	25,076

Description	From Depth [ft]	To Depth [ft]	ID [in]	Friction Factor
Open Hole	250	5407	16	
Cased Hole	0	5407	12,415	

From Depth [ft]	To Depth [ft]	OD [in]	ppf [lb/ft]	wt [in]	ID [in]	Grade	Connection	Connection OD [in]	Connection ID [in]
0	5407	13,375	68	0,48	12,415	N-80	TXP Buttress	14,375	12,403

Centralizers			
Number	Distance in between or Position f/bit [ft]	OD [in]	Length [in]
10	378	16	24
3	557	16	24
0	5256	16	24
2	5263	17,38	24

Operation*	Depth			Time				Conditions				Reciprocation		
	From [ft]	To [ft]	Interval [ft]	Start [hr]	End [hr]	Delta [hr]	Cumulative [hr]	WOB [lbsf]	rpm	ROP [ft/hr]	Mud Weight [ppg]	Torque on Bit [lbs*ft]	Cycles	Length [ft]
Drilling	250	5407	5157	0	83	83,3	83,3	2,5-35	35-80	82	8,4-10,1-10,3	2,0-20	1	40

*Operations:
Running In Hole
Drilling
Rotating on Bottom
Reaming in / Backreaming
Pulling Out of Hole
Reciprocating

Total Length [ft]			Total Weight [lbf]			Max OD [in]		

Stabilizers			
Number	OD [in]	Blade Length [in]	Mid-Point to Bit [ft]

Fuente: Torque&Drag and Fatigue Analysis Input - Tenaris

Con respecto al peso y longitud del BHA, se tomaron los valores de los BHA convencionales utilizados en la perforación de la sección de 16” de los pozos vecinos, se tiene un promedio de 75000 lbs y alrededor de 1000 pies de longitud, incluyendo HWDP y DC, éstas herramientas no se incluyen en la sarta para casing drilling, quedando finalmente con 20000 lbs de peso y 121 pies de longitud.

Para los valores de los parámetros de perforación se tomaron los datos promedios de los pozos vecinos, los cuales se indican en la Tabla 4.2.

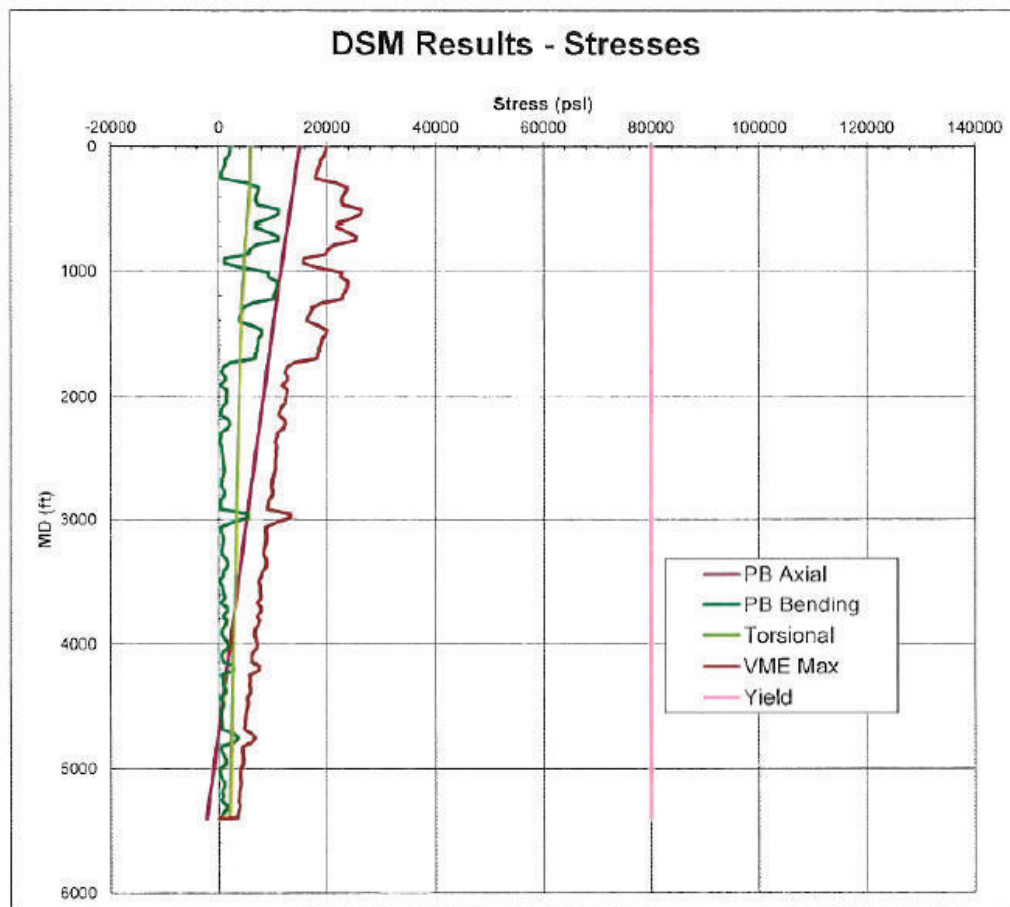
Para esta sección los valores de los coeficientes de fricción para open hole y cased hole se definieron como 0.33, que al igual que todos los parámetros son los promedios de los pozos vecinos.

Los límites de los esfuerzos, torque y fatiga son con respecto al revestidor de 13 3/8", N-80, 68 lbs/pie y con conexión TenarisXP Buttress.

Los resultados obtenidos después de ingresar toda la información necesaria, se muestra en la figura 4.10, los mismos que indican los esfuerzos generados en la sarta, el torque requerido hasta llegar a la profundidad total de la sección y la fatiga de la conexión y el cuerpo del revestidor.

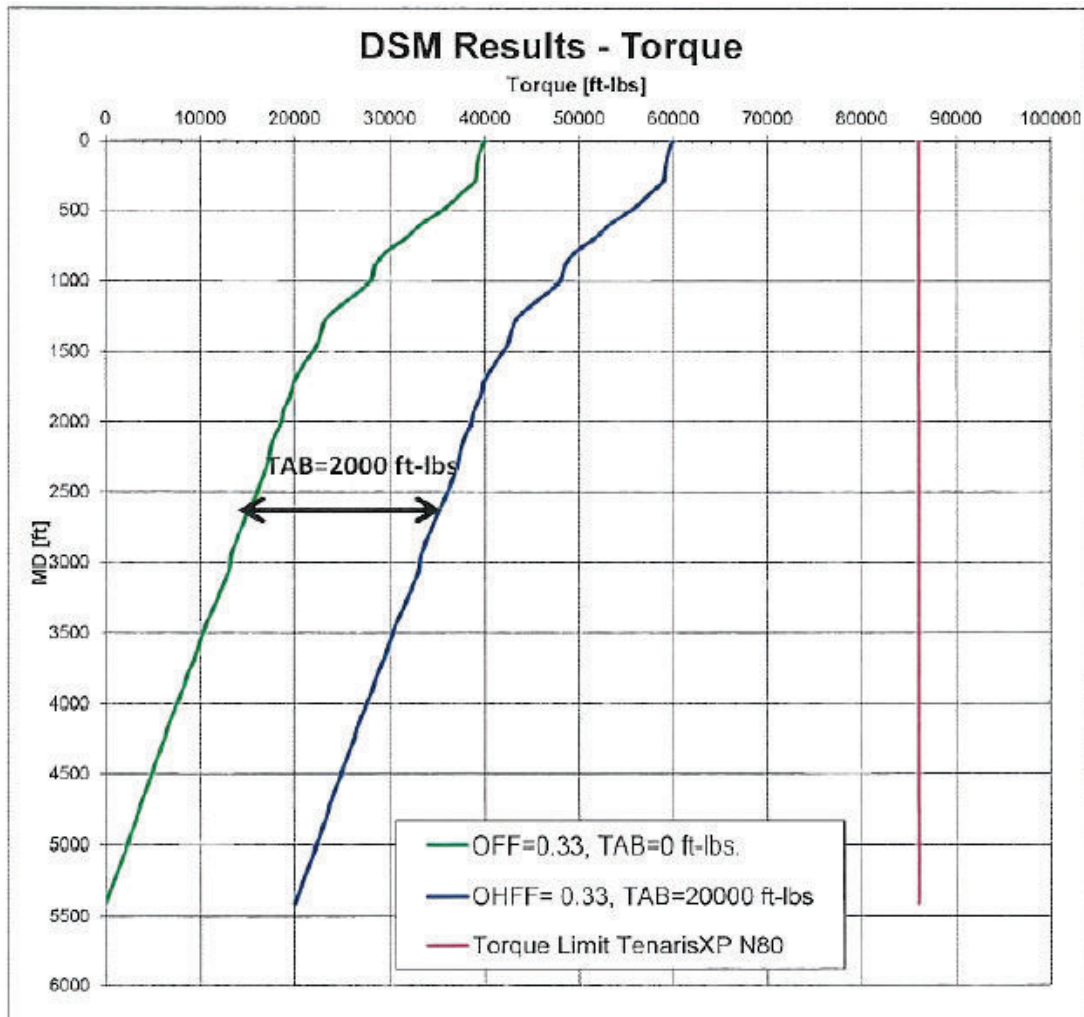
El límite de elasticidad (yield point) para el revestidor que se está realizando el análisis, es de 80000 psi. La presión interna y externa (Von Mises), los esfuerzos axiales, torsionales y la flexión (bending) se encuentran bajo los 30000 psi, como se muestra en la figura 4.10, indicando que el revestidor no puede sufrir fallas por los esfuerzos a los que se encuentra sometido.

Figura 4.10 Resultados de análisis esfuerzos de la conexión del CMP D-5, Sección 16"



Fuente: TDF Analysis - Tenaris

Figura 4.11 Resultados de análisis de Torque de la conexión del CMP D-5, Sección 16"

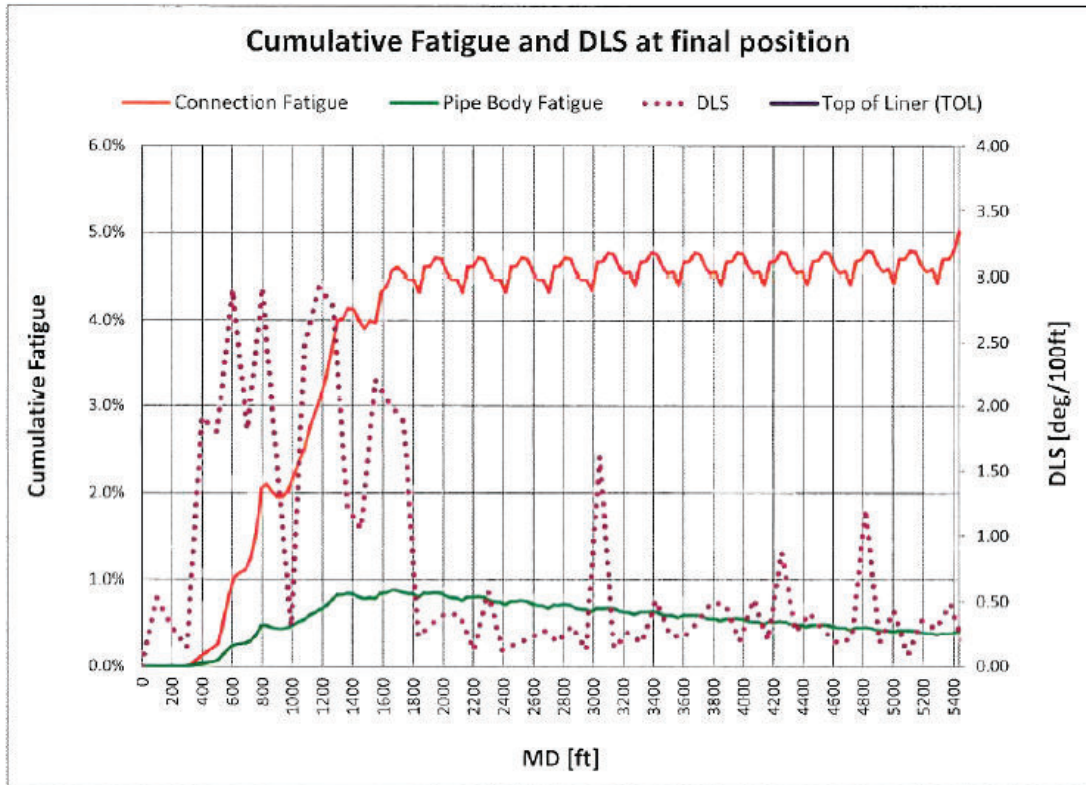


Fuente: TDF Analysis - Tenaris

En la figura 4.11 se indica el análisis de torque, con un factor de fricción de 0.33 (Open Hole Factor Friction = OHFF) es de 60000 lbs-pies, quedando 26000 lbs-pie bajo el máximo torque que resiste la conexión TenarisXP Buttress.

El análisis de fatiga indica que cada conexión TenarisXP Buttress sufrirá un 5% de fatiga acumulada en un tiempo de 66 horas consecutivas de perforación, en tanto al cuerpo del revestidor la fatiga no supera el 1%, como se indica en la figura 4.12. Además los máximos dog leg a los que va a estar sometido el revestidor es de aproximadamente 4 9/100 pies.

Figura 4.12 Resultados de análisis de Fatiga de la conexión del CMP D-5, Sección 16"



Fuente: TDF Analysis - Tenaris

Tabla 4.3 Valores finales y factores de diseño del CMP D-5, Sección 16"

Cargas	Resistencia	Valor Máximo	Factor de seguridad	Factor de Diseño	Estado
Torque (pie-lbs)	86000	60058	1,4	1,1	OK
Tensión (lbs)	1556000	291233	5,3	1,75	OK
Compresión (lbs)	1556000	2500	622,4	1,3	OK
Cargas de VME	80000	26360	3	1,25	OK

Fuente: TDF Analysis - Tenaris

Los factores de seguridad que recomienda Tenaris (Tabla 4.3), es mucho mayor que el factor de diseño, lo cual garantiza que el revestidor no podrá sufrir una falla por las cargas que se encuentra sometido.

En conclusión, el resultado del análisis de cargas que va a estar sometido el revestidor de 13 3/8", N-80, 68 lbs/pie y con conexión TenarisXP Buttress, es apto para la implementar la tecnología casing drilling y además garantiza que el revestidor no va a sufrir ningún tipo de falla durante la perforación.

4.2.1.2 Simulación sección de 12 1/4” del pozo CMP D-5

Para la sección de 12 1/4” se ingresó información similar a la de la sección anterior, la hoja de datos y los parámetros promedios de los pozos vecinos. Ver Figura 4.13 y Tabla 4.4.

Figura 4.13 Input data sheet – CMP D-5, Sección 12 1/4”

Well Plan			Well Directional Survey		
MD [ft]	Incl [°]	Azimuth [°]	MD [ft]	Incl [°]	Azimuth [°]
5407.00	18.90	220.89			
5507.16	18.90	220.89			
6107.44	18.90	220.89			
6309.91	18.90	220.89			
6402.31	18.90	220.89			
7227.54	18.90	220.89			
7256.41	18.90	220.89			
7408.80	18.90	220.89			
7409.35	18.90	220.89			
7802.09	16.54	220.89			
7806.53	16.51	220.89			
8038.41	16.51	220.89			
8070.34	16.51	220.89			
8806.86	16.51	220.89			
8832.20	16.51	220.89			
9133.88	16.51	220.89			
9357.57	16.51	220.89			
9429.76	16.51	220.89			
9435.00	16.51	220.89			

Description	From Depth [ft]	To Depth [ft]	ID [in]	Friction Factor
Open Hole	5407	9435	12.25	
Cased Hole	0	7000	8.681	
Cased Hole	7000	2435	8.535	

From Depth [ft]	To Depth [ft]	OD [in]	ppf [lb/ft]	wt [in]	ID [in]	Grade	Connection	Connection OD [in]	Connection ID [in]
0	7000	9.625	47	0.472	8.681	N-80	TXP Buttress	10.625	8.669
7000	9435	9.625	53.5	0.545	8.535	P-110	TXP Buttress	10.625	8.523

Centralizers			
Number	Distance in between or Position f/bit [ft]	OD [in]	Length [in]
2	34	12.25	24
10	136	12.25	24
6	511	12.25	24
4	795	12.25	24

Operation*	Depth			Time				Conditions				Reciprocation		
	From [ft]	To [ft]	Interval [ft]	Start [hr]	End [hr]	Delta [hr]	Cumulative [hr]	WOB [lbsf]	rpm	ROP [ft/hr]	Mud Weight [ppg]	Torque on Bit [lbs*ft]	Cycles	Length [ft]
Drilling	5407	9435	4028	0	153	152.6	152.6	4,0-28	30-100	37	9.7-10.1-10.2-10.3	6,0-24	1	40

*Operations:
 Running In Hole
 Drilling
 Rotating on Bottom
 Reaming in / Backreaming
 Pulling Out of Hole
 Reciprocating

Total Length [ft]	Total Weight [lb]	Max OD [in]	Stabilizers			
			Number	OD [in]	Blade Length [in]	Mid-Point to Bit [ft]

Fuente: Torque&Drag and Fatigue Analysis Input - Tenaris

Las características del ensamblaje de fondo fueron similares a las de los BHA de fondo de la perforación convencional, éstos tienen una longitud aproximada de 150 pies y un peso de 22 M lbs.

Los parámetros promedios de perforación para la sección de 12 1/4” se indican en la Tabla 4.4:

Tabla 4.4 Parámetros promedios de perforación de pozos vecinos al CMP D-5, Sección 12 1/4"

		PARÁMETROS					
		INTERVALO	WOB	RPM	TORQUE	GALONAJE	ROP
CMP D-2	12 1/4"	5382-9128	4,0-26	40-100	10,0-22	650-900	41,4
CMP D-3	12 1/4"	5430-9244	10,0-28	70	11,0-23	880	43
CMP A-5	12 1/4"	5353-9635	6,0-25	30-80	9,0-24	500-860	28,8
CMP B-8	12 1/4"	5625-9975	13-25	40-65	14-22	650-875	50
CMP C-4	12 1/4"	4000-9327	8,0-25	30-80	6,0-16	600-900	17
CMP D-4	12 1/4"	5651-9555	10,0-30	50-100	-	600-800	38,85
		Promedios	4,0-28	30-100	6,0-24	500-900	37

Fuente: GPWO Pardaliseservices. **Elaborado por:** Luis Pérez

El coeficiente de fricción para open hole y cased hole se definió con 0.33 para los dos casos.

Los límites de los esfuerzos, torque y fatiga son con respecto al revestidor de 9 5/8", N-80, 47 lbs/pie y 9 5/8", P-110, 53.5 lbs/pie con conexión TenarisXP Buttress.

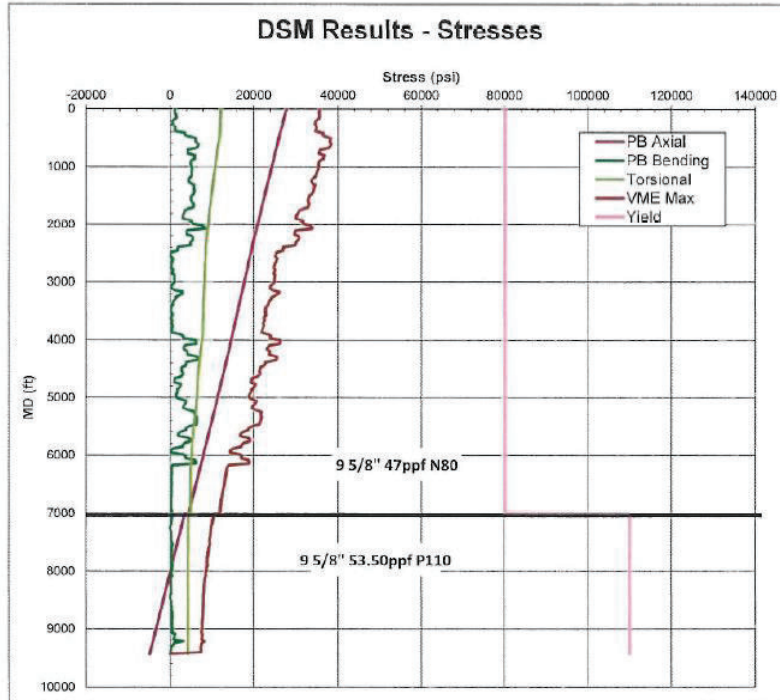
En la figura 4.14, indica los esfuerzos generados en la sarta, tales como el torque requerido hasta llegar a la profundidad total de la sección y la fatiga de la conexión y el cuerpo del revestidor.

En la sección intermedia se utilizan dos revestidores de diferentes pesos, en la parte superior se utiliza un revestidor de 47 lbs/pie con una distancia aproximada de 7000 pies, y el segundo revestidor de 53.5 lbs/pie con una distancia promedio de 2500 pies.

Los límites de elasticidad (yield point) para los revestidores de 9 5/8" de 47 y 53.5 lbs/pie son de 80 K psi y 110 K psi respectivamente. Las cargas de Von Mises tiene un esfuerzo de 39.5 K psi como valor máximo para el revestidor de 47 lbs/pie, con respecto al revestidor de 53.5 lbs/pie no supera los 8 K psi.

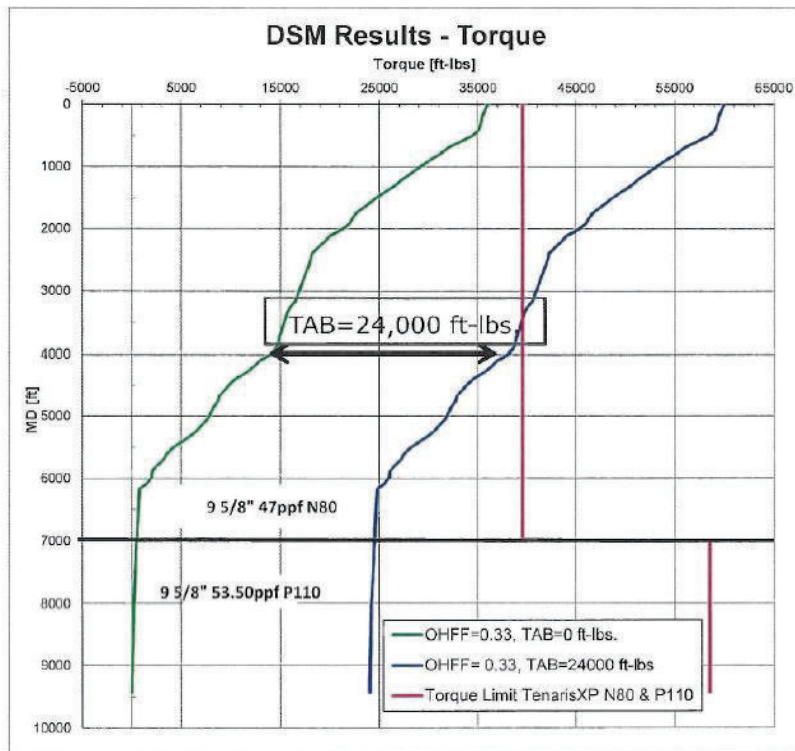
Los esfuerzos axiales, torsionales y la flexión (bending) se encuentran bajo los 27000 psi, como indica la figura 4.14, con estos valores se puede deducir que el revestidor de 47 y 53.5 lbs/pie no va a sufrir ningún tipo de falla.

Figura 4.14 Resultados de análisis esfuerzos de la conexión del CMP D-5, Sección 12 1/4"



Fuente: TDF Analysis - Tenaris

Figura 4.15 Resultados de análisis de Torque de la conexión del CMP D-5, Sección 12 1/4"

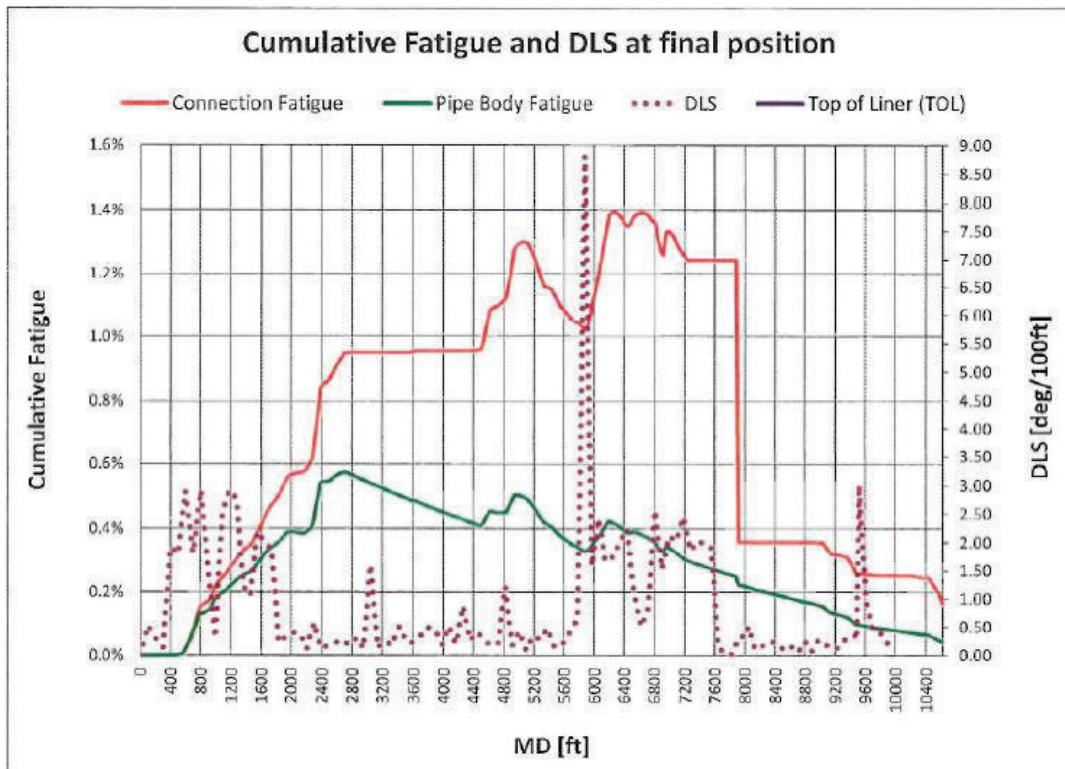


Fuente: TDF Analysis - Tenaris

El factor de fricción a hueco abierto para realizar las simulaciones es de 0.33, el máximo torque alcanzado con este factor de fricción es de 60000 lbs-pie, este valor supera las 39500 lbs-pie que es el valor máximo de torque nominal que puede alcanzar la TenarisXP Buttress.

La fatiga causada en la conexión del revestidor no supera el 1.4% en toda la sección, este valor se relaciona con el dog leg severo de aproximadamente 9 °/100 pies. Con respecto a la fatiga del cuerpo no excede el 0.6% en un tiempo de 109 horas consecutivas.

Figura 4.16 Resultados de análisis de Fatiga de la conexión del CMP D-5, Sección 12 1/4"



Fuente: TDF Analysis – Tenaris

Tabla 4.5 Valores finales y factores de diseño del CMP D-5, Sección 12 1/4", 9 5/8", N-80, 47 lbs/pie

Cargas	Resistencia	Valor Máximo	Factor de seguridad	Factor de Diseño	Estado
Torque (pie-lbs)	39500	60000	0,7	1,1	FALLA
Tensión (lbs)	1086000	376151	2,9	1,75	OK
Compresión (lbs)	1086000	0	N/A	1,3	N/A
Cargas de VME	80000	38326	2,1	1,25	OK

Fuente: TDF Analysis - Tenaris

Tabla 4.6 Valores finales y factores de diseño del CMP D-5, Sección 12 1/4", 9 5/8", P-110, 53.5 lbs/pie

Cargas	Resistencia	Valor Máximo	Factor de seguridad	Factor de Diseño	Estado
Torque (pie-lbs)	58500	24460	2,4	1,1	OK
Tensión (lbs)	1244000	105353	11,8	1,75	OK
Compresión (lbs)	1244000	4000	311	1,3	OK
Cargas de VME	110000	10487	10,5	1,25	OK

Fuente: TDF Analysis - Tenaris

En la tabla 4.5, con un factor de diseño de 1.1, el torque máximo alcanzado para el revestidor de 9 5/8", N-80 de 47 lbs/pie es de 60000 lbs-pies, el cual supera el valor del torque nominal (39500 lbs-pie), por este valor no se recomienda utilizar este revestidor para la aplicación de la tecnología casing drilling.

Para el revestidor de 9 5/8", P-110 de 53.5 lbs/pie la resistencia máxima al torque que soporta es de 58500 lbs-pie, y éste sufre un torque de 24460 lbs-pie en el fondo del pozo, con el mismo factor de diseño que para el revestidor anterior, el resultado de las simulaciones concluyen que el revestidor de 53.5 lbs-pie es apto para la implementación de la tecnología casing drilling.

Como se explicó anteriormente, las sargas de revestidor que se corren en los pozos perforados en el campo, tienen una combinación de revestidores de diferentes pesos y grados de acero, si se implementaría este arreglo de sarga con el casing drilling, la operación sería fallida ya que el revestidor fallaría por el exceso de torque requerido.

En conclusión, la combinación del revestidor de 9 5/8" no es apto para la implementación de la tecnología casing drilling.

4.2.1.3 Simulación sección de 16" del pozo CMP A-11

En la figura 4.17 se tiene la hoja de datos de la sección de 16", en el cuál constan la trayectoria y perfil del pozo, las características de la sarga y los parámetros con los cuales se van a realizar las simulaciones.

Figura 4.17 Input data sheet – CMP A-11, Sección 16”

2- Well Trajectory

Well Plan or Well Directional Survey

MD [ft]	Incl [°]	Azimuth [°]
300,00	0,00	283,06
400,00	0,00	283,06
1100,00	11,20	283,06
1926,39	24,42	283,06
3666,95	24,42	283,06
5475,00	0,00	283,06
5730,00	0,00	283,06

MD [ft]	Incl [°]	Azimuth [°]
0,00	0,00	0,00

Tortuosity [°/100 ft]	48,844
-----------------------	--------

3- Hole Profile

Description	From Depth [ft]	To Depth [ft]	ID [in]	Friction Factor
Open Hole	300	5730	16	
Cased Hole	0	5730	12,415	

4- DrillString

From Depth [ft]	To Depth [ft]	OD [in]	ppf [lbf/ft]	wt [in]	ID [in]	Grade	Connection	Connection OD [in]	Connection ID [in]
0	5730	13,375	68	0,48	12,415	N-80	TXP Buttress	14,375	12,403

Centralizers			
Number	Distance in between or Position f/bit [ft]	OD [in]	Length [in]
10	390	16	24
3	592	16	24
0	5564	16	24
2	5597	17,375	24

5- Job Operations and Parameters

Operation*	Depth			Time				Conditions				Reciprocation		
	From [ft]	To [ft]	Interval [ft]	Start [hr]	End [hr]	Delta [hr]	Cumulative [hr]	WOB [lbf]	rpm	ROP [ft/hr]	Mud Weight [ppg]	Torque on Bit [lbs*ft]	Cycles	Length [ft]
Drilling	300	5730	5430	0	117	117,2	117,2	8,0-40	40-80	93	9,7-10,1-10,2-10,3	3,0-15	1	40

*Operations:
 Running In Hole
 Drilling
 Rotating on Bottom
 Reaming in / Backreaming
 Pulling Out of Hole
 Reciprocating

6- Bottom Hole Assembly Description

Total Length [ft]	Total Weight [lbf]	Max OD [in]

Stabilizers			
Number	OD [in]	Blade Length [in]	Mid-Point to Bit [ft]

Fuente: Torque&Drag and Fatigue Analysis Input - Tenaris

Al igual que el pozo anterior, el peso y la longitud del BHA, son los valores promedios de la sarta de los pozos vecinos, siendo 20000 lbs de peso y 121 pies de longitud.

En la tabla 4.7 podemos ver el promedio de los parámetros de los pozos vecinos, con los cuales se va a realizar la simulación.

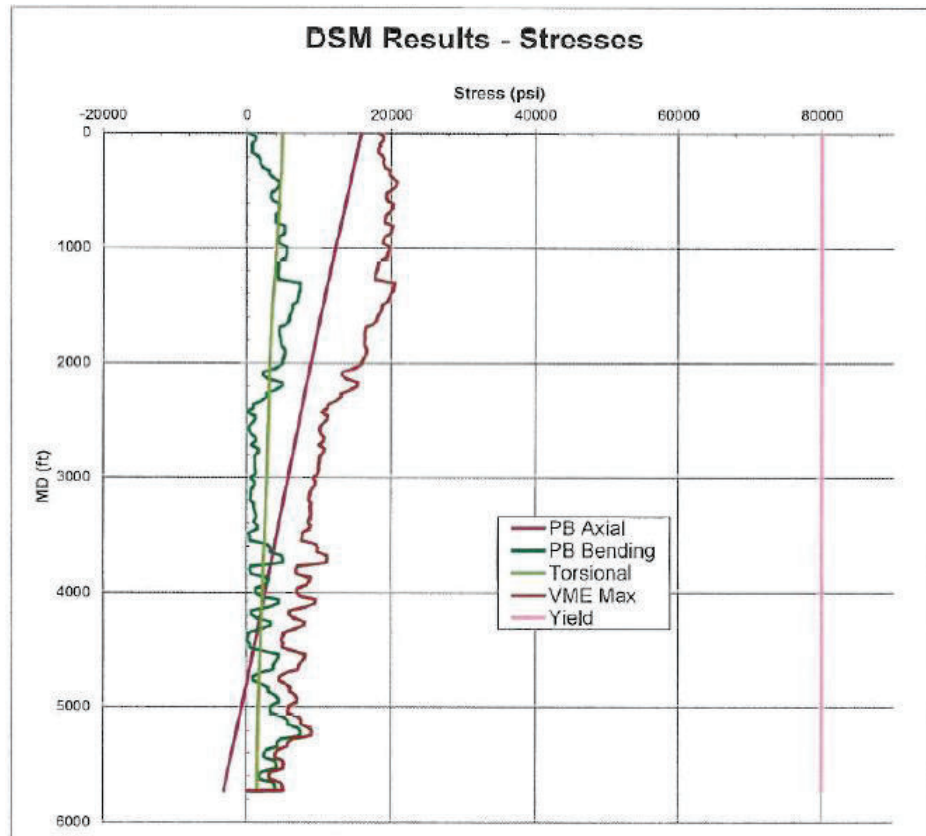
Tabla 4.7 Parámetros promedios de perforación de pozos vecinos al CMP D-5, Sección 16"

		PARÁMETROS					
POZO	Sección	INTERVALO	WOB	RPM	TORQUE	GALONAJE	ROP
		ft	klbs	rpm	klb*f	gpm	ft/hr
CMP A-4	16"	306-5640	8,0-30	40-80	3,0-15	300-1050	74
CMP A-7	16"	306-5423	20-40	70-80	-	300-1100	111,2
Promedios			8,0-40	40-80	3,0-15	300-1100	93

Fuente: GPWO Pardaliseservices. **Elaborado por:** Luis Pérez

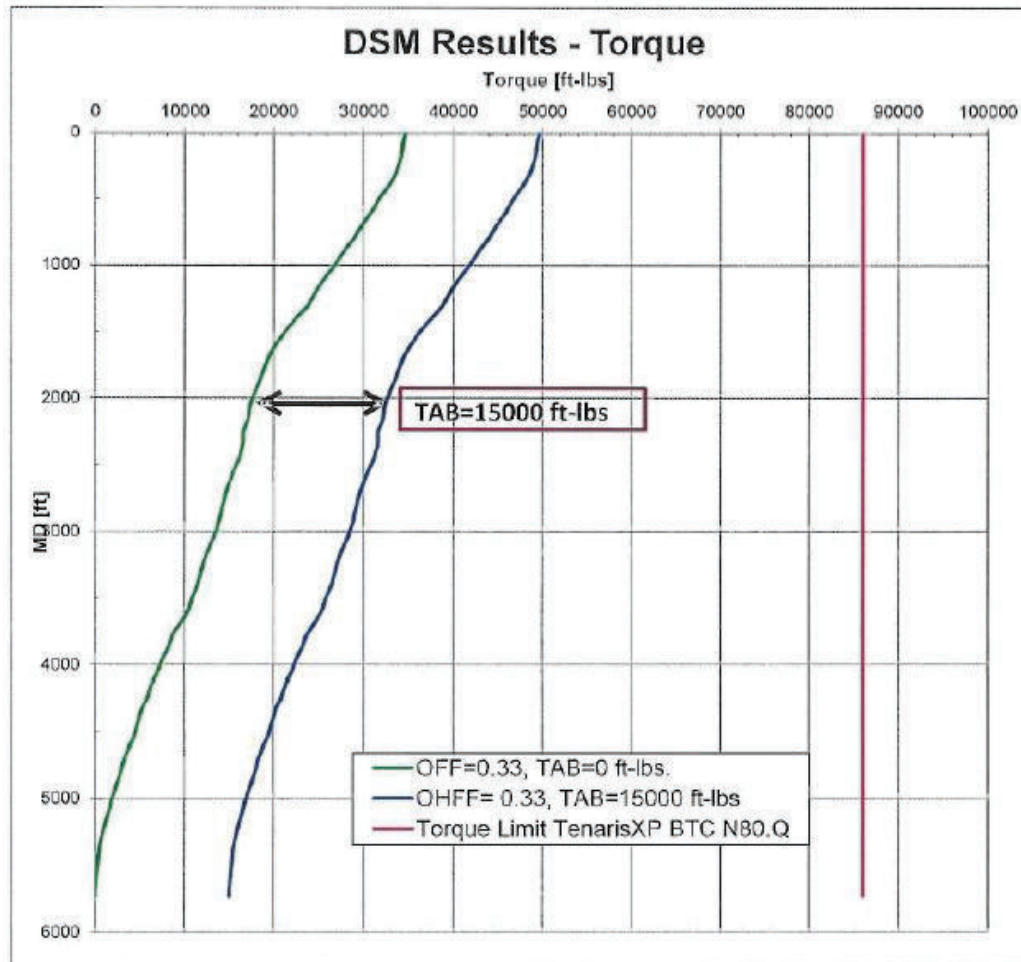
Los límites de los esfuerzos, torque y fatiga son con respecto al revestidor de 13 3/8", N-80, 68 lbs/pie y con conexión TenarisXP Buttress.

En la gráfica 4.18, el límite de elasticidad nominal (yield point) para el revestidor de 13 3/8" es de 80000 psi. La presión interna y externa (Von Mises), los esfuerzos axiales, torsionales y la flexión (bending) se encuentran bajo los 21000 psi, esto indica que el revestidor no va a sufrir fallas por los esfuerzos a los que se encuentra sometido.

Figura 4.18 Resultados de análisis esfuerzos de la conexión del CMP A-11, Sección 16"

Fuente: TDF Analysis - Tenaris

Figura 4.19 Resultados de análisis de Torque de la conexión del CMP A-11, Sección 16”



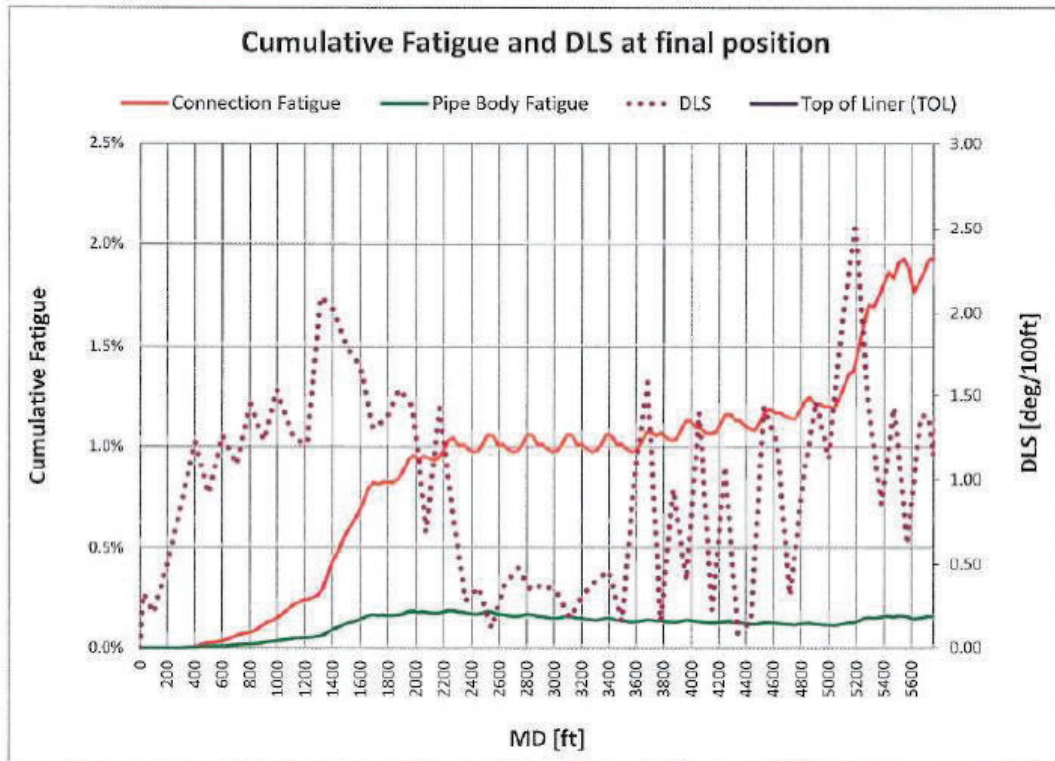
Fuente: TDF Analysis - Tenaris

En la figura 4.19, el torque máximo al cual va a estar sometido el revestidor durante toda la sección es de 50000 lbs-pie, el cual es menor al que resiste la conexión TenarisXP Buttress, que es de 86000 lbs-pie.

La figura 4.20 indica que la fatiga acumulada de la conexión TenarisXP Buttress, es de 1.9% al llegar al final de la sección (5760 pies), con respecto a la fatiga que va a sufrir el cuerpo del revestidor, no supera el 0.25% de fatiga acumulada.

El porcentaje alto de la fatiga puede deberse a que a una profundidad de 5200 pies, se tiene un dog leg de aproximadamente 2.5°/100 pies, a partir de este pico se evidencia el incremento severo de la fatiga en la conexión del revestidor.

Figura 4.20 Resultados de análisis de Fatiga de la conexión del CMP A-11, Sección 16"



Fuente: TDF Analysis - Tenaris

Tabla 4.8 Valores finales y factores de diseño del CMP A-11, Sección 16"

Cargas	Resistencia	Valor Máximo	Factor de seguridad	Factor de Diseño	Estado
Torque (pie-lbs)	86000	49365	1,7	1,1	OK
Tensión (lbs)	1556000	307419	5,1	1,75	OK
Compresión (lbs)	1556000	8000	194,5	1,3	OK
Cargas de VME	80000	20789	3,8	1,25	OK

Fuente: TDF Analysis - Tenaris

Al igual que en el pozo anterior los factores de seguridad recomendados por Tenaris son mayores que los factores de diseño, esto obviamente garantiza mucho más que el revestidor y su conexión no van a sufrir algún tipo de falla.

Con un factor de diseño de 1.1 y un factor de diseño de 1.7, el torque máximo a la que va a estar sometido el revestidor es de 49 K lbs – pie aproximadamente en un tiempo de perforación de 62 horas consecutivas, quedando un 42% bajo el torque máximo nominal que soporta el revestidor de 9 5/8, N-80, 68 lbs/pies y conexión TenarisXP Buttress.

Las características del ensamblaje de fondo fueron similares a las de los BHA de fondo de la perforación convencional, éstos tienen una longitud aproximada de 150 pies y un peso de 22 M lbs.

Los parámetros promedios de perforación de indican en la tabla 4.9.

Tabla 4.9 Parámetros promedios de perforación de pozos vecinos al CMP A-11, Sección 12 ¼"

		PARÁMETROS					
		INTERVALO	WOB	RPM	TORQUE	GALONAJE	ROP
CMP A-4	12 1/4"	5640-9530	8,0-35	30-95	10,0-24	450-900	42
CMP A-7	12 1/4"	5424-9345	2,0-34	30-100	9,0-20	450-880	49,3
		Promedios	2,0-35	30-100	9,0-24	450-900	46

Fuente: GPWO Pardaliseservices. **Elaborado por:** Luis Pérez

El coeficiente de fricción para open hole y cased hole se definió con 0.33 para los dos casos.

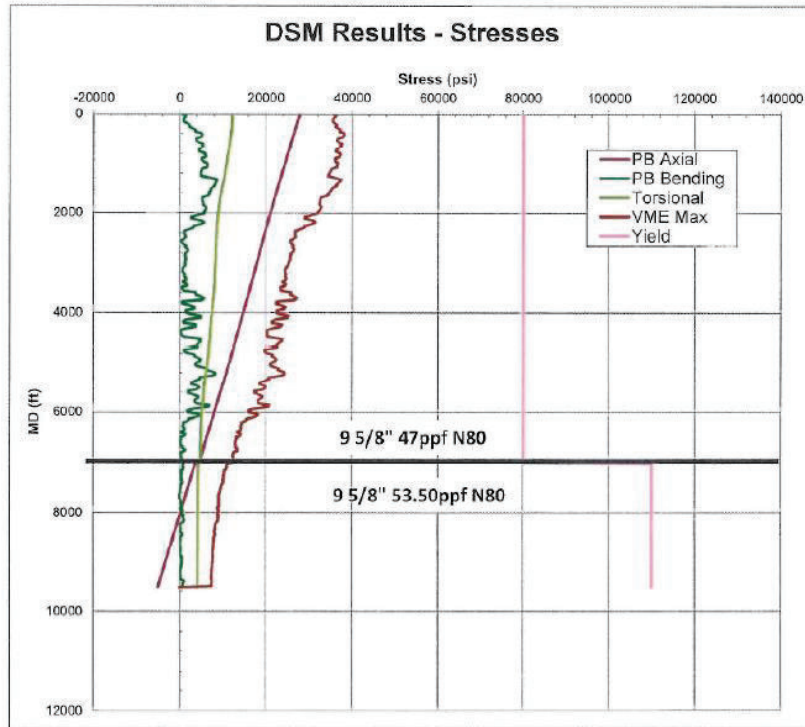
Los límites de los esfuerzos, torque y fatiga son con respecto al revestidor de 9 5/8", N-80, 47 lbs/pie y 9 5/8", P-110, 53.5 lbs/pie con conexión TenarisXP Buttress.

La figura 4.22, indica los esfuerzos generados en la sarta, tales como el torque requerido hasta llegar a la profundidad total de la sección y la fatiga de la conexión y el cuerpo del revestidor.

Al igual que el pozo anterior la sección intermedia está compuesta de dos revestidores de diferentes pesos y grado de acero, en la parte superior se utiliza un revestidor de 47 lbs/pie, N-80 con una distancia aproximada de 7000 pies, y el segundo revestidor de 53.5 lbs/pie, P-110 con una distancia promedio de 2500 pies.

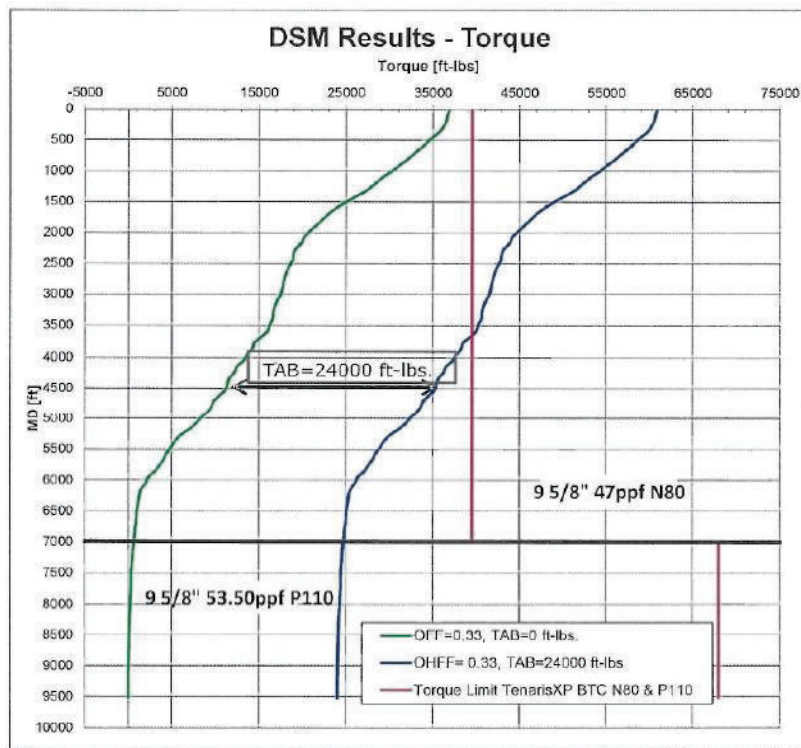
Los límites de elasticidad (yield point) son de 80 K psi y 110 K psi para los revestidores de 9 5/8" de 47 y 53.5 lbs/pie respectivamente. Las cargas de Von Mises tiene un esfuerzo de 34.7 K psi como valor máximo para el revestidor de 47 lbs/pie, con respecto al revestidor de 53.5 lbs/pie no supera los 12 K psi. Los esfuerzos axiales, torsionales y la flexión (bending) se encuentran bajo los 28000 psi, como indica la figura 4.23, con estos valores indican que el revestidor de 47 y 53.5 lbs/pie no va a sufrir ningún tipo de falla.

Figura 4.22 Resultados de análisis esfuerzos de la conexión del CMP A-11, Sección 12 1/4"



Fuente: TDF Analysis - Tenaris

Figura 4.23 Resultados de análisis de Torque de la conexión del CMP A-11, Sección 12 1/4"

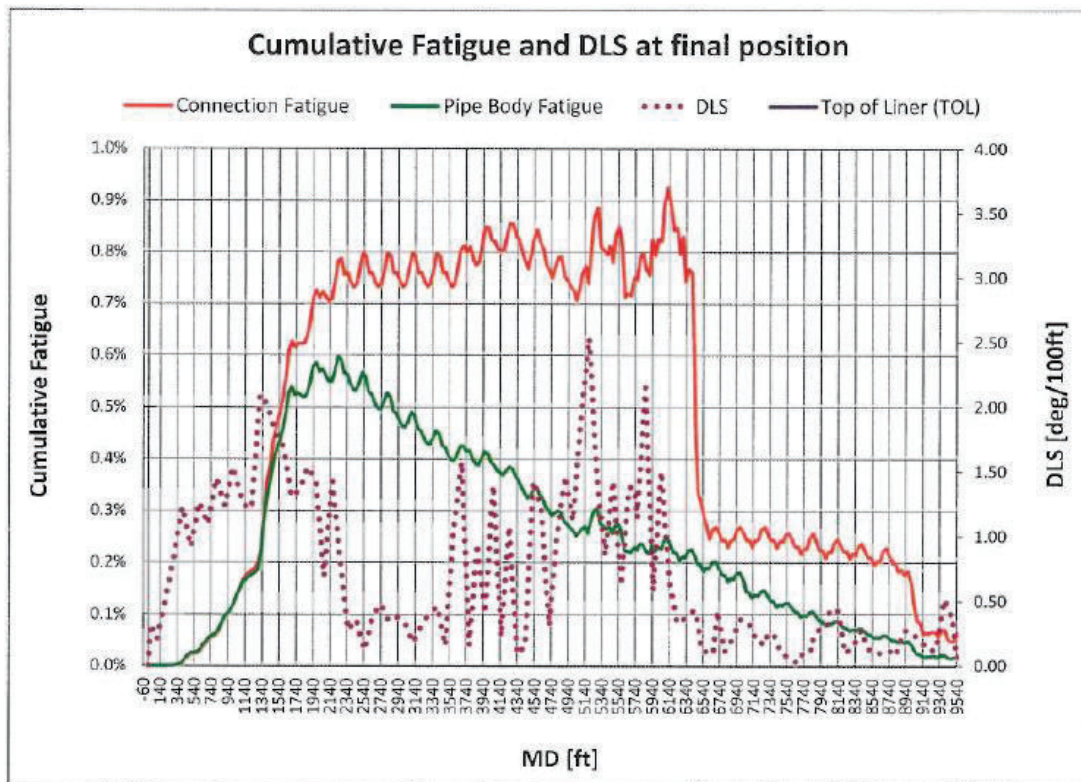


Fuente: TDF Analysis - Tenaris

El factor de fricción a hueco abierto para realizar las simulaciones es de 0.33, el máximo torque alcanzado en las simulaciones con este factor de fricción es de 61000 lbs-pie aproximadamente, el valor máximo de torque nominal que puede alcanzar la TenarisXP Buttress es de 39500 lbs-pie, lo que indica que el torque máximo alcanzado supera en un 35% al torque nominal del revestidor.

0.92% es la fatiga máxima acumulada en la conexión del casing, se presenta a 6400 pies aproximadamente con un dog leg de 2.6 °/100 pies. La fatiga del cuerpo no sobrepasa el 0.6%.

Figura 4.24 Resultados de análisis de Fatiga de la conexión del CMP A-11, Sección 12 1/4"



Fuente: TDF Analysis – Tenaris

Tabla 4.10 Valores finales y factores de diseño del CMP A-11, Sección 12 1/4", 9 5/8", N-80, 47 lbs/pie

Cargas	Resistencia	Valor Máximo	Factor de seguridad	Factor de Diseño	Estado
Torque (pie-lbs)	39500	60894	0,6	1,1	FALLA
Tensión (lbs)	1086000	346180	3,1	1,75	OK
Compresión (lbs)	1086000	80400	13,5	1,3	OK
Cargas de VME	80000	34772	2,3	1,25	OK

Fuente: TDF Analysis - Tenaris

Tabla 4.11 Valores finales y factores de diseño del CMP A-11, Sección 12 1/4", 9 5/8", P-110, 53.5 lbs/pie

Cargas	Resistencia	Valor Máximo	Factor de seguridad	Factor de Diseño	Estado
Torque (pie-lbs)	58500	24710	2,4	1,1	OK
Tensión (lbs)	1244000	115779	10,7	1,75	OK
Compresión (lbs)	1244000	2000	622	1,3	OK
Cargas de VME	110000	11239	9,8	1,25	OK

Fuente: TDF Analysis - Tenaris

El torque máximo alcanzado con el revestidor de 9 5/8", N-80 de 47 lbs/pie es de 60894 lbs-pies, el cual supera el valor del torque nominal (39500 lbs-pie), como se indica en la tabla 4.10, este valor **impide utilizar** el revestidor mencionado anteriormente en la aplicación de la tecnología casing drilling.

El revestidor de 9 5/8", P-110 de 53.5 lbs/pie alcanza un torque máximo de 24710 lbs-pie, quedando 33000 lbs-pie bajo la resistencia máxima al torque nominal que soporta el revestidor. Las simulaciones muestran que el revestidor de 53.5 lbs-pie **es apto** para la implementación de la tecnología casing drilling.

Como la sarta a implementarse en el casing drilling se estructura de la combinación de revestidor de diferente peso y grado, se concluye que esta combinación **no es apta** para la implementación de la tecnología casing drilling.

4.2.2 SIMULACIONES EN EL SOTFWARE "CASING DRILLER" PARA LOS POZOS TIPO DE ESTUDIO

Para realizar las simulaciones de los pozos CMP D-5 y CMP A-11 se utilizó la siguiente información de los pozos vecinos:

- Reportes diarios de Direccional.
- Plan Direccional y Surveys finales.
- BHA's utilizados en la sección de 16" y 12 1/4".
- Factores de fricción.
- Reportes y curva de fluidos de perforación.
- Bit records.
- Master Logs.
- Propiedades del Revestidor y tipo de conexión.

- Información del Taladro.

Además de la siguiente información de los pozos a simular (Ver ANEXO XXVII):

- Datasheet del pozo a simular.
- Plan direccional y plan de fluidos de perforación del pozo a simular.
- Los parámetros de perforación de los pozos vecinos.

4.2.2.1 Simulación sección de 16” del pozo CMP D-5

En el datasheet del pozo, se especifica la información general del pozo, la razón por la cual se va a implementar la tecnología casing drilling, tipo de cementación, la información requerida para correr las simulaciones de torque y arrastre, y datos adicionales para que la simulación tenga mayor precisión, esto se muestra en la figura 4.25.

Figura 4.25 Casing drilling Well data sheet – CMP D-5

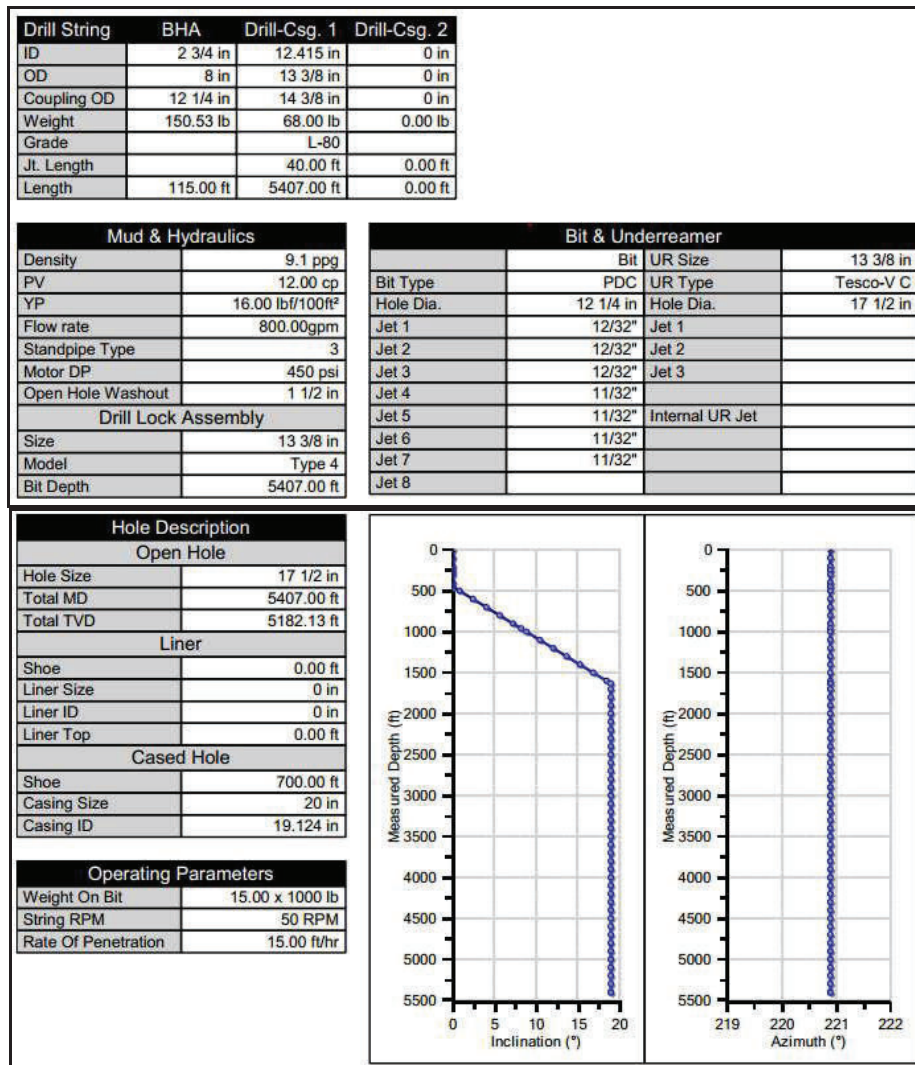
TECHNICAL REASON FOR CASING DRILLING™				OFF-SHORE INFORMATION (if applicable)	
<input type="checkbox"/> BATCH DRLG CAMPAIGN <input type="checkbox"/> LOST CIRCULATION				WATER DEPTH : _____	
<input checked="" type="checkbox"/> ENABLING TECHNOLOGY <input type="checkbox"/> LOST/STUCK BHA				DRILL FLOOR ELEV : _____	
<input type="checkbox"/> EQUIP LOSS PREVENTION <input type="checkbox"/> LOW ROP					
<input type="checkbox"/> FLAT TIME REDUCTION <input type="checkbox"/> PERMAFROST/ENVIRO					
<input type="checkbox"/> HOLE INSTABILITY <input type="checkbox"/> SLIM WELL DESIGN					
<input type="checkbox"/> IMPROVED PRODUCTION <input type="checkbox"/> TOPHOLE PERFORMANCE					
<input type="checkbox"/> INCREASE SHOE DEPTH <input type="checkbox"/> WELL CONSTRUCTION				CEMENTING & DRILLOUT INFORMATION	
<input checked="" type="checkbox"/> INCREASED DRLG EFFICIENCY <input checked="" type="checkbox"/> IMPROVEMENT				CURRENT CEMENTING METHOD : Primary	
<input checked="" type="checkbox"/> Other <u>Reduce costs and try new technologies</u>				STAGE CEMENTING REQUIRED : YES	
INPUT DATA REQUIRED TO RUN THE TORQUE & DRAG					
PROPOSED CD STRING	SURFACE	CASED HOLE DEPTH	5407	DIRECTIONAL	YES
OD	13,375	COUPLING OD	14,375	DIRECTIONAL COMPANY	Schlumberger
ID	12,415	CASING ID	12,415	MOTOR/ RSS	Motor
CONNECTION TYPE	TXP Buttress				
COUPLING OD	14,375				
WEIGHT	68	BIT TYPE	PDC	BUILD RATE	1,6
GRADE	N-80	BIT SIZE/HOLE SIZE	16	MAX INCLINATION	18,9
TARGET MD	1648,05 m	JET COUNT	8	MAXIMUM ROCK STRENGTH/ UCS	
WOB		MUD TYPE	Water Based	MWD COMPANY	Schlumberger
RPM		DENSITY	8.4-10.1-10.3 ppg	MUD COMPANY	Schlumberger
ROP		PV	4-14	TORQUE RINGS	NO
TOP DRIVE WEIGHT	1000 kibs	YP	2-16	BIT RUNS PER SECTION	1
ADDITIONAL DATA SUPPLIED (tick if applicable)					
<input checked="" type="checkbox"/> SURVEY/ WELLPLAN		<input checked="" type="checkbox"/> END OF WELL REPORTS		LITHOLOGY/ FORMATIONS : _____	
<input checked="" type="checkbox"/> OFFSET BIT RECORDS		<input type="checkbox"/> SONIC LOGS		_____	
<input type="checkbox"/> FRONT SHEET/ WELL MONTAGE		<input checked="" type="checkbox"/> WELLBORE SCHEMATIC		_____	
<input checked="" type="checkbox"/> MUD REPORTS		<input type="checkbox"/> WELL COST INFORMATION		_____	
<input checked="" type="checkbox"/> DAILY DRILLING REPORTS				_____	

Fuente: Drilling Tools and Remedial - Schlumberger

Los parámetros de perforación como el peso en la broca (WOB), revoluciones por minuto (RPM), rata de penetración (ROP), etc., fueron tomados de los parámetros promedios de los pozos vecinos y comprobados con los bits records de los mismos, como se indica en la tabla 4.2.

Con los datos completos para ingresar en el software, se procede a ingresar en el Casing Driller, como se muestra en la figura 4.26.

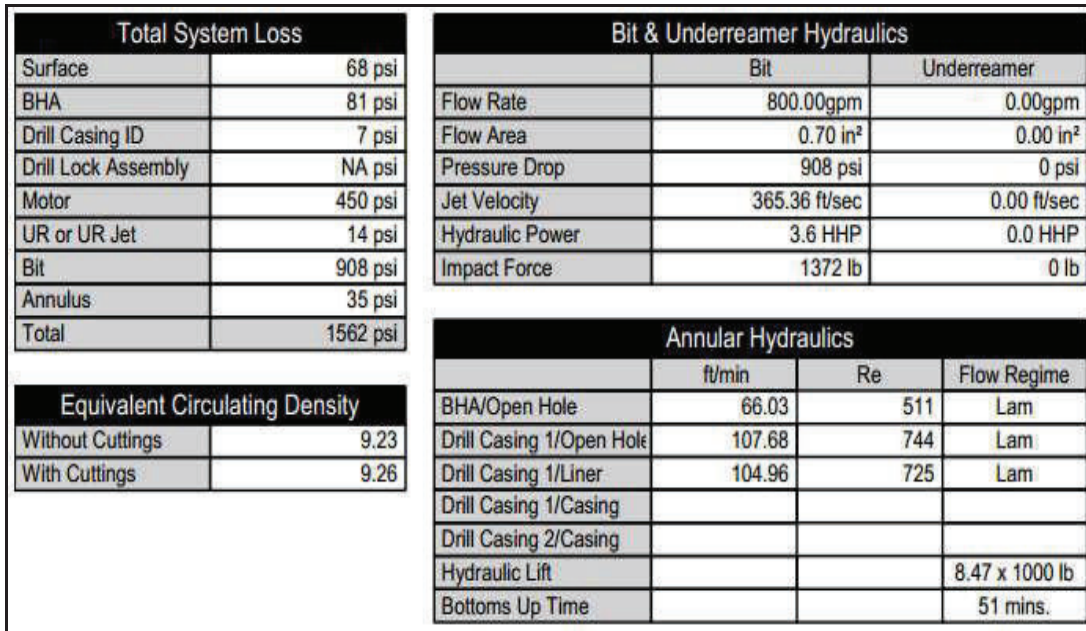
Figura 4.26 Input Data – CMP D-5



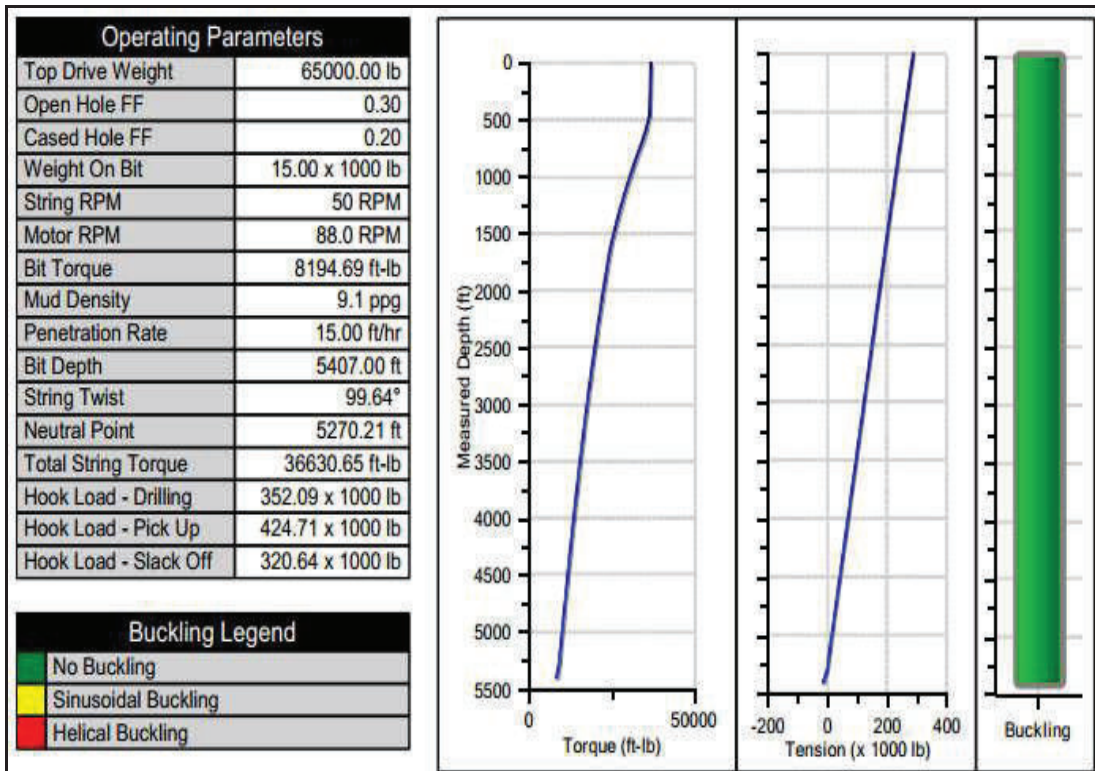
Fuente: Casing Driller - Schlumberger

Una vez que al Casing Driller se le ingresa todos los datos de ingreso, los resultados (output data) que nos proporciona son: análisis de hidráulica, torque, arrastre, esfuerzos y fatiga, los cuales se presentan en la figura 4.27.

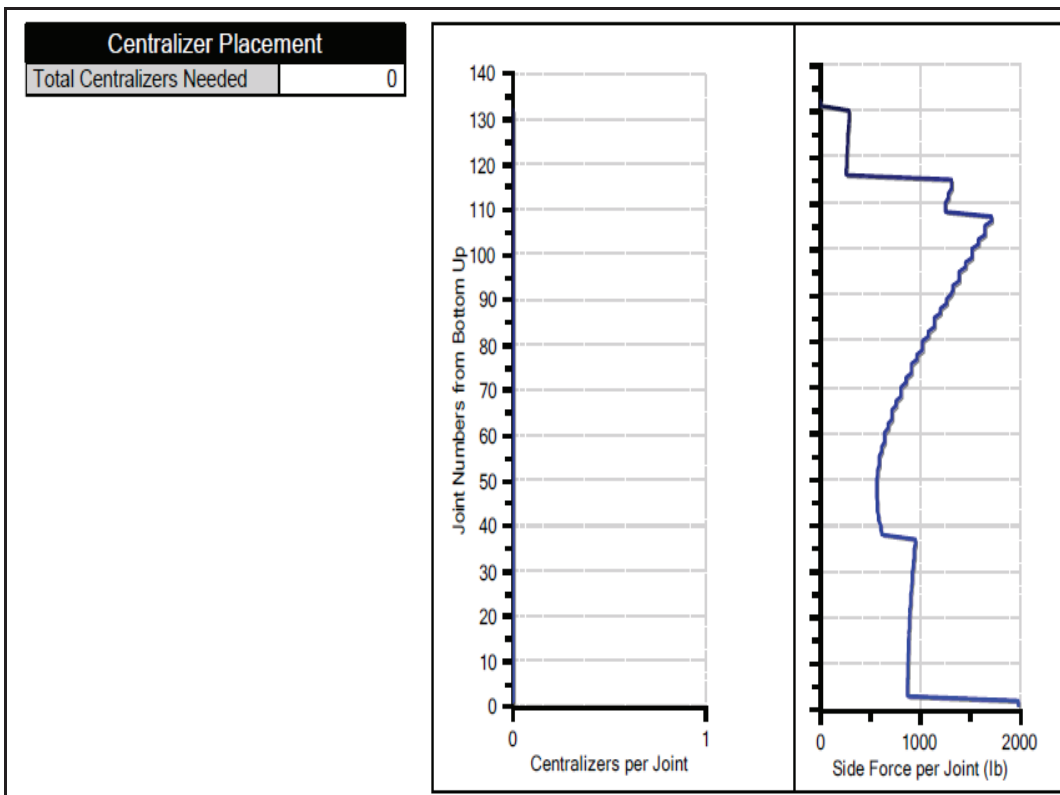
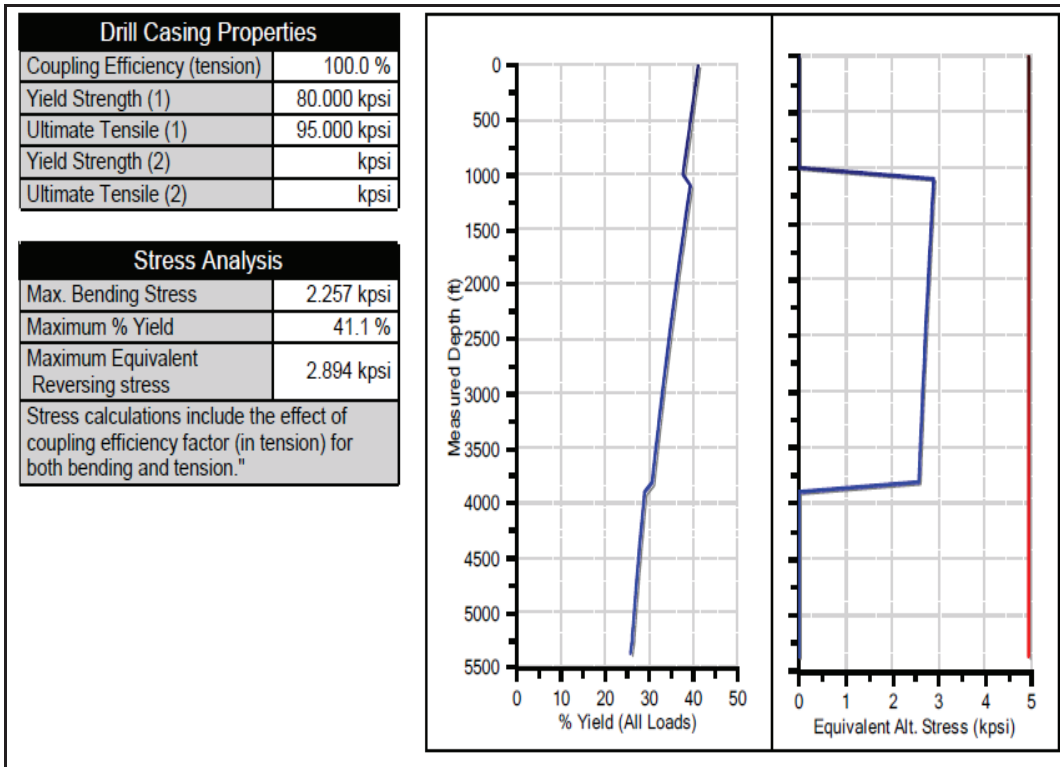
Figura 4.27 Output Data – Análisis de Hidráulica, sección de 13 3/8”, CMP D-5.



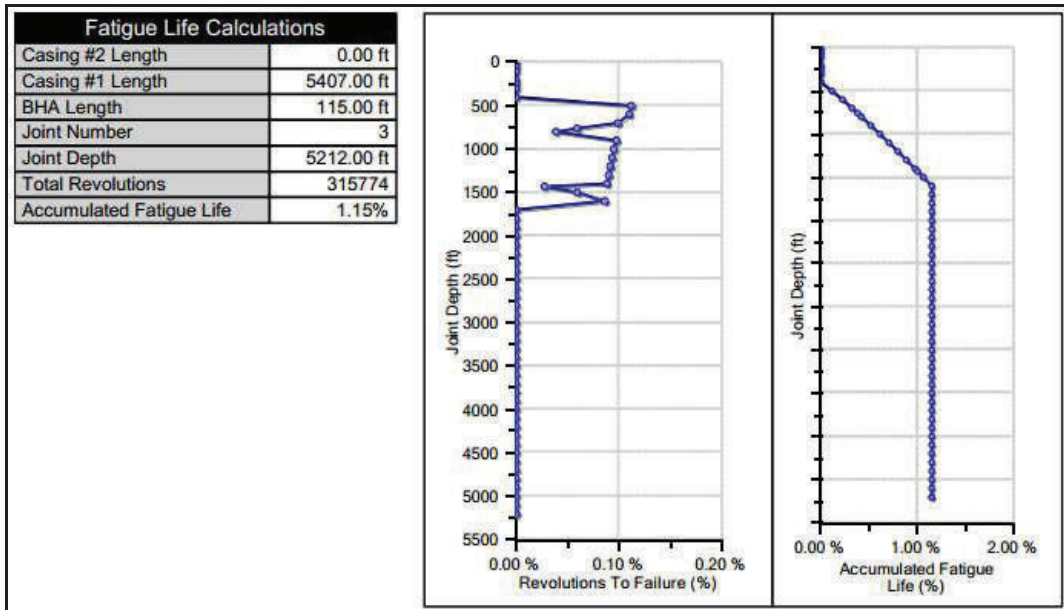
Cont. Análisis de Torque y arrastre, sección de 13 3/8”, CMP D-5.



Cont. Análisis de Esfuerzos, sección de 13 3/8", CMP D-5.



Cont. Análisis de Fatiga de la conexión, sección de 13 3/8", CMP D-5.



Fuente: Casing Driller - Schlumberger

El análisis de la hidráulica muestra que se tiene un TFA de 0.7 pulg², que es un valor similar al que se tiene con la perforación convencional. Se tiene una potencia hidráulica de 3.6 HHP con 800 gpm, y una fuerza de impacto hidráulica (HSI = HHP/A) de 0,017905, el cual es menor al valor de promedio real de los pozos vecinos, que es aproximadamente de 0.0224. El ECD es de 9.26 ppg con cortadores, que también es un valor menor al 10 ppg que tienen los pozos vecinos.

Para el análisis de torque y arrastre se tomó los factores de fricción en hueco abierto de 0.30 y en hueco revestido de 0.20 (promedio del campo Libertador a hueco abierto de 0.38), y una rata de penetración (ROP) de simulación de 15 pies/hora, indica que se necesita un torque en superficie (top drive) de 36630 lb-pie aproximadamente al llegar a la profundidad total (TD) de la sección, este valor se encuentra dentro de los valores aceptables del rig, ya que el torque continuo que brinda de top drive es de 39000 lb-pie. Con estos valores se tienen como resultado que el revestidor de 13 3/8" TenarisXP Buttress de 68 lbs/pies, N-80, no sufre pandeo (Buckling).

En el análisis de esfuerzos se tiene una eficiencia de la conexión a la tensión del 100%, esto ya que la conexión es TenarisXP Buttress de 68 lbs/pies, N-80.

Se tiene un máximo esfuerzo de flexión (bending) y un máximo esfuerzo equivalente de 2257 y 2894 psi respectivamente, estos valores no superan los 5000 psi, que es el valor máximo de esfuerzos que soporta el revestidor.

La fuerza lateral por junta no supera las 2000 lbs, la junta de la TenarisXP Buttress nos brinda un rango de 1556 K-lbs de fuerza lateral por junta, en conclusión no tenemos ninguna restricción.

La simulación nos indica que no se necesita ningún centralizador hidro-formado en la sarta del revestidor.

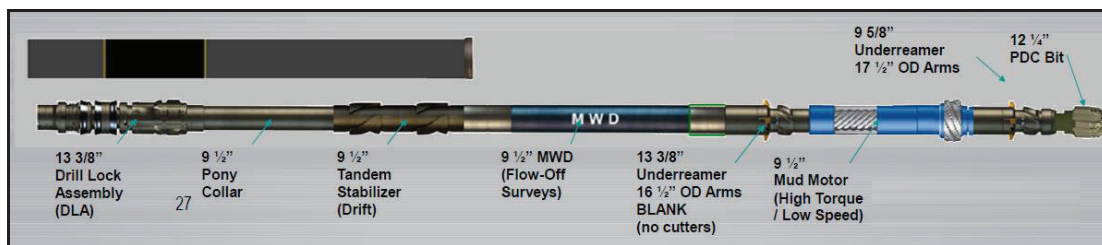
En el análisis de fatiga indica una vida acumulada de 1.15%, que se considera un valor bajo de fatiga. El valor en porcentaje de las revoluciones hasta la falla del revestidor, es similar al de la vida acumulada de fatiga. Se considera un valor alto de fatiga a partir del 10%.

En conclusión, las simulaciones hacen que la factibilidad de la implementación de la tecnología casing drilling **sea viable** en la sección de 16" (revestidor 13 3/8") en el pozo CMP D-5.

4.2.2.1.1 BHA para la sección de 16" del pozo CMP D-5

El BHA de perforación a utilizar en la sección de 16" es el propuesto en la Figura 4.28.

Figura 4.28 BHA recuperable para la sección de 16".



Fuente: Drilling Tools and Remedial - Schlumberger.

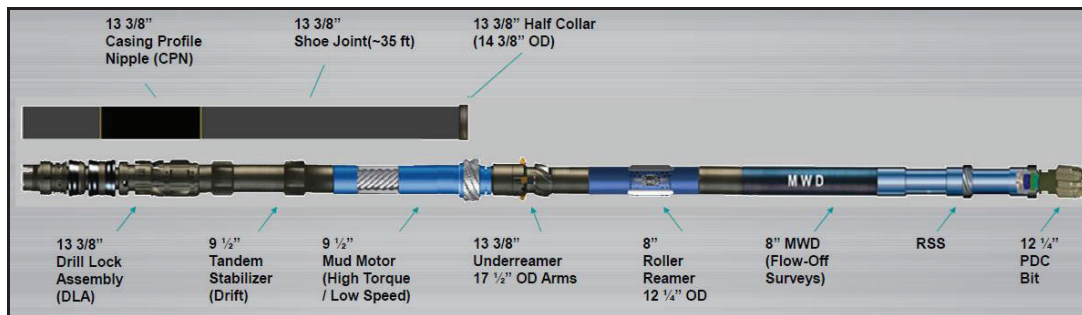
En este BHA se utilizará una broca PDC de 12 1/4", seguido de un 9 5/8" ensanchador con cortadores, con aletas de 17 1/2" de diámetro externo (OD).

La longitud de este BHA es de aproximadamente de 109 pies, quedando dentro del revestidor zapato 36 pies del BHA. Este BHA al tener un tándem de

estabilizadores y el pozo ser un tipo “J”, es perfecto para utilizarlo con un arreglo Fulcrum, el cual ayudará a construir el KOP del pozo y mantenerse tangente hasta el final de la sección.

Existe otra propuesta de BHA que ayuda a reducir el torque requerido en el top drive, éste se lo muestra en la figura 4.29.

Figura 4.29 BHA recuperable para la sección de 16”.



Fuente: Drilling Tools and Remedial - Schlumberger.

Sus principales diferencias con el BHA anterior es que no tiene un 13 3/8” ensanchador sin cortadores, con aletas de 16 1/2” de diámetro externo (OD), en vez de ésta, tiene un 8” roller reamer de 12 1/4” de diámetro externo (OD).

Además tiene un sistema rotativo direccional (RSS), para cumplir con el objetivo de disminuir el torque requerido por el top drive.

También cambia la posición del motor del lodo (tiene un alto torque y alta velocidad), en éste arreglo el motor se encuentra dentro del revestidor zapata, lo que no sucede en el BHA en anterior, que le motor se encuentra fuera del revestidor zapata.

El revestidor zapata tiene un perfil en su interior donde se asienta el 13 3/8” drill lock assembly (DLA), en su parte final exterior tiene un zapato rimador, que ayuda a tener un hueco más uniforme.

Este BHA al ser de un diámetro grande, se recomienda recuperarlo con drill pipe. Para conocer los métodos de recuperación del DLA, Ver ANEXO XXVI.

4.2.2.2 Simulación sección de 13 3/8” del pozo CMP A-11

El datasheet del pozo CMP A-11 es similar a la del pozo CMP D-5, y se muestra en la figura 4.30.

Figura 4.30 Casing drilling Well data sheet – CMP A-11

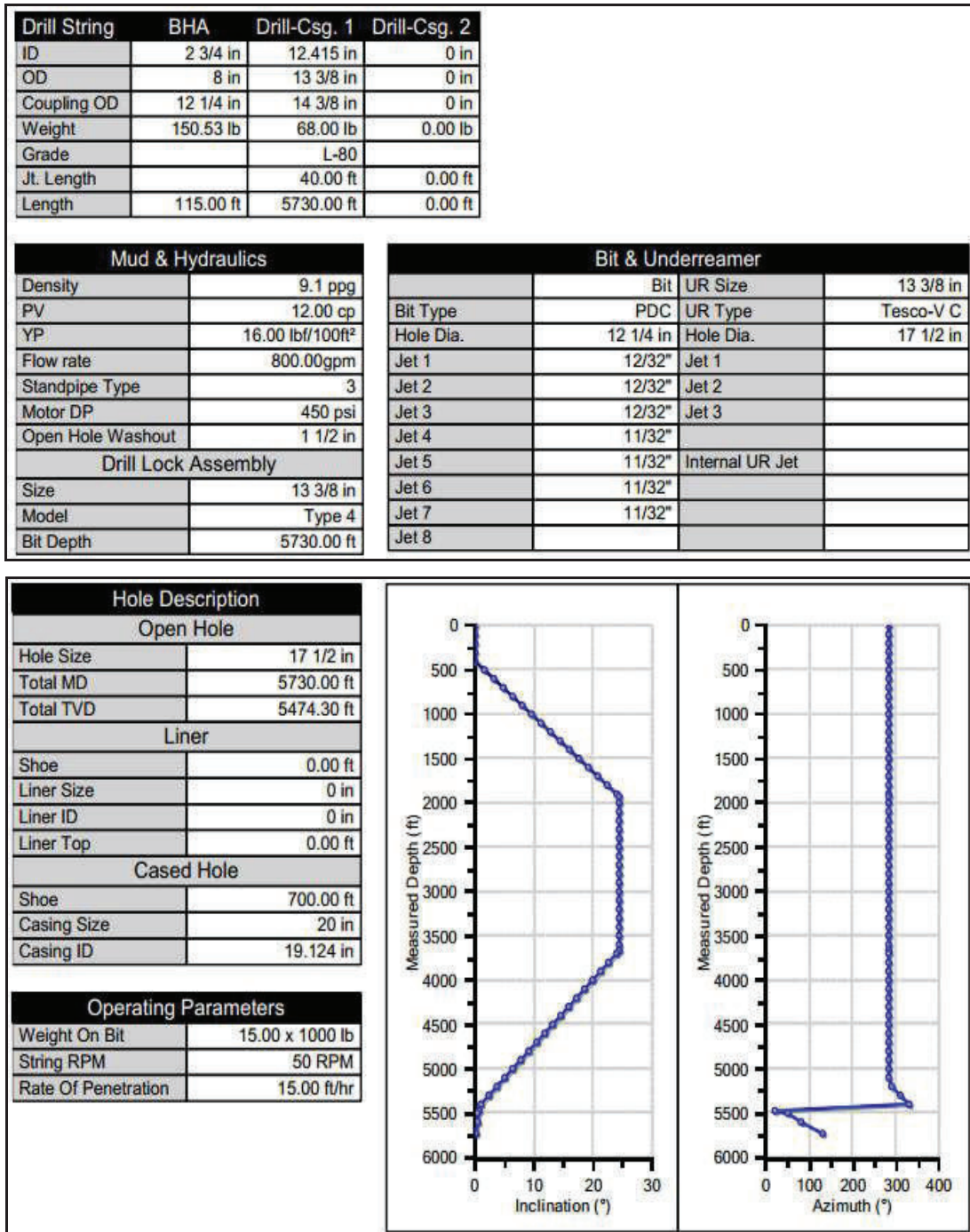
TECHNICAL REASON FOR CASING DRILLING™				OFF-SHORE INFORMATION (if applicable)	
<input type="checkbox"/> BATCH DRLG CAMPAIGN	<input type="checkbox"/> LOST CIRCULATION			WATER DEPTH :	_____
<input checked="" type="checkbox"/> ENABLING TECHNOLOGY	<input type="checkbox"/> LOST/STUCK BHA			DRILL FLOOR ELEV :	_____
<input type="checkbox"/> EQUIP LOSS PREVENTION	<input type="checkbox"/> LOW ROP			CEMENTING & DRILLOUT INFORMATION	
<input type="checkbox"/> FLAT TIME REDUCTION	<input type="checkbox"/> PERMAFROST/ENVIRO			CURRENT CEMENTING METHOD :	Primary
<input type="checkbox"/> HOLE INSTABILITY	<input type="checkbox"/> SLIM WELL DESIGN			STAGE CEMENTING REQUIRED :	YES
<input type="checkbox"/> IMPROVED PRODUCTION	<input type="checkbox"/> TOPHOLE PERFORMANCE				
<input type="checkbox"/> INCREASE SHOE DEPTH	<input type="checkbox"/> WELL CONSTRUCTION				
<input checked="" type="checkbox"/> INCREASED DRLG EFFICIENCY	<input checked="" type="checkbox"/> IMPROVEMENT				
<input checked="" type="checkbox"/> Other	Reduce costs and try new technologies				
INPUT DATA REQUIRED TO RUN THE TORQUE & DRAG					
PROPOSED CD STRING	SURFACE	CASED HOLE DEPTH	5730	DIRECTIONAL	YES
OD	13,375	COUPLING OD	14,375	DIRECTIONAL COMPANY	Schlumberger
ID	12,415	CASING ID	12,415	MOTOR/ RSS	RSS
CONNECTION TYPE	TXP Buttress				
COUPLING OD	14,375				
WEIGHT	68	BIT TYPE	PDC	BUILD RATE	1,6
GRADE	N-80	BIT SIZE/HOLE SIZE	16	MAX INCLINATION	24,42
TARGET MD	1746,50 m	JET COUNT	8	MAXIMUM ROCK STRENGTH/ UCS	_____
WOB	_____ kilbs	MUD TYPE	Water Based	MWD COMPANY	Schlumberger
RPM	_____	DENSITY	8.4 - 10.1 - 10.3 ppg	MUD COMPANY	Schlumberger
ROP	_____ m/hr	PV	4-13	TORQUE RINGS	NO
TOP DRIVE WEIGHT	1000 kilbs	YP	2-16	BIT RUNS PER SECTION	1
ADDITIONAL DATA SUPPLIED (tick if applicable)					
<input checked="" type="checkbox"/> SURVEY/ WELLPLAN	<input checked="" type="checkbox"/> END OF WELL REPORTS	LITHOLOGY/ FORMATIONS :			
<input checked="" type="checkbox"/> OFFSET BIT RECORDS	<input type="checkbox"/> SONIC LOGS	_____			
<input type="checkbox"/> FRONT SHEET/ WELL MONTAGE	<input checked="" type="checkbox"/> WELLBORE SCHEMATIC	_____			
<input checked="" type="checkbox"/> MUD REPORTS	<input type="checkbox"/> WELL COST INFORMATION	_____			
<input checked="" type="checkbox"/> DAILY DRILLING REPORTS		_____			

Fuente: Drilling Tools and Remedial - Schlumberger

Los parámetros de perforación como WOB, RPM, ROP, entre otros, fueron tomados de los parámetros promedios de los pozos vecinos y comprobados con los bits records de los mismos, como se indica en la Tabla 4.7.

Con los datos completos para ingresar en el software, se procede a ingresar en el Casing Driller, como se muestra en la figura 4.31.

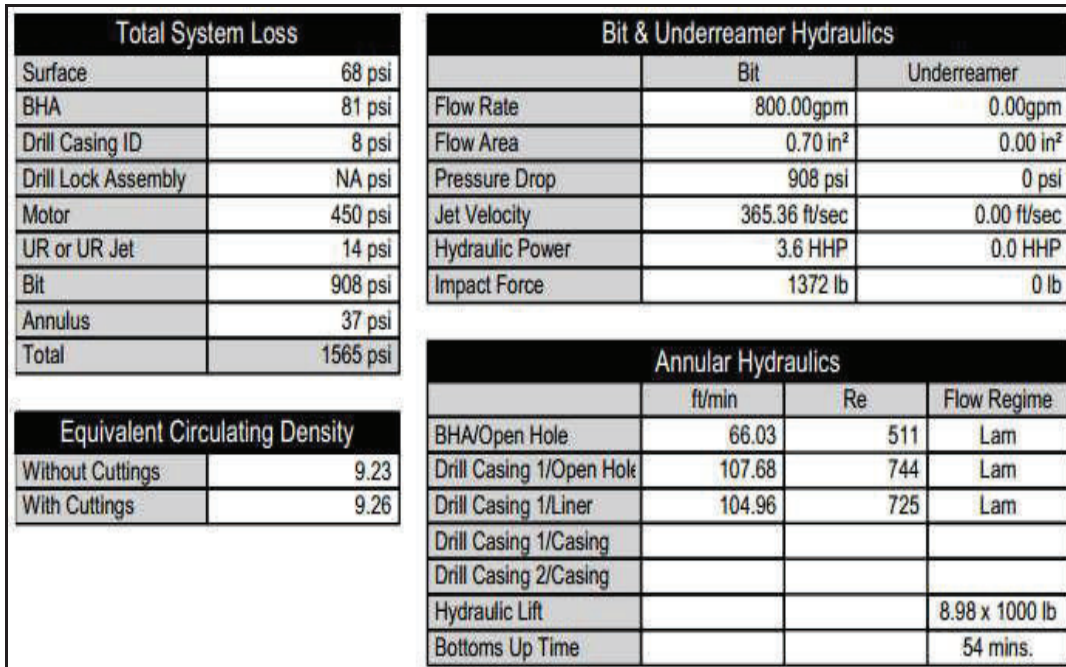
Figura 4.31 Input Data – CMP A-11



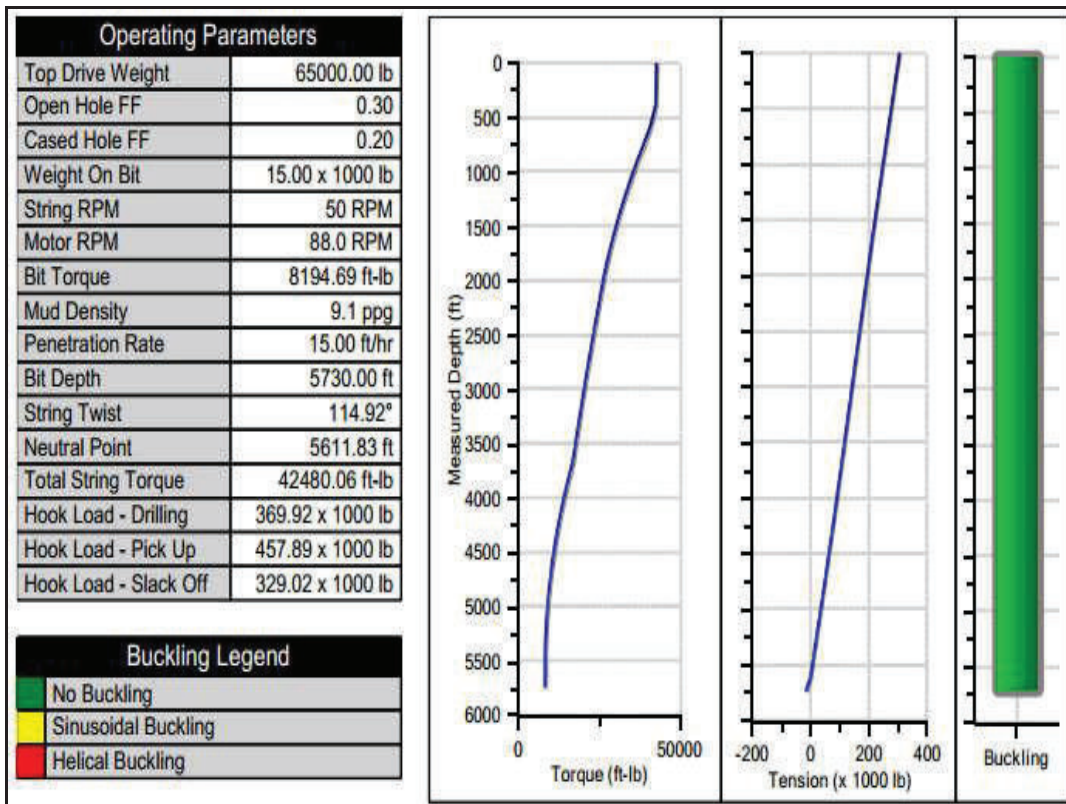
Fuente: Casing Driller - Schlumberger

Los resultados (output data) del Casing Driller son similares a los del pozo CMP D-5, se presentan en la Figura 4.32.

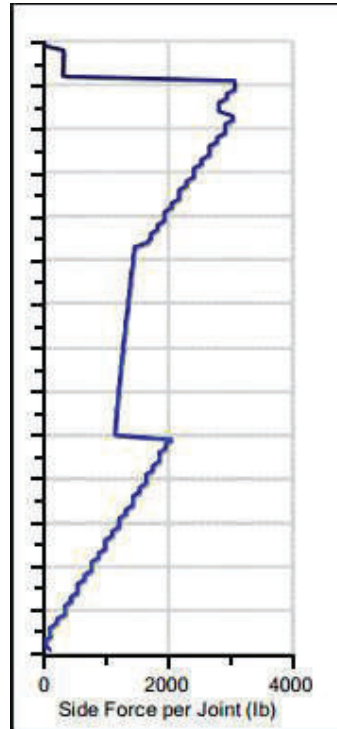
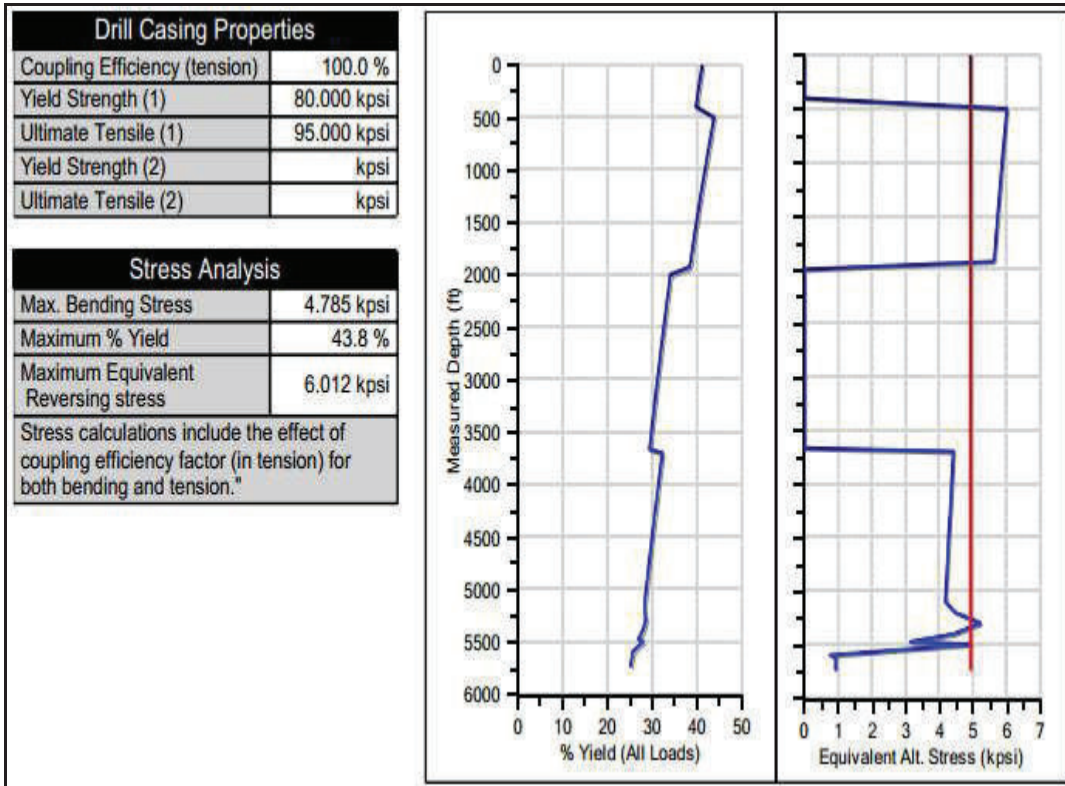
Figura 4.32 Output Data – Análisis de Hidráulica, sección de 13 3/8”, CMP A-11.



Cont. Análisis de Torque y arrastre, sección de 13 3/8”, CMP A-11.

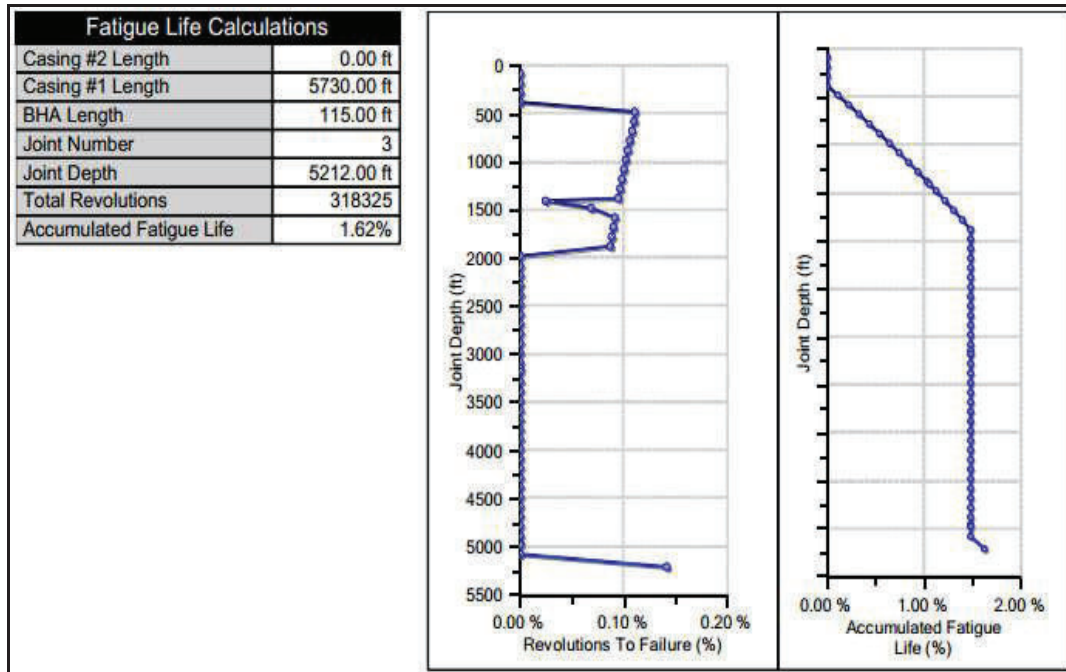


Cont. Análisis de Esfuerzos, sección de 13 3/8", CMP A-11.



Centralizer Placement	
Total Centralizers Needed	0

Cont. Análisis de Fatiga de la conexión, sección de 13 3/8", CMP A-11.



Fuente: Casing Driller – Schlumberger

El análisis de la hidráulica muestra que se tiene un TFA de 0.7 pulg² y una fuerza de impacto hidráulica (HSI = HHP/A) de 0.017905, estos valores son similares a los del pozo CMP D-5. El valor del HSI es mucho menor que es promedio de los pozos vecinos, que es aproximadamente de 0.48. El ECD es de 9.26 ppg con cortadores y de 9.23 ppg sin cortadores.

Para el análisis de torque y arrastre también se tomó los factores de fricción en hueco abierto de 0.30 y en hueco revestido de 0.20 (promedio del campo Libertador a hueco abierto de 0.38), y una rata de penetración (ROP) de simulación de 15 pies/hora, indica que se necesita un torque en superficie (top drive) de 42480 lb-pie aproximadamente al llegar a la profundidad total (TD) de la sección, este valor sobrepasa el torque continuo que brinda el top drive (39000 lb-pie). A pesar que el torque requerido sobrepasa el torque continuo del top drive, el resultado que el revestidor de 13 3/8" TenarisXP Buttress de 68 lbs/pies, N-80, es que no sufre pandeo (Buckling).

Para el análisis de esfuerzos, la conexión TenarisXP Buttress de 68 lbs/pies, N-80, brinda una eficiencia a la tensión del 100%.

Se tiene un máximo esfuerzo de flexión (bending) y un máximo esfuerzo equivalente de 4785 y 6012 psi respectivamente, el valor de esfuerzo de flexión se encuentra casi al límite del valor máximo de esfuerzos que soporta el revestidor, mientras que el esfuerzo equivalente supera los 5000 psi, provocando un impedimento para la implementación de la tecnología casing drilling, porque el revestidor puede sufrir una falla.

La TenarisXP Buttress nos brinda un rango de 1556 K-lbs de fuerza lateral por junta, la fuerza lateral que se somete la junta en el CMP A-11 es de 3000 lbs como máximo, lo que quiere decir que no existe restricción por problemas de conexión. No se necesita ningún centralizador hidro-formado en la sarta del revestidor según los resultados de la simulación.

En el análisis de fatiga indica una vida acumulada de 1.6%, que es un valor más alto que el valor del pozo CMP D-5 que es un tipo "J". El valor en porcentaje de las revoluciones hasta la falla del revestidor, es de 1.4%. A pesar que el valor de fatiga es considerado bajo, los esfuerzos equivalentes pueden provocar una falla en el revestidor.

La factibilidad para la implementación de la tecnología casing drilling en el pozo CMP A-11, se muestra **no viable** por los resultados de las simulaciones. El máximo esfuerzo equivalente hace que la implementación no sea factible, este esfuerzo se encuentra en función de la curvatura del pozo y de la severidad de los dog leg que se generan al momento de construir y tumbar la sección.

Este pozo al ser un tipo "S" tiene dos KOP's, razón por la cual en la fatiga en el revestidor aumenta.

Además otra razón que hace que la implementación de la tecnología en este caso no sea eficaz, es el torque requerido por el top drive en superficie para llegar a TD de la sección.

Este valor es de aproximadamente 42480 lb-pie, con una ROP de 15 pies/hora para aspectos de simulación, pero en realidad se debe manejar este torque con una ROP promedio de 80 a 100 pies/hora, lo que haría que el torque suba de 2000 a 3000 lb-ft en el torque total requerido por el top drive.

4.2.2.1 Simulación sección de 12 1/4" del pozo CMP D-5 Y CMP A-11

Se decidió **no realizar** las simulaciones de las secciones de 12 1/4" en los pozos CMP D-5 y CMP A-11 con el simulador Casing Driller, ya que en las simulaciones de Tenaris con el simulador TDF Analysis se determina que no es factible técnicamente la perforación con revestidor en esta sección.

Además se debe realizar un cambio de BHA en esta sección, con el propósito de adicionar la herramienta LWD para poder registrar Basal Tena, ya que este es un reservorio en el Libertador y se requiere data de registros eléctricos. Como el BHA también se lo considera de dimensiones grandes, éste se lo debe recuperar con drill pipe, por ende los tiempos planos (FLAT TIME) aumentan, haciendo que no se tenga un ahorro considerable en esta sección, asimismo que no se tiene experiencia de cambios de BHA con casing drilling nivel 3 en esta sección, hace que la operación sea muy riesgosa.

4.3 ANÁLISIS DE TIEMPOS DE LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL CON LA TECNOLOGÍA CASING DRILLING

El resultado final de las simulaciones en los software "TDF Analysis - Tenaris" y "Casing driller – Schlumberger" indican que en varias secciones de los pozos CMP D-5 y CMP A-11 no es viable implementar la tecnología casing drilling.

4.3.1 ANÁLISIS FINAL DEL POZO CMP D-5

El pozo CMP D-5, es un pozo tipo "J", que tiene una inclinación máxima de 18.89° a una profundidad de 5407 pies en MD, la profundidad total del pozo es de 9884 pies en MD y 9450 pies en TVD.

Este pozo inicialmente se pensaba perforar en 4 secciones:

- Sección conductora: Broca de 26", revestidor de 20".
- Sección superficial: Broca de 16", revestidor de 13 3/8".
- Sección intermedia: Broca de 12 1/4", revestidor de 9 5/8".
- Sección productora: Broca de 8 1/2", liner de 7".

El plan de fluidos de perforación es similar al de los pozos que se han perforado en el campo, al igual que el plan direccional.

Con estas características y con un revestidor de diferente tipo de conexión se realizaron los análisis de torque, arrastre y fatiga en el simulador de propiedad de Tenaris "TDF Analysis", para las secciones de 16" y 12 ¼".

En la sección de 16" no se tuvo ningún tipo de restricción con respecto a los valores máximos acumulados de las cargas a la cual el revestidor y su conexión van a estar sometidos. El resultado de los análisis muestran que el revestidor de **13 3/8", N-80, 68 lbs/pie y con conexión TenarisXP Buttress es apto** para implementarlo en la tecnología casing drilling.

Mientras que en la sección de 12 ¼" al tener una combinación del revestidor de 9 5/8" con diferentes pesos y grados de acero (47 lbs/pie, N-80 y 53.5 lbs/pie, P-110), se tiene una restricción con el torque máximo al cual va a estar sometida la sarta, este valor supera con un 35% al torque máximo nominal de operación del revestidor de 9 5/8", N-80, 47 lbs/pies con conexión TenarisXP Buttress. Con respecto al revestidor de mismo OD y tipo de conexión pero de 53.5 lbs/pie, P-110, no se tiene ningún tipo de restricción en cuanto a las cargas que va a estar sometido. En conclusión la **combinación de revestidores de 9 5/8" N-80, 47 lbs/pies y P-110, 53.5 lbs/pie no se apto** para implementarlo en la tecnología casing drilling, ya que no garantiza que el revestidor y su conexión no vayan a sufrir una falla.

Con la misma información se realizaron las simulaciones en el software de propiedad de Schlumberger "Casing Driller", los parámetros analizados son similares a los del software anterior, adicionalmente de la hidráulica y el torque requerido por el top drive en superficie.

En la sección de 16" con este simulador tampoco se tiene algún tipo de restricción con respecto a las cargas que va a estar sometido el revestidor, los valores del TFA, HSI y ECD son aproximadamente similares a los que se utilizan en la perforación convencional. En síntesis el revestidor de **13 3/8", N-80, 68 lbs/pie y con conexión TenarisXP Buttress es apto** para implementarlo en la tecnología casing drilling.

Las simulaciones para la sección de 12 ¼" no se realizaron con este simulador, ya que las simulaciones del software anterior, fueron negativas.

Con estos resultados técnicamente positivos se ha ***decidido implementar la tecnología casing drilling en la sección de 16" (revestidor de 13 3/8") en el pozo CMP D-5***, la sección de 12 1/4" al no ser apta técnicamente no se la va a implementar en este pozo.

4.3.1.1 DIAGRAMA FINAL PROPUESTO

Por la situación de crisis actual y con el objetivo de optimizar costos y operaciones, el consorcio ha realizado un análisis de optimización en la sección de 26" (revestidor de 20"), la cual consiste en no perforar esta sección como normalmente se venía realizando, la idea es pilotar el revestidor de 20" con un martillo hidráulico. La profundidad que se ha estimado en la zona del CMP D es de aproximadamente 60 pies, a esta profundidad se encuentran cantos (boulders) que no permiten que el revestidor se pueda profundizar más.

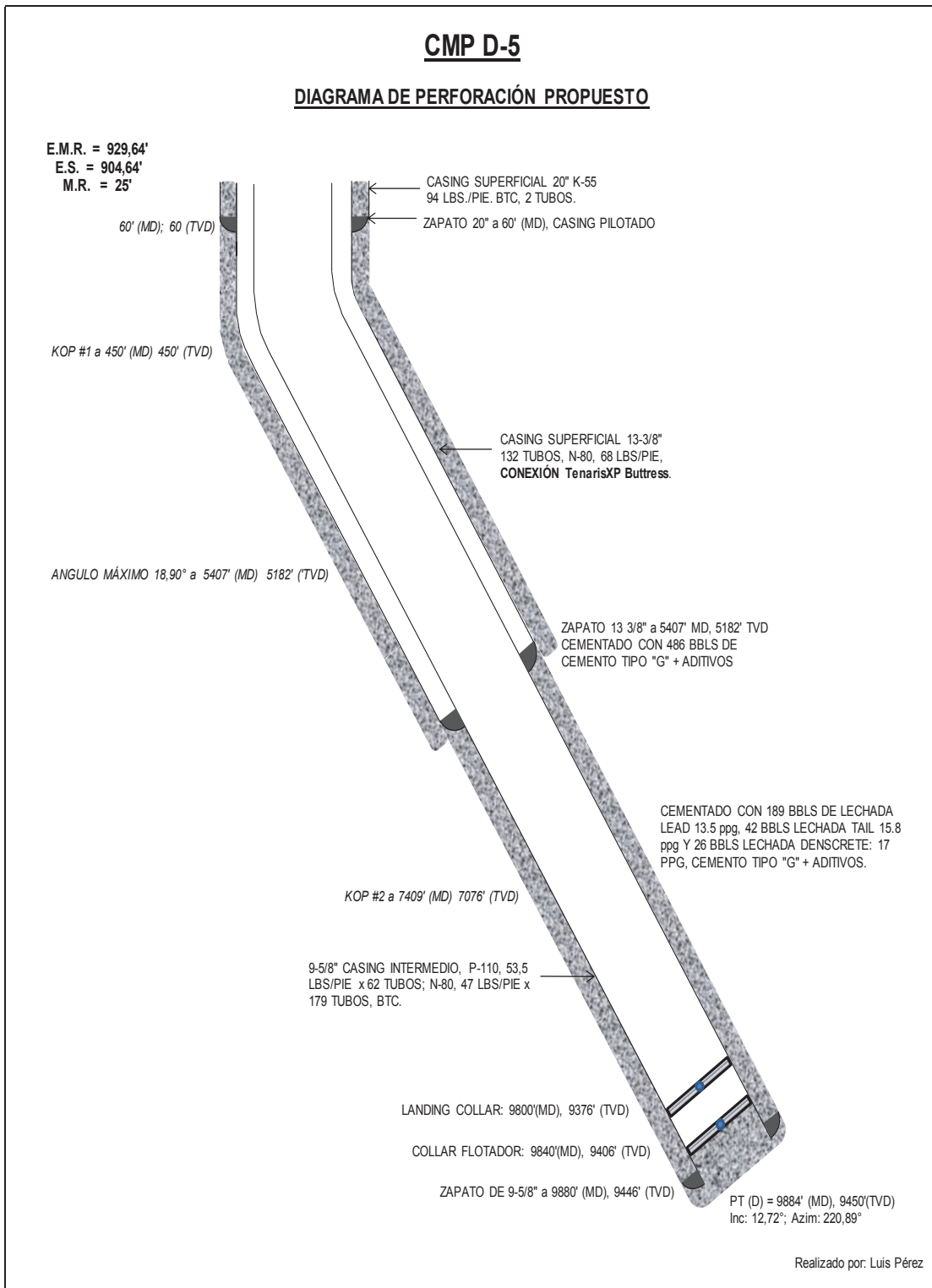
También está realizando un análisis en la sección productora, en la actualidad se perfora aproximadamente 500 pies con una broca de 8 1/2" y se le reviste con un liner de 7", el objetivo del estudio es eliminar esta zona, mediante la profundización de la sección intermedia de 16" (revestidor de 9 5/8") hasta la profundidad total del pozo, esto haría reducir tiempos de perforación y planos de todo el proyecto de perforación del pozo.

Además de estas optimizaciones se ha decidido realizar la implementación de la tecnología casing drilling en la sección de 16", disminuyendo los tiempos de perforación y planos durante toda la sección. Esto evitará realizar viajes de calibre, viajes por cambio de BHA, corrida del revestidor, mejorará la limpieza del pozo, se tendrá un hoyo más uniforme debido al efecto de plastering (frisado) y aumentará la seguridad a la cuadrilla gracias al CDS.

Todas estas optimizaciones harán que el pozo se lo perfore en menor tiempo y se mucho más rentable, sin contar que se va a tener una producción más temprana a la acostumbrada ya que el pozo se va a poner en producción más rápido.

Con todas estas premisas, el diagrama de perforación y plan direccional propuestos para el pozo CMP D-5 se indica a continuación:

Figura 4.33 Diagrama de perforación propuesto para el pozo CMP D-5



Elaborado por: Luis Pérez

Figura 4.34 Plan Direccional Propuesto para el pozo CMP D-5

Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	VSEC (ft)	DLS (°/100ft)
Tie-In	0,00	0,00	220,89	0,00	0,00	N/A
Conductor 20"	60,00	0,00	220,89	250,00	0,00	0,00
KOP#1	450,00	0,00	220,89	450,00	0,00	0,00
MagScan	960,00	8,16	220,89	958,28	36,26	1,60
EOC	1631,25	18,90	220,89	1609,94	193,07	1,60
Casing 13 3/8"	5407,00	18,90	220,89	5182,13	1416,10	0,00
Orteguaza	5507,16	18,90	220,89	5276,88	1448,54	0,00
Tiyuyacu	6107,44	18,90	220,89	5844,80	1642,98	0,00
Conglomerado Superior	6309,91	18,90	220,89	6036,35	1708,57	0,00
Base Conglomerado Superior	6402,31	18,90	220,89	6123,77	1738,50	0,00
Conglomerado Intermedio	7227,54	18,90	220,89	6904,51	2005,80	0,00
Base Conglomerado Intermedio	7256,41	18,90	220,89	6931,82	2015,15	0,00
KOP	7408,80	18,90	220,89	7076,00	2064,52	0,00
Conglomerado Inferior	7409,35	18,90	220,89	7076,52	2064,70	0,60
Base Conglomerado Inferior	7802,09	16,54	220,89	7450,60	2184,21	0,60
EOC (Curve-Hold)	7806,53	16,51	220,89	7454,86	2185,48	0,60
Conglomerado Basal	8038,41	16,51	220,89	7677,17	2251,39	0,00
Formación Tena	8070,34	16,51	220,89	7707,78	2260,46	0,00
Arenisca Basal Tena	8806,86	16,51	220,89	8413,92	2469,81	0,00
Base Arenisca Basal Tena	8832,20	16,51	220,89	8438,22	2477,02	0,00
Caliza M-1	9133,88	16,51	220,89	8727,46	2562,77	0,00
Caliza M-2	9357,57	16,51	220,89	8941,92	2626,35	0,00
Caliza A	9429,76	16,51	220,89	9011,13	2646,87	0,00
Arenisca U superior (OS)	9460,04	16,51	220,89	9040,16	2655,47	0,00
U media	9493,33	16,51	220,89	9072,08	2664,94	0,00
Arenisca U inferior	9547,28	16,51	220,89	9123,81	2680,27	0,00
Base Arenisca U inferior (OP)	9617,30	15,67	220,89	9191,08	2699,68	1,20
Caliza B	9664,06	15,11	220,89	9236,16	2712,09	1,20
Arenisca T superior	9712,74	14,53	220,89	9283,22	2724,54	1,20
Arenisca T inferior (OS)	9748,35	14,10	220,89	9317,73	2733,35	1,20
EOC	9756,75	14,00	220,89	9325,88	2735,39	1,20
Base Arenisca T inferior	9803,83	13,53	220,89	9371,60	2746,59	1,00
Formación Hollín	9877,63	12,79	220,89	9443,46	2763,39	1,00
TD, Casing 9 5/8"	9884,33	12,72	220,89	9450,00	2764,87	1,00

Elaborado por: Luis Pérez

La figura 4.34 indica que en la sección de 16" se generan dog leg de 1.6°/100 pies, esto se debe a que en esta sección va a comenzar la construcción direccional, hasta llegar hasta los 18.89° que es la inclinación máxima del pozo. El desplazamiento (V SEC=vertical section) es de 2765 pies.

4.3.1.2 PROGRAMA OPERATIVO PROPUESTO

En el programa de perforación propuesto para el pozo CMP D-5, se detallan las principales operaciones que se realizan durante la perforación con la tecnología casing drilling y la tecnología convencional. Ver figura 4.35.

Como en toda perforación de un pozo, el inicio de las operaciones comienza con el armado de paradas del drill pipe, por lo general el número de paradas que se arman equivalen a la profundidad total del pozo.

Durante el armado de las paradas, también se inicia la acumulación del agua fresca y la preparación del fluido de perforación nativo para la primera sección.

Figura 4.35 Programa operativo Propuesto para el pozo CMP D-5

Duración Horas	Actividad	Días Acum	Profundidad
		0,00	0
15,0	Arma 10000' tubería 5-1/2" drill pipe en paradas a la torre.	0,63	0
4,0	Arma broca PDC de 16" y perfora con drill collars hasta +/- 100', saca en parada y desarma.	0,79	100
11,0	Arma BHA direccional # 1 con PDC de 16" y baja hasta el fondo, perfora verticalmente hasta 350'.	1,25	350
0,5	Circula pozo previo toma de gyro.	1,27	350
1,0	Arma equipo y toma gyro # 1. Desarma equipo.	1,31	350
1,2	Perfora verticalmente desde 350ft @ 450' (KOP # 1 @ 450').	1,36	450
0,5	Circula pozo previo toma de gyro.	1,38	450
1,0	Arma equipo y toma gyro # 2 para orientar motor de fondo. Desarma equipo.	1,42	450
1,2	Perfora direccionalmente construyendo a razón de 1.60°/100' desde 450 ft hasta 550'.	1,47	550
0,5	Circula pozo previo toma de gyro.	1,49	550
1,0	Arma equipo y toma gyro # 3 para orientar motor de fondo. Desarma equipo.	1,54	550
1,2	Perfora direccionalmente construyendo a razón de 1.60°/100' desde 550 ft hasta 650'.	1,58	650
0,5	Circula pozo previo toma de gyro.	1,61	650
1,0	Arma equipo y toma gyro # 4 para orientar motor de fondo. Desarma equipo.	1,65	650
1,2	Perfora direccionalmente construyendo a razón de 1.60°/100' desde 650 ft hasta 750'.	1,70	750
0,5	Circula pozo previo toma de gyro.	1,72	750
1,0	Arma equipo y toma gyro # 5 para orientar motor de fondo. Desarma equipo.	1,76	750
1,2	Perfora direccionalmente construyendo a razón de 1.60°/100' desde 750' hasta 850'.	1,81	850
0,5	Circula pozo previo toma de gyro.	1,83	850
1,0	Arma equipo y toma gyro # 6 para orientar motor de fondo. Desarma equipo.	1,87	850
8,7	Perfora direccionalmente construyendo pozo a razón de 1.60°/100' desde 850 hasta 1631' (Máx. angle: 18.90°).	2,23	1631
3,0	Realiza viaje a superficie, desarma BHA direccional #1.	2,36	1631
6,0	Reunión de seguridad. Arma BHA direccional recuperable #2 con PDC de 12 1/4" y rimador de fondo de 17 1/2".	2,61	1631
9,8	Reunión de seguridad. Acondiciona mesa e instala CDS. Baja BHA #2 en csg de 13 3/8" hasta 1631' (225 pies/hr).	3,01	1631
42,0	Perfora tangencialmente manteniendo el ángulo desde 1631' hasta 5407' (ROP=90 pies/hr) (Punto de casing 13-3/8").	4,76	5407
2,0	Circula pozo hasta obtener retornos limpios.	4,84	5407
2,7	Lanzan pump down releasing tool (PDTR), libera drill lock assembly (DLA).	4,96	5407
4,0	Arman mandrel casing hanger. Quiebra landing joint y realiza rid down de CDS. Prepara mesa para RIH DP.	5,12	5407
5,0	Levanta mechanical pulling tool (MPT). RIH MPT con 5 1/2" DP hasta tope de PDTR + DLA.	5,33	5407
6,0	POOH CD BHA en 5 1/2" DP, desarma MPT, PDTR, DLA y BHA #2.	5,58	5407
5,0	Arma equipos y líneas de cementación, conecta cabeza, prueba líneas y realiza operación de cementación de casing 13-3/8".	5,79	5407
3,0	Desarma líneas de cementación y realiza top job programado para casing de 13-3/8".	5,92	5407
4,0	Corta tubo conductor en caliente 20", suelda medias lunas entre revestidores, asienta casing de 13-3/8".	6,08	5407
1,0	Realiza biselado de casing de 13-3/8".	6,12	5407
2,0	Realiza instalación de cabezal multibowl (secciones A&B) y prueba sellos con 1000 psi por 10 minutos.	6,21	5407
6,0	Realizar montaje y prueba de BOP en todo su conjunto. Instala niple campana y flow line	6,46	5407
3,0	Reunión de seguridad. Arma BHA direccional #3 con PDC de 12 1/4".	6,58	5407
4,5	Baja BHA #3 en DP de 5 1/2" hasta tope de cemento.	6,77	5407
0,5	Rota cemento hasta profundidad de collar flotador.	6,79	5407
0,5	Realiza prueba de integridad de casing 13-3/8" con el 80% de la presión de estallido.	6,81	5407
1,0	Continúa rotando y muele collar flotador, zapata y 10' de formación nueva.	6,85	5417
0,5	Realiza FIT simulando un fluido de 12,5 ppg.	6,87	5417
18,0	Perfora tangencialmente manteniendo el ángulo desde 5417' hasta 6100'.	7,62	6100
6,0	Perfora direccionalmente manteniendo el ángulo desde 6100' hasta 6309' controlando parámetros (Tope Conglomerado Superior).	7,87	6309
26,2	Perfora direccionalmente manteniendo el ángulo desde 6309' hasta 7227' (Tope Conglomerado Intermedio).	8,96	7227
3,0	Circula en fondo bombeando píldoras viscosas hasta obtener retornos limpios en superficie.	9,09	7227
4,0	Realiza viaje de calibre hasta zapato de 13-3/8". Volver al fondo.	9,26	7227
5,2	Perfora direccionalmente manteniendo el ángulo desde 7227' hasta 7409' (Tope Conglomerado Inferior).	9,47	7409
18,0	Perfora direccionalmente tumbando el ángulo desde 7409' hasta 8038' a razón de 0.60°/100' (Tope Conglomerado Basal).	10,22	8038
13,2	Perfora direccionalmente manteniendo el ángulo (16.51°) desde 8038' hasta 8500'.	10,77	8500
3,0	Circula en fondo bombeando píldoras viscosas hasta obtener retornos limpios en superficie.	10,90	8500
4,0	Realiza viaje de calibre profundidad anterior perforada +/- 7227', vuelve a fondo.	11,06	8500
3,0	Circula para realizar cambio de BHA # 3.	11,19	8500
11,0	Recupera a superficie BHA direccional # 3. Desarmar BHA# 3.	11,65	8500
11,0	Arma BHA direccional # 4 con LWD y baja al fondo.	12,11	8500
26,6	Perfora direccionalmente desde 8500 ft hasta 9884', registrando con herramienta de LWD desde 8600, hasta 9100' y de 9435' hasta 9884' (Pto. casing 9-5/8": 9884').	13,21	9884
3,0	Circula en fondo bombeando píldoras viscosas hasta obtener retornos limpios en superficie.	13,34	9884
3,0	Realiza viaje de calibre profundidad anterior perforada +/- 8500', vuelve a fondo.	13,46	9884
4,0	Circula en fondo acondicionando fluido de perforación previo a la corrida de casing.	13,63	9884
11,0	Recupera a superficie BHA direccional # 4. Desarmar BHA # 4.	14,09	9884
24,0	Acondiciona mesa y sube llaves. Arma y baja casing 9-5/8" junta por junta hasta profundidad perforada.	15,09	9884
3,0	Circula para acondicionar hoyo.	15,21	9884
8,0	Realiza operación de cementación de casing 9-5/8". Tope de cemento estimado por diseño, zapato 13-3/8"	15,55	9884
4,0	Recupera running tool 9 5/8". Baja washing tool y acondicional cabezal posterior a la cementación. Instala pack off y realiza prueba de sellos en alta y baja.	15,71	9884
2,0	Circula pozo para cambio de fluido de perforación por agua fresca.	15,80	9884
8,0	Desarma BOP y arma cabezal. Se dan por finalizadas las operaciones de perforación.	16,13	9884

Elaborado por: Luis Pérez

La sección de 16" al inicio va a ser perforada con un BHA direccional fulcrum, con broca PDC de 16" y con drill pipe de 5 ½" hasta el final de la construcción del pozo (final del KOP) en 1631 pies, durante este tramo se van a tomar registros giroscópicos cada 100 pies hasta aproximadamente 850 pies, con el objetivo de llevar un buen registro de la trayectoria del pozo y no tener una interferencia de los pozos vecinos con la herramienta del MWD.

Una vez concluido este tramo de la sección, se procede armar el BHA con broca PDC de 12 ¼" y un rimador de fondo de 17 ½", luego se acondiciona la mesa y se instala el casing drive system (CDS), se baja el BHA en revestidor de 13 3/8", N-80, 68 lbs/pie y conexión TenarisXP Buttress hasta los 1631 pies y se continúa perforando tangencialmente (manteniendo el ángulo de 18.90°) y a una ROP de 90 pies/hora hasta llegar a la profundidad total de la sección en 5407 pies, se procede a realizar la recuperación del BHA con 5 ½" drill pipe (durante ésta operación se realiza el desmontaje del CDS) y se cementa la sección superficial. Luego se adecua el revestidor de 13 3/8" para la instalación de la sección A y B del cabezal.

Para la sección intermedia se va a perforar con un BHA convencional, con broca PDC de 12 ¼" y motor direccional del fondo en 5 ½" drill pipe, hasta aproximadamente 8500 pies, durante este tramo se controla parámetros al atravesar los conglomerados, con el objetivo de no embolar la broca o evitar el desgaste prematuro de la misma y no tener que realizar un cambio de BHA extra. Al llegar a esta profundidad se realiza un cambio de BHA para adicionar el LWD en el BHA, con el propósito de registrar la formación Basal Tena (8600' – 9100').

Como se explicó anteriormente se tiene como objetivo de optimización llegar con esta sección hasta la profundidad total del pozo, razón por la cual se registra también con LWD el intervalo de 9435' - 9884', siendo los 9884 pies la profundidad total del pozo.

Luego se realiza un viaje de calibre hasta los 8500 pies aproximadamente y se saca el BHA a superficie, se corre la combinación del revestidor de 9 5/8" (47 y 53.5 lbs/pie) y se realiza las operaciones de cementación. Se arma la sección C del cabezal y se dan por finalizadas las operaciones de perforación.

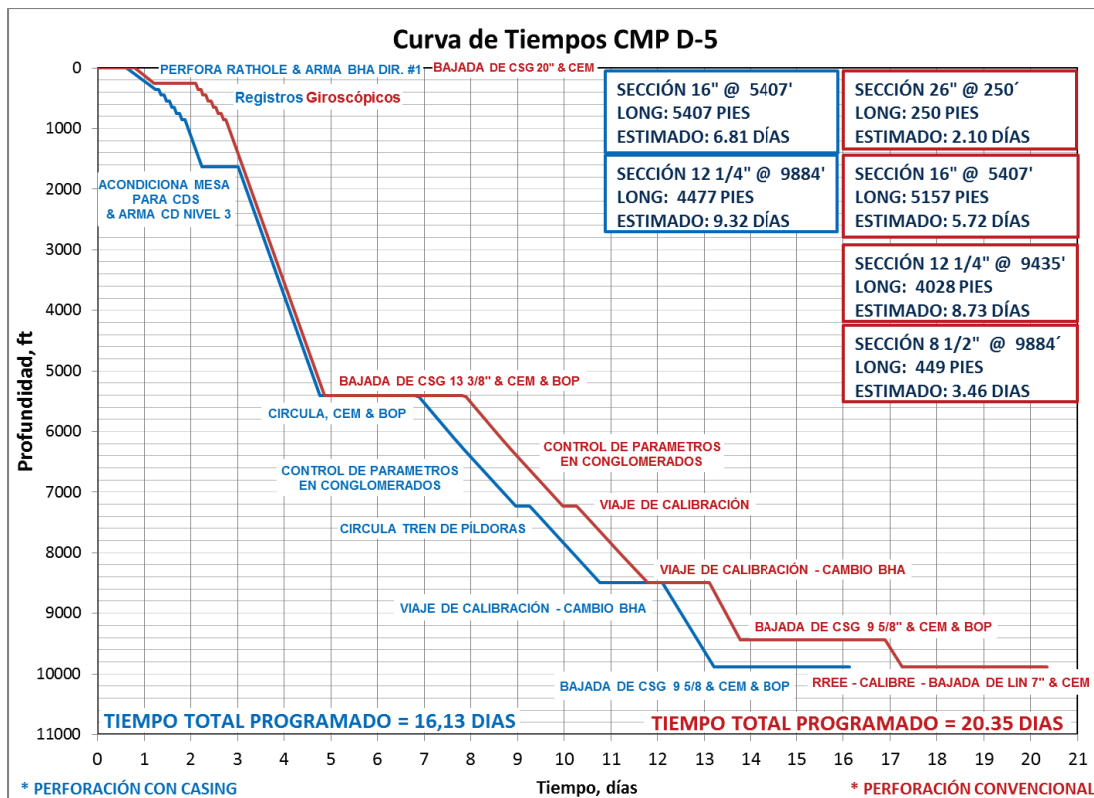
4.3.1.3 COMPARACIÓN CURVAS DE TIEMPO Vs. PROFUNDIDAD DE LA TECNOLOGÍA CASING DRILLING Y LA CONVENCIONAL

En la figura 4.36 se muestran las curvas de Tiempo Vs. Profundidad de la perforación la tecnología casing drilling y la perforación convencional. En la curva de perforación con la tecnología casing drilling también se consideran las optimizaciones que se mencionaron anteriormente.

Una diferencia relevante es la eliminación de la sección de 8 1/2" y el pilotaje del revestidor de 20", razón por la cual estas secciones no aparecen en la curva de perforación del pozo CMP D-5.

Con la optimizaciones mencionadas anteriormente, más la implementación de la tecnología casing drilling, el tiempo total de la perforación del pozo CMP D-5 es de 16.13 días versus los 20.35 días de la perforación de un pozo con la tecnología convencional, teniendo una diferencia de ahorro de 4.22 días con respecto a la curva de perforación convencional de 4 secciones.

Figura 4.36 Curva de Tiempo Vs. Profundidad para el pozo CMP D-5 y un pozo tipo.



Elaborado por: Luis Pérez

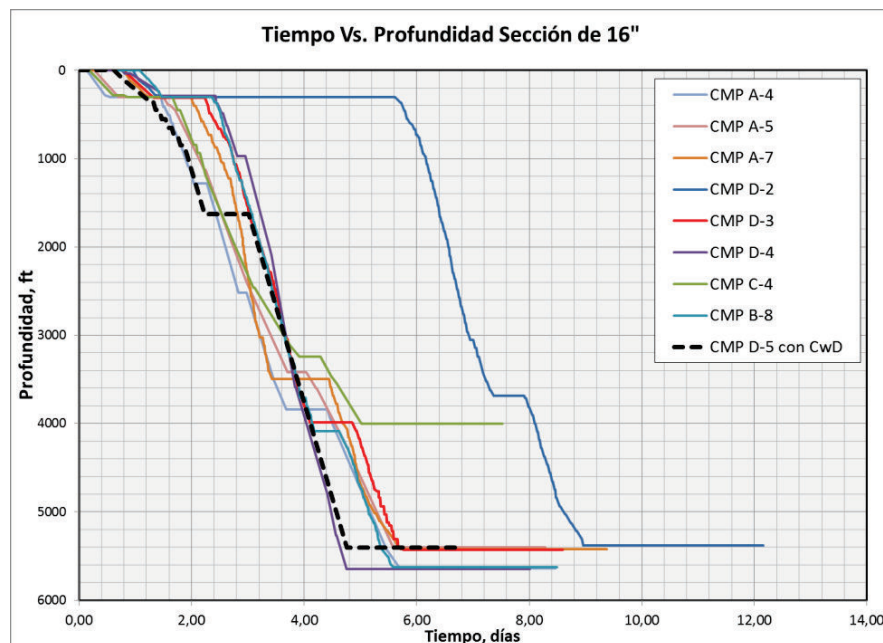
La perforación de la sección conductora y superficial de un pozo convencional perforado en el campo, se la realiza en un tiempo promedio de 7.9 días. En la figura 4.37 la curva de color negro es del pozo CMP D-5 que se lo va a perforar con la tecnología casing drilling, el cual se está comparando con las curvas de tiempo Vs. Profundidad de los pozos en referencia o vecinos, éstas curvas contemplan las secciones de 20" y 13 3/8".

Se puede constatar que se tiene una disminución considerable del tiempo plano (flat time) que invierte durante la sección superficial de la sección.

El tiempo plano que se observa a los 1600 pies aproximadamente indica el cambio de BHA que se planifica realizar, para comenzar a perforar con la tecnología casing drilling. Se perfora con tecnología convencional este tramo de la sección, ya que se requiere un rat hole para poder ensamblar el BHA de la tecnología casing drilling.

Se evaluó además la perforación de toda la sección con la tecnología casing drilling, pero se concluyó que esta no es la mejor opción, porque esto puede aumentar la fatiga acumulada en el cuerpo y conexión del revestidor, a más de que esta opción puede conllevar más tiempo.

Figura 4.37 Curva de Tiempo Vs. Profundidad para el pozo CMP D-5 y pozos en referencia.



Elaborado por: Luis Pérez

4.3.2 ANÁLISIS FINAL DEL POZO CMP A-11

El pozo CMP A-11, es un pozo tipo “S”, que tiene una inclinación máxima de 24.42° a una profundidad de 1926 pies en MD, en la sección superficial se va realizar dos KOP’s, el primero para construir el pozo y el segundo para tumbar el pozo y dejar en 0° para la perforación de la siguiente sección. La profundidad total del pozo es de 9973 pies en MD y 9717 pies en TVD.

Al igual que el pozo anterior, este pozo se planificó para perforarlo en 4 secciones. El plan de fluidos de perforación y el plan direccional son similares a los pozos en referencia. Ver ANEXO XXVIII.

Con estas características y con un revestidor de diferente tipo de conexión se realizaron los análisis de torque, arrastre y fatiga en el simulador de propiedad de Tenaris “TDF Analysis”, para las secciones de 16” y 12 ¼”.

Al igual que el pozo anterior, los resultado de los análisis de la sección de 16” muestran que el revestidor de **13 3/8”, N-80, 68 lbs/pie y con conexión TenarisXP Buttress es apto** para implementarlo en la tecnología casing drilling.

Por el mismo tipo motivo que en el pozo anterior en la sección de 12 ¼”, la **combinación de revestidores de 9 5/8” N-80, 47 lbs/pies y P-110, 53.5 lbs/pie no se apto** para implementarlo en la tecnología casing drilling, ya que no garantiza que el revestidor y su conexión no vayan a sufrir una falla.

También se elaboraron simulaciones en el software de propiedad de Schlumberger “Casing Driller”.

En la sección de 16” con este simulador se tiene una restricción en el torque requerido por el top trive en superficie, este valor supera las 37500 lbst-ft de torque continuo que brinda el top drive. Por esta razón **la implementación de la tecnología casing drilling no es viable** en la sección antes mencionada.

Por los resultados negativos de las simulaciones con el TDF Analysis, se decidió no realizar simulaciones con el simulador Casing Driller.

Con los resultados técnicamente negativos, se ha **decidido no implementar la tecnología casing drilling en la sección de 16” y 12 ¼” en el pozo CMP A-11.**

4.4 ANÁLISIS DE COSTOS DE LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL CON LA TECNOLOGÍA CASING DRILLING

Para el análisis de costos se va a realizar la comparación entre los costos de la sección de 16" con la perforación convencional (pozo tipo) versus la perforación de la misma sección con la tecnología casing drilling.

Solo el pozo CMP D-5 es técnicamente viable, por este motivo se va a realizar el análisis económico solo de este pozo.

4.4.1 ANÁLISIS DE COSTOS DEL POZO CMP D-5

Para este análisis se van a dividir los costos en dos grupos importantes, los costos tangibles y los intangibles.

4.4.1.1 COSTOS TANGIBLES PARA LA SECCIÓN DE 16"

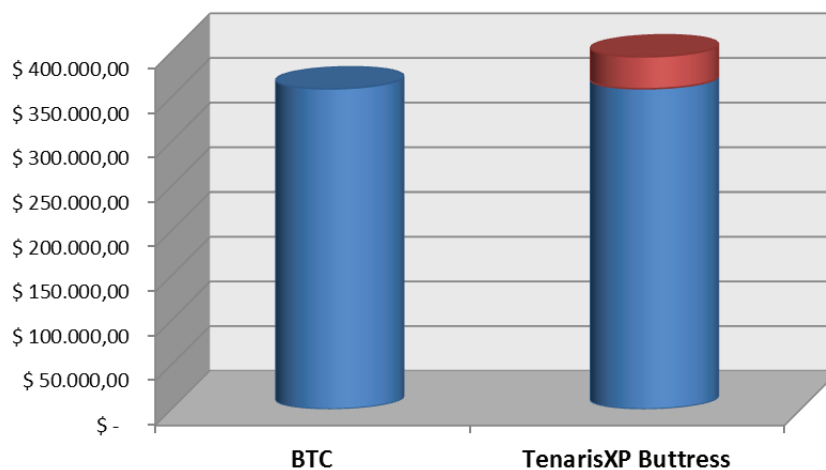
Los costos tangibles corresponden a los costos de los activos que perduran luego de la finalización de la perforación de un pozo, estos son: revestidor, cabezal y el colgador del liner (liner hanger).

Tabla 4.12 Costos tangibles para la sección de 16", CMP D-5.

CASING	COSTO/PIE	PROFUNDIDAD	BTC	TenarisXP Buttress
13 3/8"	66,32	5407	\$ 358.592	\$ 394.451

Elaborado por: Luis Pérez

Figura 4.38 Diferencia de costos en el revestidor BTC y el TenarisXP Buttress de 13 3/8", N-80, 68 lbs/pie.



Elaborado por: Luis Pérez

En la tabla 4.12 se indica los costos intangibles involucrados en la sección de 16", el cabezal y el liner hanger no se los toma en cuenta, ya que estos valores se los involucra en la última sección del pozo.

La TenarisXP Buttress al ser una conexión propietaria de Tenaris y tener características mejoradas con respecto a la conexión BTC API, se tiene una diferencia de costos de aproximadamente del 10%, esto representa un excedente de \$ 36000 entre las conexiones, como se muestra la figura 4.39.

4.4.1.2 COSTOS INTANGIBLES PARA LA SECCIÓN DE 16"

Los costos intangibles son aquellos que no tiene existencia física una vez finalizadas las operaciones de perforación, los cuales se indican en la tabla 4.13.

Tabla 4.13 Costos intangibles para la sección de 16", CMP D-5.

Operación	Pozo tipo	Pozo CMP D-5
DTM	\$ 225.679	\$ 196.531
Superv. y viáticos	\$ 29.973	\$ 26.102
Taladro	\$ 309.122	\$ 269.197
Combustible	\$ 74.494	\$ 64.873
Catering	\$ 11.638	\$ 10.135
Cementación	\$ 146.574	\$ 72.000
Direccional	\$ 181.433	\$ 158.000
Fluidos de Perforación	\$ 118.412	\$ 103.118
Entubamiento - serv	\$ 16.798	-
Transp. De cargas líquidas	\$ 16.719	\$ 14.559
Brocas	\$ 34.000	\$ 26.000
Control geológico	\$ 19.653	\$ 17.115
Varios	\$ 89.975	\$ 78.354
Casing drive system (CDS)	-	\$ 32.500
Casing shoe	-	\$ 8.000
Drill lock assembly (DLA)	-	\$ 30.000
Viaje de calibre y viaje a superficie (20 hrs)	-	\$ (90.000)
TOTAL:	\$ 1.274.470	\$ 1.016.485

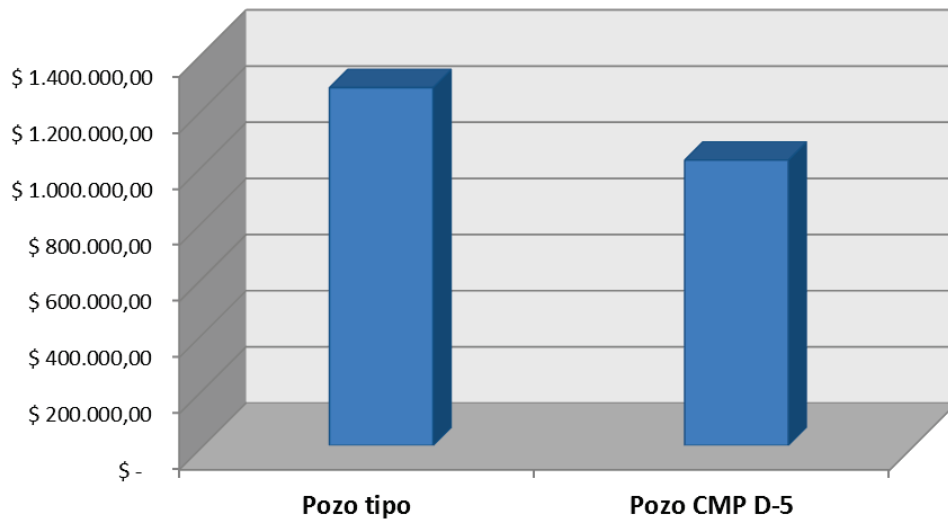
Elaborado por: Luis Pérez

Los costos involucrados en el pozo tipo corresponden a la sección de 20" y 13 3/8", ya que la perforación con la tecnología casing drilling empieza en superficie. En esta sección no se involucra el perfilaje en ninguno de los dos pozos, pero en el pozo CMP D-5 que se perfora con la tecnología casing drilling se adiciona costos para de CDS, DLA y casing shoe, que representa una valor de \$ 70500.

Las ventajas de la tecnología casing drilling en el pozo CMP D-5 brindan un ahorro en la entubación del revestidor, en el viaje de calibre y en el viaje a superficie, sin tomar en cuenta el ahorro de tiempo que se gana durante la perforación de la sección de 16" con la tecnología casing drilling.

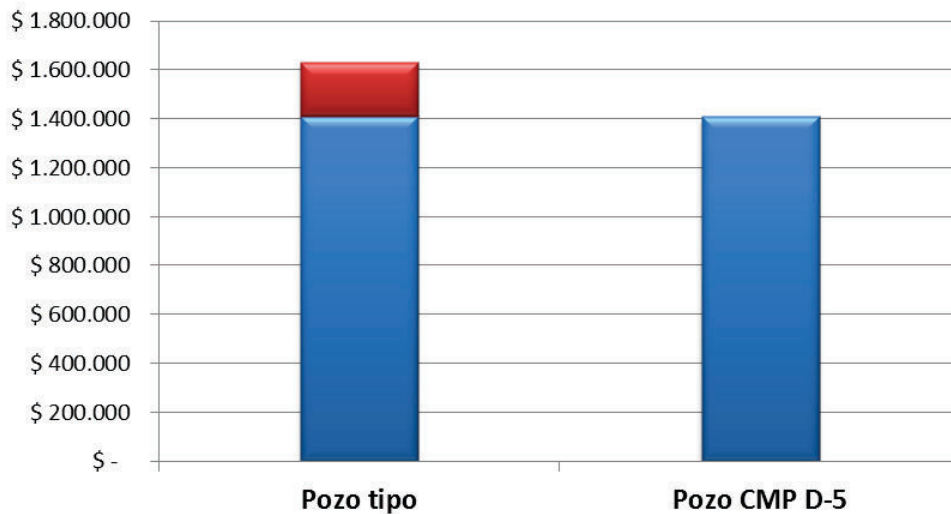
En la figura 4.39 se muestra que se tiene un ahorro de \$ 258000, en todos los costos intangibles relacionados en la perforación de esta sección.

Figura 4.39 Diferencia de costos en los costos intangibles en la sección de 16", CMP D-5.



Elaborado por: Luis Pérez

Figura 4.40 Ahorro en la sección de 16" entre el pozo tipo Vs. El pozo CMP D-5.



Elaborado por: Luis Pérez

La figura 4.40 se indica los el valor total ahorrado en la sección de 16" entre los valores tangibles e intangibles, el ahorro total es de \$ 222216, esto representa un 13.6% menos del costo total de la sección.

4.4.1.3 COSTOS TANGIBLES E INTANGIBLES PARA PARA EL POZO CMP D-5

Los costos de los valores tangibles e intangibles para el pozo CMP D-5 se muestran en la tabla 4.14 y 4.15. En los costos tangibles se aumentan los costos del cabezal y del liner hanger, así como también se adiciona el perfilaje en los costos intangibles del pozo.

Tabla 4.14 Costos tangibles totales del pozo CMP D-5.

	Pozo tipo	Pozo CMP D-5
Revestidor (20", 13 3/8", 9 5/8", 7")	\$ 855.389	\$ 891.248
Cabezal	\$ 62.286	\$ 62.286
Liner Hanger	\$ 88.571	-
TOTAL:	\$ 1.006.246	\$ 953.534

Elaborado por: Luis Pérez

Tabla 4.15 Costos intangibles totales del pozo CMP D-5.

Operación	Pozo tipo	Pozo CMP D-5
DTM	\$ 587.286	\$ 465.500
Superv. y viáticos	\$ 78.000	\$ 61.825
Taladro	\$ 804.429	\$ 637.613
Combustible	\$ 193.857	\$ 153.657
Catering	\$ 30.286	\$ 24.005
Cementación	\$ 381.429	\$ 302.331
Perfilaje	\$ 164.714	\$ 130.557
Direccional	\$ 472.143	\$ 374.234
Fluidos de Perforación	\$ 308.143	\$ 244.243
Entubamiento - serv	\$ 43.714	\$ 34.649
Transp. De cargas líquidas	\$ 43.507	\$ 34.485
Brocas	\$ 150.500	\$ 119.291
Control geológico	\$ 51.143	\$ 40.537
Varios	\$ 234.143	\$ 185.588
Casing drive system (CDS)		\$ 32.500
Casing shoe		\$ 8.000
Drill lock assembly (DLA)		\$ 30.000
Viaje de calibre		\$ (90.000)
Entubamiento - serv (sección 16")		\$ (16.798)
TOTAL:	\$ 3.543.293	\$ 2.772.218

Elaborado por: Luis Pérez

Además en los costos tangibles se indica los costos de todos los revestidores a utilizar en los pozos en comparación.

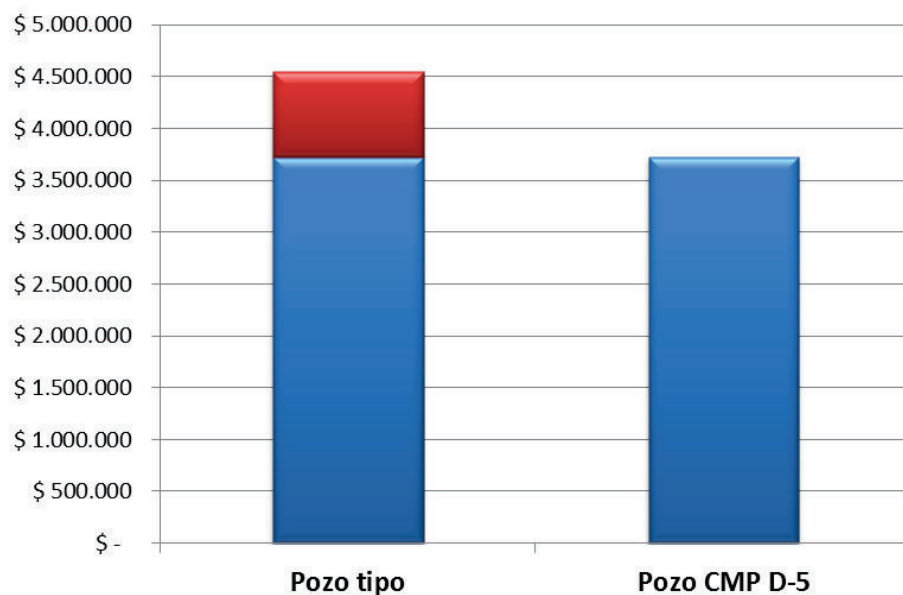
Como se mencionó anteriormente, se están analizando optimizaciones extras en la sección de 20" y 7" por motivos de optimización de tiempos y costos.

En la primera sección (20") se piensa pilotar el revestidor de 20", por este motivo la distancia de revestidor de 20" disminuye de 300 a 60 pies aproximadamente. En cambio la sección de 7" se la va a eliminar, ya que se va a llegar a la profundidad total del pozo con el revestidor de 9 5/8", esto hace que no se utilice liner de 7" y un liner hanger en la perforación del pozo CMP D-5.

Esta última optimización también ahorra un tiempo significativo de perforación, el cual también se adiciona en el ahorro de tiempo y costos en la perforación del pozo CMP D-5 con la tecnología casing drilling.

En la figura 4.41 se indica costo total de ahorro en la perforación del pozo CMP D-5, este monto es el 18.1% menos que el valor total requerido en la perforación convencional de un pozo en 4 secciones. Este porcentaje representa un ahorro total de \$ 823787 en todo el pozo.

Figura 4.41 Ahorro total entre el pozo tipo Vs. el pozo CMP D-5.



Elaborado por: Luis Pérez

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 CONCLUSIONES

- Las simulaciones en el “TDF Analysis” de Tenaris muestran que es factible la implementación de la tecnología casing drilling en las secciones de 16” (revestidor 13 3/8”, N-80, 68 lbs/pie, TenarisXPButtress) de los pozos CMP D-5 y CMP D-11, mientras que en el simulador “Casingdriller” de Schlumberger es factible solo en el pozo CMP D-5, concluyendo que solo en el pozo CMP D-5 se implementará la tecnología casing drilling en la sección de 16”.
- Para las secciones de 12 ¼” de los dos pozos mencionados anteriormente, el simulador “TDF Analysis” indica que no es factible la implementación de la tecnología casing drilling, porque la combinación del revestidor de 9 5/8” de diferente peso y grado de acero (N-80, 47 lbs/pie; P-110, 53.5 lbs/pie) supera el torque de operación de la conexión TenarisXPButtress, ocasionando que el revestidor sufra una falla por sobre-torque.
- En la sección de 12 ¼” del pozo CMP D-5 según las simulaciones en el “TDF Analysis” indica que se tendrá pandeo (buckling) a los 9312 pies aproximadamente, mientras que en el pozo CMP A-11 ocurrirá a los 8800 pies, esto impide que con la combinación del revestidor de 9 5/8” se pueda profundizar y llegar a la profundidad total del pozo, siendo otra causa porque no se implementará la tecnología casing drilling en esta sección.
- En el análisis del pozo CMP D-5 en la sección de 16”, se simuló con una ROP de 15 pies/hora y se tiene un valor de 36630 lb-pie de torque en superficie al momento de llegar a la TD de la sección. La ROP promedio de la sección de 16” de los pozos vecinos esta entre 80 y 110 pies/hora. Si aplicamos esta ROP en la perforación con casing drilling, se tendría un aumento en el torque de 2000 a 3000 lb-pie, teniendo un torque real de 39630 lb-pie aproximadamente, éste valor supera el torque continuo que el

Top drive nos brinda (37500 lb-pie). Para disminuir este parámetro se debe trabajar con un sistema rotativo direccional (rotary steerable system – RSS), además se puede implementar reductores de fricción (lubricantes y/o esferas de cristal drill bits) en el fluido de perforación.

- En el análisis de los problemas de operativos de la sección de 16”, se determinó que son muy frecuentes los problemas rimado, arrastre que se soluciona maniobrando la sarta y arrastre que se circula para superar este problema, implementar la tecnología casing drilling ayuda a evitar estos problemas, ya que la sarta de revestidor no se saca a superficie.
- La implementación de la tecnología casing drilling ayuda a no realizar viajes de calibre, corrida de revestidor y el viaje a superficie antes de la corrida del revestidor, haciendo que disminuyan los tiempos planos y costos de la perforación.
- La implementación del casing drive system (CDS) en la mesa del taladro, aumenta la seguridad para el personal del mismo, ya que con esta herramienta no se necesita encuellador para guiar el revestidor, este maniobra la realizan los brazos hidráulicos del CDS.
- Implementar la tecnología casing drilling garantiza que cada pie perforado, será revestido al mismo tiempo, esto ayuda a no perder la trayectoria original del pozo en el caso de que se presente un problema de sidetrack y evita problemas de inestabilidad de formación.
- Al implementar la tecnología casing drilling en la sección de 16” (en el pozo CMP D-5 la perforación de esta sección empieza en superficie) se tiene un ahorro de tiempo de aproximadamente 24.24 horas (1.01 día).
- Con las ventajas mencionadas anteriormente y el ahorro de tiempo que genera la implementación de la tecnología casing drilling, si tiene un ahorro económico en la sección de 16” de \$ 222.216.
- La implementación de la tecnología casing drilling, el pilotaje del revestidor de 20”, la profundización de la sección de 9 5/8” hasta las profundidad total

del pozo, eliminado el liner de 7", generan un ahorro general en toda la perforación del pozo de 824.000 aproximadamente.

5.2 RECOMENDACIONES

- Para la recuperación de BHA en la sección de 13 3/8" del pozo CMP D-5, antes de llegar al fondo con el BHA se recomienda circular a bajo caudal e ir incrementando progresivamente hasta obtener retornos limpios, con el propósito de evitar que se produzca un empaquetamiento.
- Para no tener NPT en la el rig up del Revestidor Drive System (CDS) se recomienda identificar las conexiones y medidas del Top Drive System (TDS) que sean compatibles, en el caso de no serlo, se puede identificar el problema y resolverlo con antelación.
- Se recomienda alinear bien la boca del pozo con la mesa del taladro, con el propósito de que no se tenga problemas al momento del enrosque del revestidor, y así no aumentar los tiempos de operación.
- Para no tener problemas con el torque continuo requerido en el pozo CMP D-5, se recomienda cambiar el top drive por uno de mayor capacidad, esto hará que se tenga un rango más amplio de trabajo y así garantizar en mayor porcentaje la reducción del NPT's por problemas del top drive.
- Se recomienda realizar el análisis de torque y fatiga para la sección de 12 1/4", con el revestidor de 9 5/8", P-110, 53.5 lbs/pie con conexión TenarisXPButtress, para luego analizar la factibilidad de la implementación de la tecnología casing drilling en esta sección. Esta tubería al momento del estudio, no se tenía en inventario por lo cual su uso no está garantizado
- En la sección de 13 3/8", se recomienda analizar la implementación de la tecnología casing drilling nivel II, ya que por experiencia del campo, los buzamientos de las formaciones no deberían desviar al casing con la zapata perforable, ya que la sarta con revestidor es mucho más rígida y se la compararía con un BHA empacado, también se debe analizar si con el nivel II el punto de llegada del revestidor este dentro de la elipse de error.

- En el pozo CMP A-11, se recomienda analizar el cambio de plan direccional (suavizar el dogleg) para que los esfuerzos y el torque requerido por el top drive disminuyan, y así se pueda implementar la tecnología casing drilling en este pozo.
- Para mejorar trayectorias, torques y esfuerzos laterales en el casing, se podría mover las coordenadas de superficie de los pozos, sin embargo este punto es de especial atención debido a que las plataformas a perforar tienen una aprobación previa. Esta consideración se debería tener para pozos con locaciones inexistentes en los cuales se deba construir una plataforma nueva.
- La tecnología casing drilling para pozos verticales es una alternativa ya probada en el país sobre todo para secciones cortas superficiales. El presente estudio, está enfocado en implementar esta tecnología en trayectorias un poco más desafiantes, por lo que sin ser limitante, trabajar en buscar locaciones nuevas debería ser un plus a estos trabajos.

REFERENCIAS

1. [1] Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (Octubre 2014). "*La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*". (3ra. ed.). Quito, Ecuador.
2. [2] Torres, R. (Junio 2008). "*ESTUDIO DEL SISTEMA DE TELEMETRÍA ELECTROMAGNÉTICO PARA TRANSMISIÓN DE DATOS DE FONDO A SUPERFICIE MIENTRAS SE PERFORA*". Quito, Ecuador.
3. [3] Bourgoyne, A., Millheim, K., Chenevert, M., & Young, F. (1991). "*Applied Drilling Engineering*". (2da. ed.). SPE textbook Series, Dallas, Texas, Estados Unidos.
4. [4] Zullian, C. (Diciembre 2013). "*Manejo de Petróleo y gas en superficie*" [en línea]. [Fecha de consulta: 20 de Mayo de 2015]. Disponible en: manejodepetroleoygas.blogspot.com/2013/12/generalidades-de-perforacion.html
5. [5] Swaco, M. (2001). "*Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación*". Capítulo II. Programa de computación. Houston, Texas. Estados Unidos. [Links].
6. [6] Schlumberger (2013). "*Fundamentos de los fluidos de perforación*". Oilfield Review, 25, 67-69.
7. [7] Swaco, M. (2001). "*Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación*". Capítulo I. Programa de computación. Houston, Texas. Estados Unidos. [Links].
8. [8] Smith, I. (2008). "*ROLLER CONE DULL GRADING MANUAL*". Houston, Texas. Estados Unidos.
9. [9] Smith, R. (2007). "*RANDYSMITH TRAINING SOLUTIONS*". Houston, Texas. Estados Unidos.
10. [10] Molero, J. (2005). "*Ingeniería de perforación*". Quito, Ecuador.
11. [11] Dueñas, J. (2007). "*Semanario de Ingeniería de perforación*". Quito, Ecuador.
12. [12] Tecpetrol. (2014). "*Curso de cementación*". Quito, Ecuador.

13. [13] Warren, T., Tessari, R., & Houtchens, B. (2004). *“Casing drilling with Retrievable Drilling Assemblies”*. OTC 16564. Houston, Texas, Estados Unidos.
14. [14] Dante, C. (2010). *“Casing While Drilling”*. Tenaris University. Houston, Texas, Estados Unidos.
15. [15] Karimi, M., Ghalambor, A., Montgomery, M., & Moellendick, E. (2011). *“Formation Damage and Fluid Loss Reduction due to Plastering Effect of Casing drilling”*. SPE 143656. The Netherlands.
16. [16] Schlumberger. (2013). *“TDDirect Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner”*. Houston, Estado Unidos.
17. [17] Ramírez, H., Breton, M., Lougon, A., Rodriguez, R., Barreto, M., Schlumberger; Chancay, J., Petroamazonas E.P. (2015). *“New Techniques Aimed at Facilitating Application of Directional Casing drilling in Ecuador”*. SPE 177070-MS. Quito, Ecuador.
18. [18] Warren, M., Angman, P., Houtchens, B. (2000). *“Casing drilling Application Design Considerations”*. IADC/SPE 59179. New Orleans, Louisiana, Estados Unidos.
19. [19] Tenaris (2015). *“Seminario de Diseño de pozos”*. Quito, Ecuador.
20. [20] Tenaris (2015). *“Brochure TenarisXP™ Buttress”*. Descargado de: www.tenaris.com.
21. [21] TenarisTamsa (2012). *“Prontuario”*. México.

ABREVIATURAS

LWD = Logging while drilling.

TCI = Tungsten Carbide Insert.

PDC = Polycrystalline Diamond Compact.

BOP = Blow Out Precentor.

MWD = Measurment while drilling.

BHA = Bottom hole assembly.

HWDP = Heavy Weight Drill Pipe.

DC = Drill Collars.

ID = Inner Diameter - Pulgadas.

RGP/GOR = relación gas petróleo (gas oil ratio) – MSCF/ STB.

DLA = Drill lock assembly.

DLS = Dog Leg Severity – grados / 100 pies.

DTM = Desmonte, Transporte, Montaje.

CDS = Casing drive system.

ANEXOS

ANEXO I: Esquema del taladro de perforación y sus sistemas

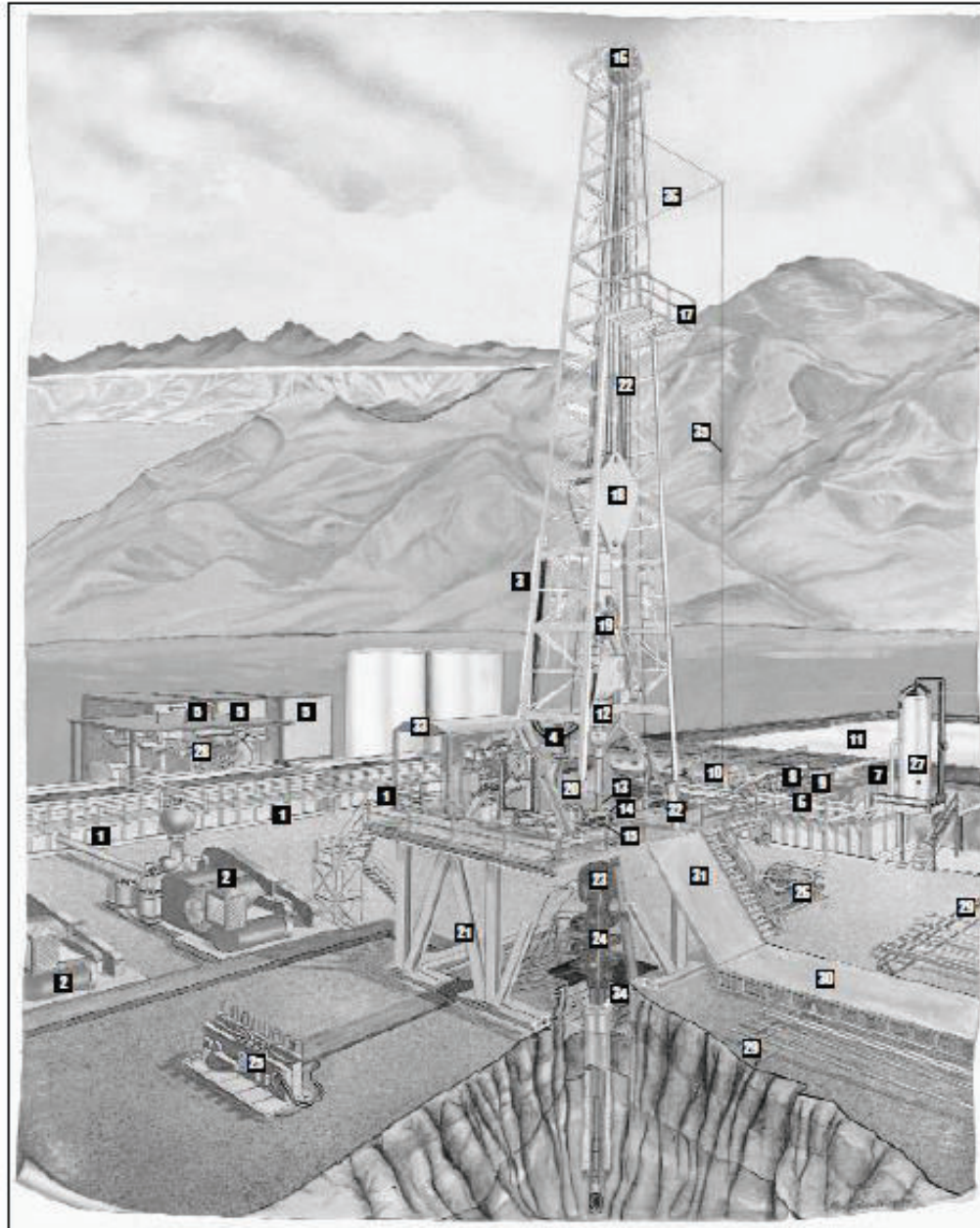


Figura 3: Perspectiva esquemática de un equipo de perforación rotatoria (según Petex).

Sistema de Circulación

1. Tanques de lodo
2. Bombas de lodo
3. Tubo vertical
4. Manguera de perforación
5. Almacenamiento de lodo a granel
6. Línea de retorno de lodo
7. Zaranda
8. Deslimador
9. Desarenador
10. Desgasificador
11. Tanques de reserva

Equipo Rotatorio

12. Unión giratoria
13. Kelly
14. Buje de junta kelly
15. Mesa rotatoria

Sistema de Levntamiento

16. Bloque de corona
17. Plataforma del torrero
18. Bloque viajero
19. Gancho
20. Malacate
21. Subestructura
22. Cable de perforación

Equipo de Control de Pozo

23. Preventor anular
24. Preventores de reventones de ariete
25. Unidad de acumulación
26. Múltiple de estrangulamiento
27. Separador de lodo-gas

Sistema de Energía

28. Generadores

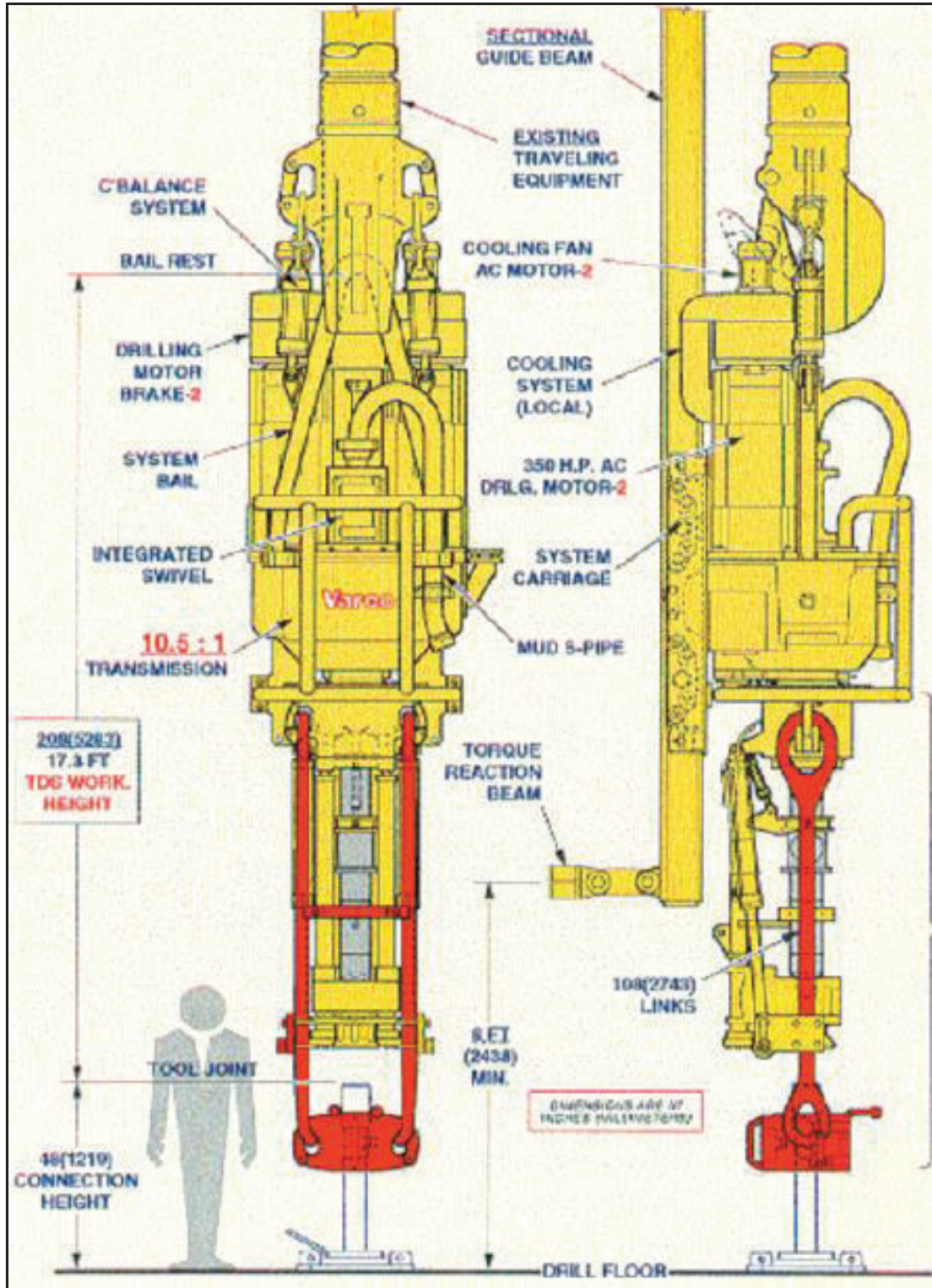
Tuberías y Equipo de Manejo de Tuberías

29. Tarimas para tuberías
30. Planchada
31. Puerta central
32. Ratonera

Varios

33. Caseta
34. Sótano
35. Cable de levantamiento
36. Poste grúa

ANEXO II: Esquema y partes de un top drive



ANEXO III: Características generales del tipo de desgaste de una broca

DULL CHARACTERISTICS	
* BC — Broken Cone	LT — Lost Teeth / Cutters
# BF — Bond Failure	NO — No Dull
BT — Broken Teeth / Cutters	OC — Off Center Wear
BU — Balled Up Bit	PB — Pinched Bit
* CC — Cracked Cone	PN — Plugged Nozzle / Flow Passage
* CD — Cone Dragged	RG — Rounded Gauge
CI — Cone Interference	# RO — Ring Out
CR — Cored	SD — Shirrtail Damage
CT — Chipped Teeth / Cutters	SS — Self-Sharpening Wear
ER — Erosion	TR — Tracking
FC — Flat Crested Wear	WO — Washed Out Bit
HC — Heat Checking	WT — Worn Teeth / Cutters
JD — Junk Damage	
* LC — Lost Cone	
LN — Lost Nozzle	
* Show cone # or #'s under location 4.	
# Not used for roller cone bits.	

ANEXO IV: Locación del desgaste de la broca

LOCATION - ROLLER CONE BITS	
N — Nose Row	Cone #
M — Middle Row	1
G — Gauge Row	2
A — All Rows	3

ANEXO V: Lista de verificación para determinar si los conos se encuentran sellados

Items To Check When Determining Seal / Bearing Effectiveness	
✓ Ability to rotate cone	✓ Shale burn
✓ Cone springback	✓ Shale packing
✓ Seal squeak	✓ Gaps - backface or throat
✓ Internal sounds	✓ Bearing letdown - inner or outer
✓ Weeping grease	

ANEXO VI: Rangos de tolerancia para determinar el calibre de la broca según API

API Tolerance For New Bits	
Bit Size	API Tolerance
5 5/8 - 13 3/4	+ 1/32 : -0
14 - 17 1/2	+ 1/16 : -0
17 5/8 & larger	+ 3/32 : -0

ANEXO VII: Características de los desgastes secundarios de una broca

DULL CHARACTERISTICS	
BC — Broken Cone	LT — Lost Teeth / Cutters
# BF — Bond Failure	NO — No Dull
BT — Broken Teeth / Cutters	OC — Off Center Wear
BU — Balled Up Bit	* PB — Pinched Bit
CC — Cracked Cone	* PN — Plugged Nozzle / Flow Passage
CD — Cone Dragged	RG — Rounded Gauge
CI — Cone Interference	# RO — Ring Out
CR — Cored	* SD — Shirttail Damage
CT — Chipped Teeth / Cutters	SS — Self-Sharpening Wear
ER — Erosion	TR — Tracking
FC — Flat Crested Wear	* WO — Washed Out Bit
HC — Heat Checking	WT — Worn Teeth / Cutters
JD — Junk Damage	
LC — Lost Cone	
* LN — Lost Nozzle	

* Used only in the 'Other Dull Characteristics' column.
Not used for roller cone bits.

ANEXO VIII: Razones de salida de la broca a superficie

BHA — Change Bottom Hole Assembly
CM — Condition Mud
CP — Core Point
DMF — Downhole Motor Failure
DP — Drill Plug
DSF — Drill String Failure
DST — Drill Stern Testing
DTF — Downhole Tool Failure
FM — Formation Change
HP — Hole Problems
HR — Hours on Bit
LIH — Left in Hole
LOG — Run Logs
PP — Pump Pressure
PR — Penetration Rate
RIG — Rig Repair
RS — Retrieve Survey
TD — Total Depth / Casing Depth
TQ — Torque
TW — Twist Off
WC — Weather Conditions
WO — Washout in Drill String

ANEXO IX: Pruebas que se realizan a la BOP












<p>Periodicidad de las pruebas de las BOP:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cuando se instalen. • Antes de que hayan transcurrido 14 días desde la última prueba de presión de la BOP. • Antes de perforar cada sarta de revestimiento o un liner. <p>Presiones de prueba de las BOP:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La prueba de presión baja debe hacerse entre 200 y 300 <i>psi</i>. Para las pruebas de BOP de ariete, del manifold del choque y de los demás equipos del sistema de BOP, la prueba de presión alta debe ser igual a la presión nominal de trabajo del equipo o a la presión que haya aprobado el Supervisor de Distrito del MMS. • Para BOPs anulares, la prueba de alta presión debe ser igual al 70% de la presión nominal de trabajo o a la presión que haya aprobado el Supervisor de Distrito del MMS. <p>Duración de las pruebas de presión:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cada prueba debe mantener la presión requerida al menos por 5 minutos. • Se acepta una prueba de tres minutos si la presión de prueba se registra en la mitad exterior de un diagrama de cuatro horas, en un diagrama de una hora o en un medidor digital. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se debe utilizar agua para probar un sistema de BOP en superficie. • Alterne entre estaciones de control y receptáculos. • Realice pruebas de presión de los arietes ciegos ó ciegos/de corte durante los '<i>stump tests</i>' y en todos los puntos del revestimiento. Asimismo, el intervalo entre pruebas de ariete ciego o ciego /de corte no debe exceder 30 días. • Pruebe el funcionamiento de los preventores anulares y los arietes cada 7 días entre las pruebas de presión. • Realice pruebas de presión de los arietes de tubería de diámetro variable contra todos los tamaños de tubería utilizados, excepto las botellas de perforación y las herramientas de fondo de pozo. • Pruebe todos los componentes de BOP afectados después de una desconexión o reparación de cualquier confinamiento de presión del pozo en la cabeza del pozo o en el ensamblaje del conjunto de BOP. • Accione las válvulas de seguridad montadas en las conexiones de revestimiento apropiadas antes de correr el revestimiento. • Si se instalan arietes de revestimiento se debe probar la tapa del ariete antes de correr el revestimiento. • Realice una prueba de '<i>stump</i>' del sistema de BOP submarino antes de su instalación. Para esta prueba se debe utilizar agua.
---	--

Pruebas de BOP - Pautas del API RP 53

Antes de perforar el tapón del revestimiento se debe realizar una prueba de presión inicial en todas las instalaciones de las preventoras.

- Se deben realizar pruebas de presión del equipo de BOP después de correr una sarta de revestimiento, antes de entrar en una zona conocida de transición de presión y después de un cambio de ariete de preventora y/o de cualquier componente del conjunto de preventoras o del manifold del choque, con un intervalo de al menos una vez cada 21 días.
- El equipo se debe probar como mínimo al menos el 70% de la presión nominal de trabajo, pero limitado al valor que sea inferior entre la presión nominal de trabajo de la cabeza del pozo o el 70% de la presión mínima interna de resistencia de la parte superior del revestimiento. No obstante, en ningún caso podrán estas presiones, o las presiones de prueba posteriores, ser inferiores a las presiones esperadas en superficie.

ANEXO X: Tipos de centralizadores y sus descripciones

	Welded Bow Spring	Non Weld Single Bow	Non Weld Tandem Rise	Rotating Bow Type	Solid Centralizer	SpiraGlider SC and HD	LoTORQ LoDRAG
Imagen							
Imagen							
Descripción	Cubre un rango amplio de espacio anular. La serie P tiene fuerzas de arranque, corrida y recuperación mayores que las de la Serie S. La serie P tiene también más aletas	Se puede usar en un rango amplio de espacios anulares	El rango de diámetros de hueco abierto que cubre es menor. La fuerza de recuperación es alta, mientras que la fuerza de corrida es baja.	Tiene la capacidad de rotar. La fuerza de recuperación es alta y la fuerza de corrida es baja.	Centralizador rígido.	Centralizador rígido. Las aletas están soldadas al cuello. Aletas disponibles en configuraciones recta y en espiral.	Centralizador rígido diseñado para reducir las fuerzas de torsión y de arrastre.

ANEXO XI: Niveles de la tecnología casing drilling

	NIVEL 1 (Casing drive system)	NIVEL 2 (No Recuperable)	NIVEL 3 (Recuperable con sondeo)	NIVEL 4 (Recuperable con Wireline)
Aplicaciones	Entubación (profundidad limitada)	Perforación de pozos verticales (profundidad limitada)	Perforación de pozos verticales / direccionales	Perforación de pozos verticales / direccionales
Requerimientos para liner drilling	-	Liner con sondeo o con casing hasta superficie mientras se perfora	Liner con casing hasta superficie mientras se perfora	Liner con casing hasta superficie mientras se perfora
Prestaciones	Capacidad para rotar, circular y trabajar el casing hasta el fondo	Perforación con casing y trépano reparable	Perforación con casing y BHA recuperable	Perforación con casing y BHA recuperable
Carreras de trépano	-	Una	Múltiples	Múltiples
Proveedores	Tesco Weatherford Baker	Tesco Weatherford Baker	Tesco	Tesco

ANEXO XII: Efecto de frisado o plastering



Fig. 1-A: Casing is forced against the bore wall as it advances into the borehole.



Fig. 1-B: As mud is smeared into the formation, filter cake builds up on the borehole wall.

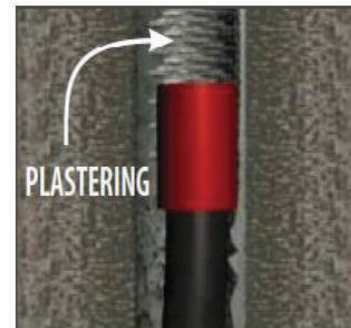
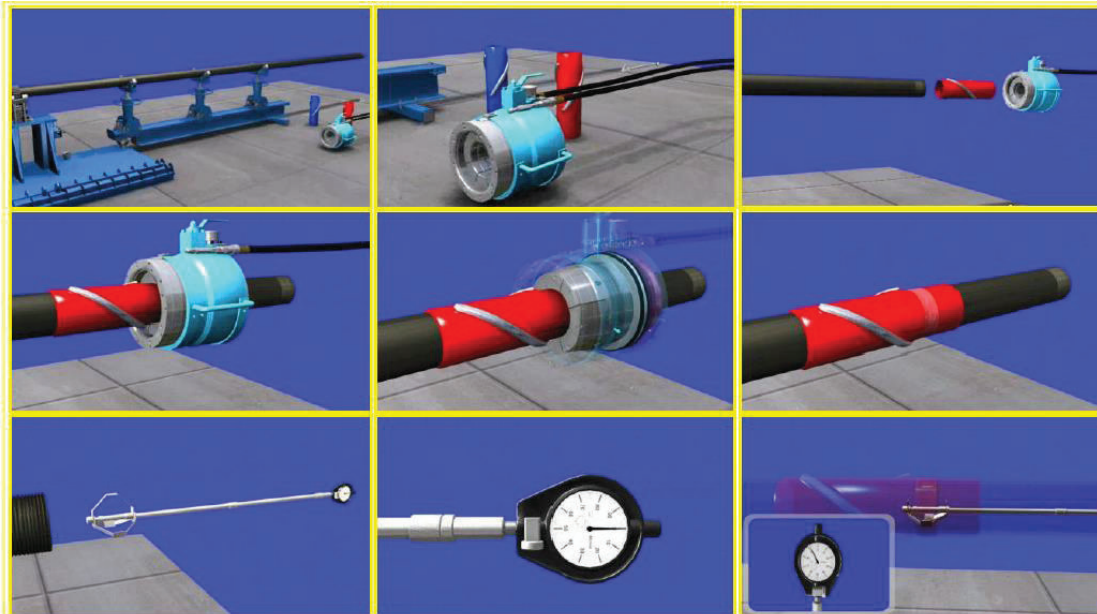


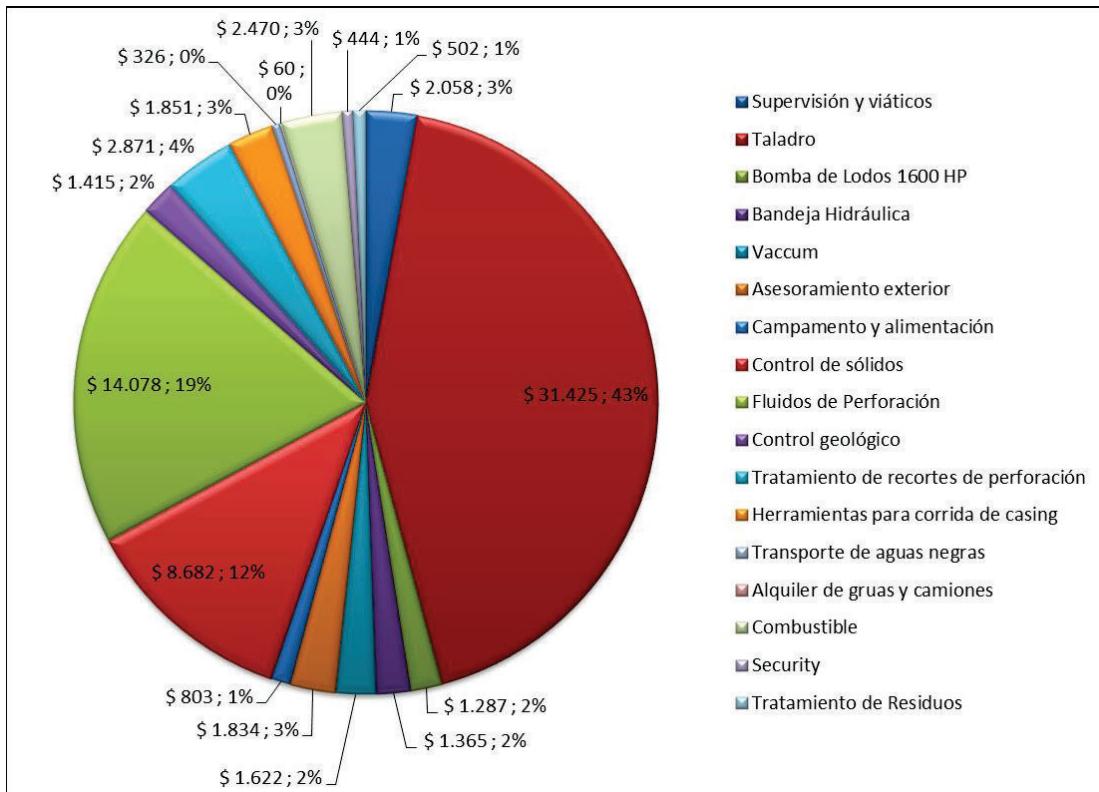
Fig. 1-C: Filter cake and cuttings are plastered against the borehole wall, sealing porous formations.

ANEXO XIII: Drill Lock Assembly (DLA)**ANEXO XIV: Procedimiento de ensamblaje de los centralizadores integrales**

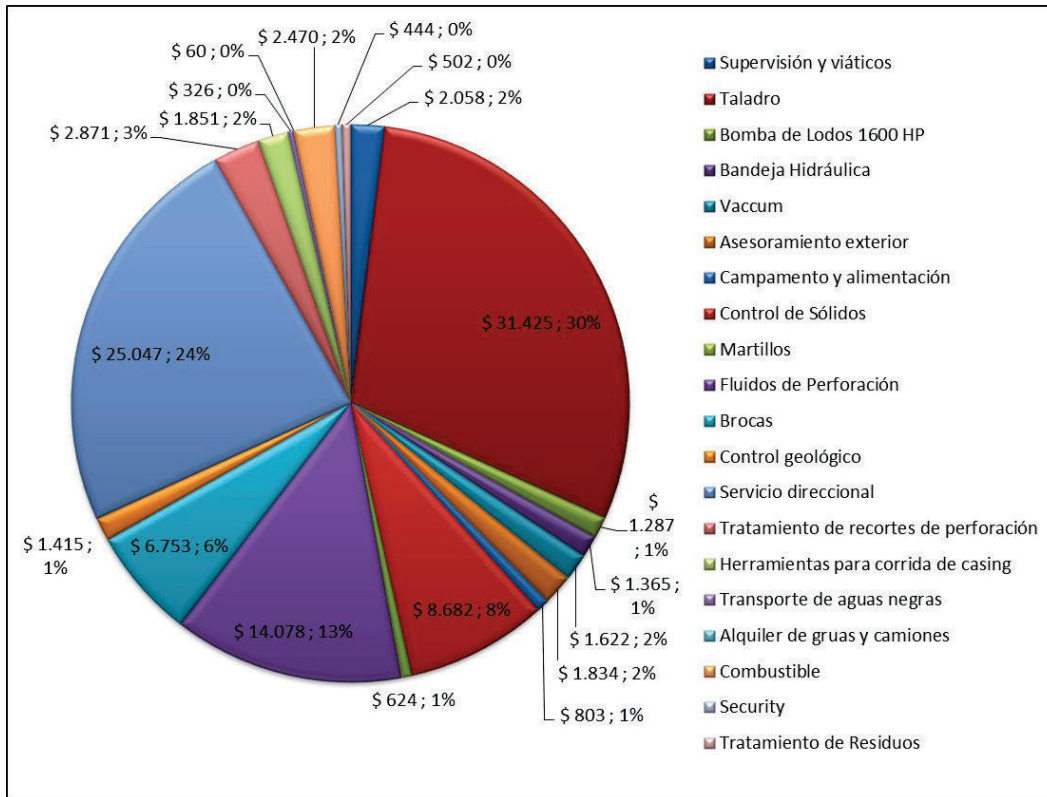
ANEXO XV: Anillos de torque



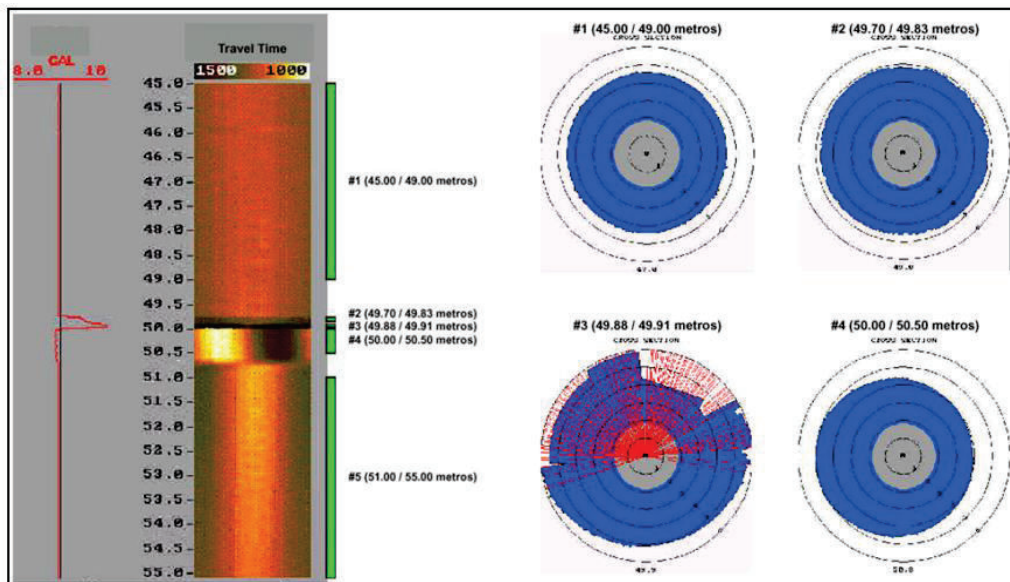
ANEXO XVI: Costos detallados de corrida de revestidor



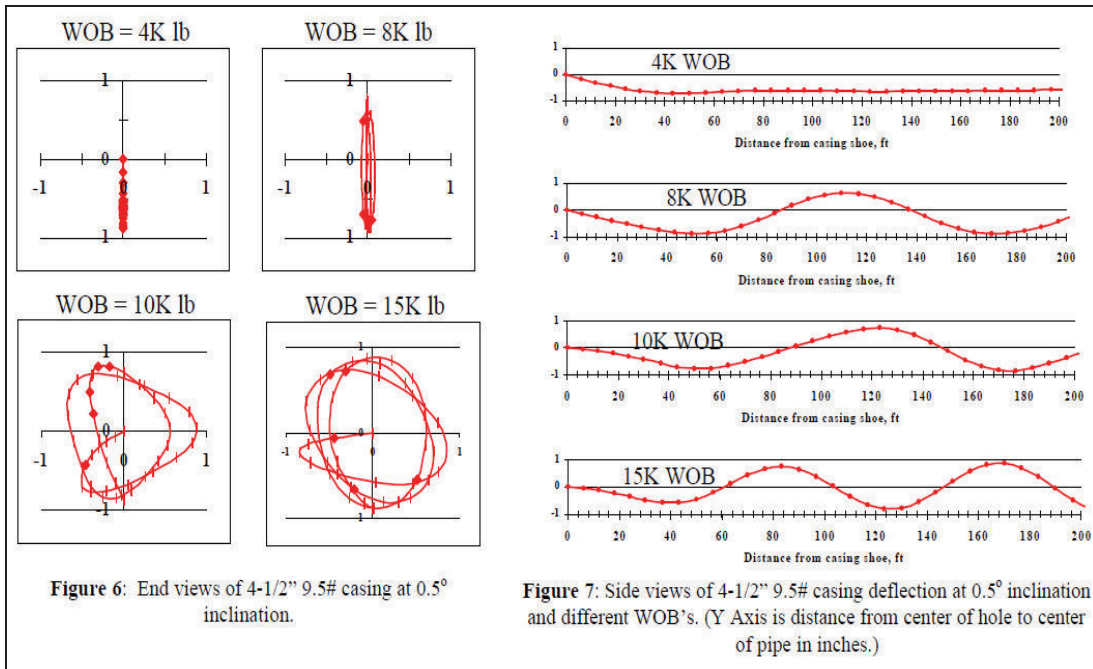
ANEXO XVII: Costos detallados de viaje de calibre



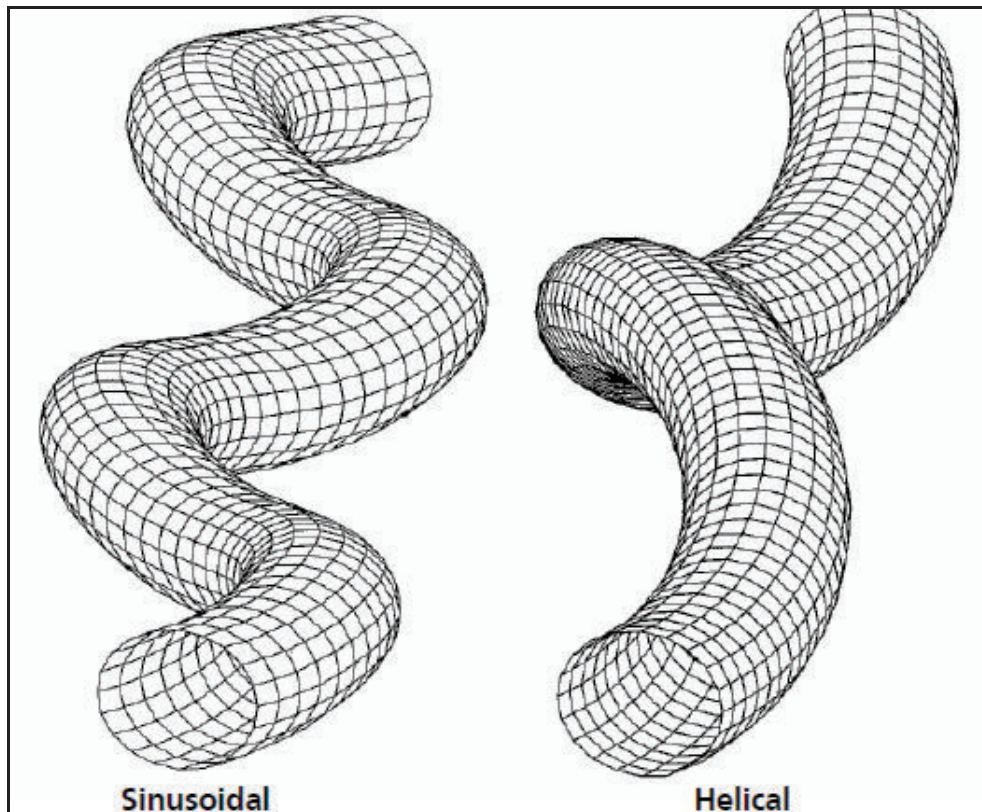
ANEXO XVIII: Simulaciones de pandeo en revestidor



ANEXO XIX: Simulaciones de pandeo en revestidor de 4 1/2" a diferentes WOB



ANEXO XX: Tipos de pandeo

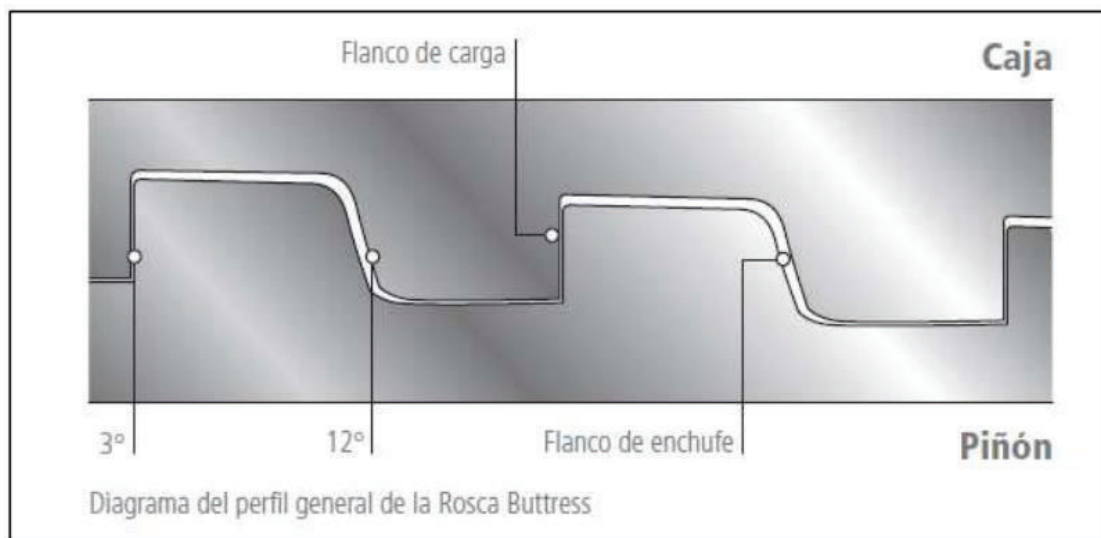


ANEXO XXI: Cargas cíclicas

Factores que contribuyen a la Fatiga

- Fuentes de cargas cíclicas
 - a. Rotar la sarta en una pata de perro
 - b. Rotar el BHA a través de un cambio de diámetro en el hoyo.
 - c. Pegadura/Deslizamiento de los estabilizadores.
 - d. Rotar la tubería en un área lavada.
 - e. Remolinos en la Barrena
 - f. Rebote de la barrena.

ANEXO XXII: Perfil Rosca BTC



ANEXO XXIII: Desempeño TenarisXP Buttress

BETTER PERFORMANCE

<p>TORQUE The TenarisXP™ Buttress connection offers enhanced torque performance, with a well defined make-up torque range. Its operational torque is about 3 times better than the typical API Buttress connection make-up torque values.</p> <p>This extra torque capability is provided by the torque shoulder. There is no need to provide additional elements like torque rings, simplifying the operation.</p>	<p>FATIGUE Extensive cyclic testing shows that TenarisXP™ Buttress can withstand very high fatigue loads, allowing the connection to resist great degrees of curvature (on occasions higher than 20°/100 ft) and large number of rotations.</p> <p>With an extensive ad-hoc fatigue testing experience in sizes ranging from 4 1/2" up to 13 3/8" OD, there is an exceptional characterization of its fatigue performance.</p>	<p>VERSATILITY The TenarisXP™ Buttress connection offers benefits for many operational environments and applications. Its extra torque capability and enhanced fatigue performance make it ideal for shales and casing while drilling operations.</p> <p>The TenarisXP™ Buttress connection has been field proven by many global oil and gas companies and its design has been validated according to major shale operators' specific testing protocols. This connection has been run in plays like Eagle Ford, Bakken, Marcellus and the Permian Basin.</p>
<p>BENDING Due to the high structural performance in tension and compression the TenarisXP™ Buttress connection is capable of resisting higher bending loads.</p>	<p>This assessment allows Tenaris to reliably support operators for the use of TenarisXP™ Buttress connections in not only Shales applications but also in other operations where rotating the string under high fatigue and torque loads is required, such as Casing while Drilling.</p>	

ANEXO XXIV: Ventajas de la conexión TenarisXP Buttress

1

- Positive stop shoulder that provides 100% compression capacity and extra torque capability, together with an easy yet robust running.
- Buttress thread profile that makes the connection compatible with standard API Buttress products.

2

- Torque shoulder that covers J-area, minimizing turbulence and erosion generated by flow during fracking and production.

ANEXO XXV: Tabla técnica TenarisXP Buttress

DESIGNATION	Nominal Weight	Wall Thickness	PIPE BODY		DRIFT DIAMETER	Duckbill Diameter	COUPLING Length	CONNECTION INSIDE DIAMETER	MAKE-UP LOSS	CRITICAL SECTION AREA	TENSILE EFFICIENCY	COMPRESSION EFFICIENCY	JOINT YIELD STRENGTH					REGULAR API COUPLING Duckbill Diameter
			Inch	mm									55 ksi	60 ksi	80 ksi	90 ksi	110 ksi	
7	33.00*	0.317	6.366	6.441*	6.354	4.579	6.555	100	100	366	552	599	672	732	837	—		
	36.00	0.362	6.276	6.151	6.264	4.579	7.549	100	100	415	604	679	717	830	944	—		
	39.00	0.408	6.184	6.059	6.172	4.579	8.449	100	100	465	616	762	803	929	1056	—		
	37.00	0.413	6.094	5.969*	6.082	4.579	9.317	100	100	512	745	839	885	1025	1163	—		
	35.00	0.498	6.004	5.879	5.993	4.579	10.172	100	100	559	814	916	966	1119	1322	—		
	38.00	0.540	5.925	5.795	5.908	4.579	10.959	100	100	603	877	986	1041	1206	1370	—		
	36.20	0.328	6.369	6.344	6.300	4.579	7.519	100	100	414	602	677	714	827	940	—		
	39.20	0.375	6.275	6.150	6.263	4.579	8.541	100	100	470	683	769	811	940	1068	—		
	33.70	0.430	6.165	6.040	6.153	4.566	9.220	100	100	535	778	875	923	1069	1215	—		
	39.00	0.500	6.075	5.950	6.063	4.566	11.192	100	100	616	895	1007	1053	1231	1399	—		
42.80	0.562	6.501	6.376	6.489	4.566	12.470	100	100	686	998	1122	1185	1372	1559	—			
45.30	0.595	6.435	6.310	6.423	4.566	13.141	100	100	733	1051	1183	1248	1445	1643	—			
47.10	0.635	6.375	6.250	6.363	4.566	13.244	100	100	756	1100	1237	1306	1512	1718	—			
37.00	0.357	7.971	7.796	7.909	4.891	9.149	100	100	503	732	823	869	1006	1144	—			
36.00	0.400	7.875	7.700	7.813	4.891	10.336	100	100	568	827	930	982	1137	1292	—			
40.00	0.450	7.775	7.600	7.713	4.891	11.557	100	100	636	925	1040	1098	1271	1445	—			
44.00	0.500	7.675	7.500	7.613	4.891	12.763	100	100	702	1021	1149	1212	1404	1596	—			
49.00	0.557	7.511	7.386	7.499	4.891	14.118	100	100	776	1129	1271	1341	1553	1765	—			
36.00	0.357	8.971	8.765	8.905	4.891	10.254	100	100	564	800	923	974	1128	1287	—			
40.00	0.395	8.835	8.619*	8.823	4.891	11.454	100	100	630	916	1031	1088	1260	1432	—			
43.50	0.435	8.735	8.599*	8.743	4.891	12.559	100	100	691	1005	1130	1193	1381	1570	—			
47.00	0.472	8.681	8.535	8.669	4.891	13.572	100	100	746	1086	1222	1289	1483	1691	—			
53.50	0.545	8.535	8.379	8.523	4.891	15.546	100	100	855	1244	1399	1477	1710	1943	—			
58.40	0.595	8.435	8.279	8.423	4.891	16.879	100	100	928	1350	1519	1604	1857	2110	—			
40.50	0.350	10.050	9.894	10.038	4.891	11.435	100	100	629	915	1029	1086	1258	1429	—			
45.50	0.400	9.950	9.794	9.938	4.891	13.006	100	100	715	1040	1171	1236	1431	1636	—			
57.00	0.490	9.850	9.694	9.838	4.891	14.561	100	100	801	1165	1311	1389	1622	1820	—			
47.00	0.375	11.000	10.844	10.988	4.891	13.401	100	100	737	1072	1206	1273	1474	1675	—			
54.00	0.435	10.880	10.724	10.868	4.891	15.463	100	100	850	1232	1392	1469	1701	1933	—			
60.00	0.489	10.772	10.616	10.760	4.891	17.300	100	100	951	1384	1567	1643	1923	2163	—			
54.50	0.380	12.615	12.459	12.603	4.891	15.513	100	100	853	1241	1396	1474	1706	1939	—			
61.00	0.430	12.515	12.359	12.503	4.891	17.487	100	100	963	1399	1574	1651	1924	2186	—			
68.00	0.480	12.415	12.259	12.403	4.891	19.445	100	100	1069	1566	1750	1847	2139	2431	—			
77.00	0.514	12.347	12.191	12.335	4.891	20.768	100	100	1143	1663	1869	1973	2284	2596	—			
75.00	0.638	15.174	14.968	15.112	4.891	21.414	100	100	1188	1713	1927	2034	2355	2677	—			
84.00	0.695	15.010	14.822	14.998	4.891	24.112	100	100	1326	1929	2170	2291	2652	3014	—			

* Drift diameter displayed are standard. Items marked with * will pass regular inspection drift (Special Drift).
 † Dimensions shown for the outer. Check locations in this document before purchase. All forces are minimum values. Refer to the TenarisXP Buttress Manual.

Tabla de torques TenarisXP Buttress

SIZE (OD)	NOMINAL WEIGHT	WALL THICKNESS	SMYS OF STEEL GRADE	MAKE UP TORQUE			YIELD TORQUE		
				Minimum	Optimum	Maximum			
[in.]	[lb/ft]	[in.]	[ksi]	[ft.lbs]	[ft.lbs]	[ft.lbs]	[ft.lbs]		
7	23.00	0.317	110	12680	14090	15500	24500		
			125	12990	14430	15870	26300		
			26.00	0.362	55	12650	14060	15470	19600
					80	13280	14750	16230	23400
					90	13640	15160	16680	23400
					95	13640	15160	16680	25800
	29.00	0.408	110	14020	15580	17140	28100		
			125	14400	16000	17600	30400		
			55	14330	15920	17510	21500		
			80	15030	16700	18370	26300		
	32.00	0.453	90	15450	17170	18890	26300		
			95	15450	17170	18890	29100		
			110	15880	17640	19400	32000		
			125	16300	18110	19920	34900		
			55	15320	17020	18720	22700		
			80	16140	17930	19720	28300		
	35.00	0.498	90	16630	18480	20330	28300		
			95	16630	18480	20330	31600		
			110	17130	19030	20930	35000		
			125	17610	19570	21530	38400		
			55	17290	19210	21130	27600		
			80	18150	20170	22190	29000		
	38.00	0.540	90	18680	20750	22830	29000		
			95	18680	20750	22830	32900		
110			19200	21330	23460	36700			
125			19710	21900	24090	40500			
55			18170	20190	22210	23800			
80			19140	21270	23400	31000			
7 5/8	26.20	0.328	90	19730	21920	24110	31000		
			95	19730	21920	24110	35300		
			110	20310	22570	24830	39600		
			125	20890	23210	25530	43900		
			29.70	0.375	55	13900	15440	16980	—
					80	14430	16030	17630	—
	90	14740			16380	18020	—		
	95	14740			16380	18020	—		
	110	15060			16730	18400	—		
	125	15380			17090	18800	—		
	33.70	0.430	55	15300	17000	18700	—		
			80	15970	17740	19510	—		
			90	16360	18180	20000	—		
			95	16360	18180	20000	—		
			110	16770	18630	20490	—		
			125	17160	19070	20980	—		
	39.00	0.500	55	16800	18670	20540	—		
			80	17630	19590	21550	—		
			90	18140	20150	22170	—		
			95	18140	20150	22170	—		
			110	18630	20700	22770	—		
			125	19130	21250	23380	—		
	42.80	0.562	55	18530	20590	22650	—		
			80	19580	21760	23940	—		
90			20210	22450	24700	—			
95			20210	22450	24700	—			
110			20840	23150	25470	—			
125			21470	23850	26240	—			
		55	21110	23450	25800	—			
		80	22250	24720	27190	—			
		90	22930	25480	28030	—			
		95	22930	25480	28030	—			
		110	23620	26240	28860	—			
		125	24310	27010	29710	—			

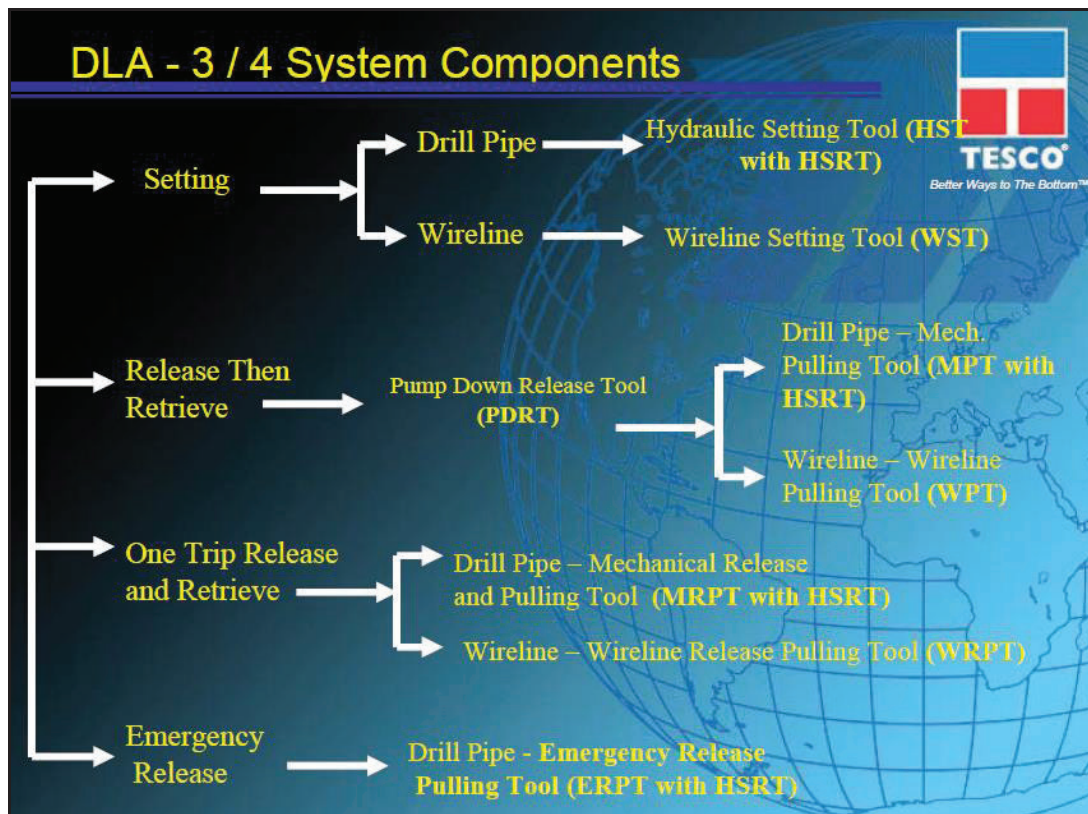
SIZE (OD)	NOMINAL WEIGHT	WALL THICKNESS	SMLS OF STEEL GRADE	MAKE UP TORQUE			YIELD TORQUE			
				Minimum	Optimum	Maximum				
(in.)	(lb/ft)	(in.)	(ksi)	(ft-lb)	(ft-lb)	(ft-lb)	(ft-lb)			
7 5/8	45.30	0.595	55	21870	24300	26730	—			
			80	23110	25680	28250	—			
			90	23850	26500	29150	—			
			95	23850	26500	29150	—			
			110	24600	27330	30060	—			
			125	25340	28160	30980	—			
	47.10	0.625	55	22450	24940	27430	—			
			80	23780	26420	29060	—			
			90	24580	27310	30040	—			
			95	24580	27310	30040	—			
			110	25370	28190	31010	—			
			125	26170	29080	31990	—			
			8 5/8	32.00	0.352	55	16440	18270	20100	—
						80	17150	19060	20970	—
90	17580	19530				21480	—			
95	17580	19530				21480	—			
110	18000	20000				22000	—			
125	18470	20470				22520	—			
36.00	0.400	55		18080	20090	22100	—			
		80		18960	21070	23180	—			
		90		19490	21660	23830	—			
		95		19490	21660	23830	—			
		110		20020	22240	24460	—			
		125		20550	22830	25110	—			
		40.00		0.450	55	19670	21850	24040	—	
					80	20740	23040	25340	—	
90	21380		23750		26130	—				
95	21380		23750		26130	—				
110	22020		24470		26920	—				
125	22660		25180		27700	—				
44.00	0.500		55		21150	23500	25850	—		
			80		22410	24900	27390	—		
		90	23170	25740	28310	—				
		95	23170	25740	28310	—				
		110	23920	26580	29240	—				
		125	24680	27420	30160	—				
		49.00	0.557	55	22730	25250	27780	—		
				80	24210	26900	29590	—		
90	25100			27890	30680	—				
95	25100			27890	30680	—				
110	26000			28900	31780	—				
125	26890			29880	32870	—				
9 5/8	36.00			0.352	55	16760	18620	20480	34400	
					80	17300	19220	21140	40700	
		90	17620		19580	21540	40700			
		95	17620		19580	21540	44500			
		110	17940		19930	21920	48400			
		125	18360		20390	22320	52300			
	40.00	0.395	55	18210	20230	22250	35500			
			80	18860	20960	23060	43400			
			90	19250	21390	23530	43400			
			95	19250	21390	23530	48200			
			110	19650	21830	24010	53000			
			125	20040	22270	24500	57800			
			43.50	0.435	55	19470	21630	23790	36500	
					80	20240	22490	24740	45900	
	90	20700			23000	25300	45900			
	95	20700			23000	25300	51600			
	110	21160			23510	25860	57300			
	125	21620			24020	26420	62900			
	47.00	0.472			55	20570	22850	25140	37500	
					80	21440	23820	26200	48200	

SIZE (OD)	NOMINAL WEIGHT	WALL THICKNESS	SMYS OF STEEL GRADE	MAKE UP TORQUE			YIELD TORQUE
				Minimum	Optimum	Maximum	
[in.]	[lb/ft]	[in.]	[ksi]	[ft.lb]	[ft.lb]	[ft.lb]	[ft.lb]
9 5/8	47.00	0.472	90	21970	24410	26850	48200
			95	21970	24410	26850	54700
			110	23400	24990	27400	61200
			125	23020	25580	28140	67600
	53.50	0.545	55	22550	25060	27570	39300
			80	23650	26280	28910	52700
			90	24310	27010	29710	52700
			95	24310	27010	29710	60800
	58.40	0.595	110	24970	27740	30510	68800
			125	25630	28480	31330	76800
			55	23810	26460	29110	40600
			80	25070	27850	30640	55700
		90	25810	28680	31550	55700	
		95	25810	28680	31550	64800	
		110	26570	29520	32470	73900	
		125	27320	30350	33390	83000	
10 3/4	40.50	0.350	55	17690	19660	21630	—
			80	18370	20410	22450	—
			90	18770	20860	22950	—
			95	18770	20860	22950	—
			110	19170	21300	23430	—
			125	19580	21750	23930	—
			55	19520	21690	23860	—
			80	20370	22630	24890	—
	45.50	0.400	90	20870	23190	25510	—
			95	20870	23190	25510	—
			110	21380	23760	26140	—
			125	21890	24320	26750	—
51.00	0.450	55	21200	23560	25920	—	
		80	22340	24710	27180	—	
		90	22850	25300	27930	—	
		95	22850	25300	27930	—	
		110	23470	26080	28690	—	
		125	24090	26770	29450	—	
		55	19660	21840	24020	—	
		80	20570	22850	25140	—	
		90	21110	23460	25810	—	
		95	21110	23460	25810	—	
		110	21660	24070	26480	—	
		125	22210	24680	27150	—	
54.00	0.435	55	21910	24340	26770	—	
		80	23090	25650	28220	—	
		90	23790	26430	29070	—	
		95	23790	26430	29070	—	
		110	24500	27220	29940	—	
		125	25200	28000	30800	—	
		55	23790	26430	29070	—	
		80	25210	28010	30810	—	
60.00	0.489	90	26060	28960	31860	—	
		95	26060	28960	31860	—	
		110	26920	29910	32900	—	
		125	27770	30860	33950	—	
13 3/8	54.50	0.380	55	21610	24010	26410	68700
			80	22840	25380	27920	84100
			90	23580	26200	28820	84100
			95	23580	26200	28820	93300
			110	24320	27020	29720	102500
			125	25060	27840	30620	111700
			55	23730	26370	29010	73200
			80	25250	28050	30860	92200
	61.00	0.430	90	26160	29070	31980	92200
			95	26160	29070	31980	103600

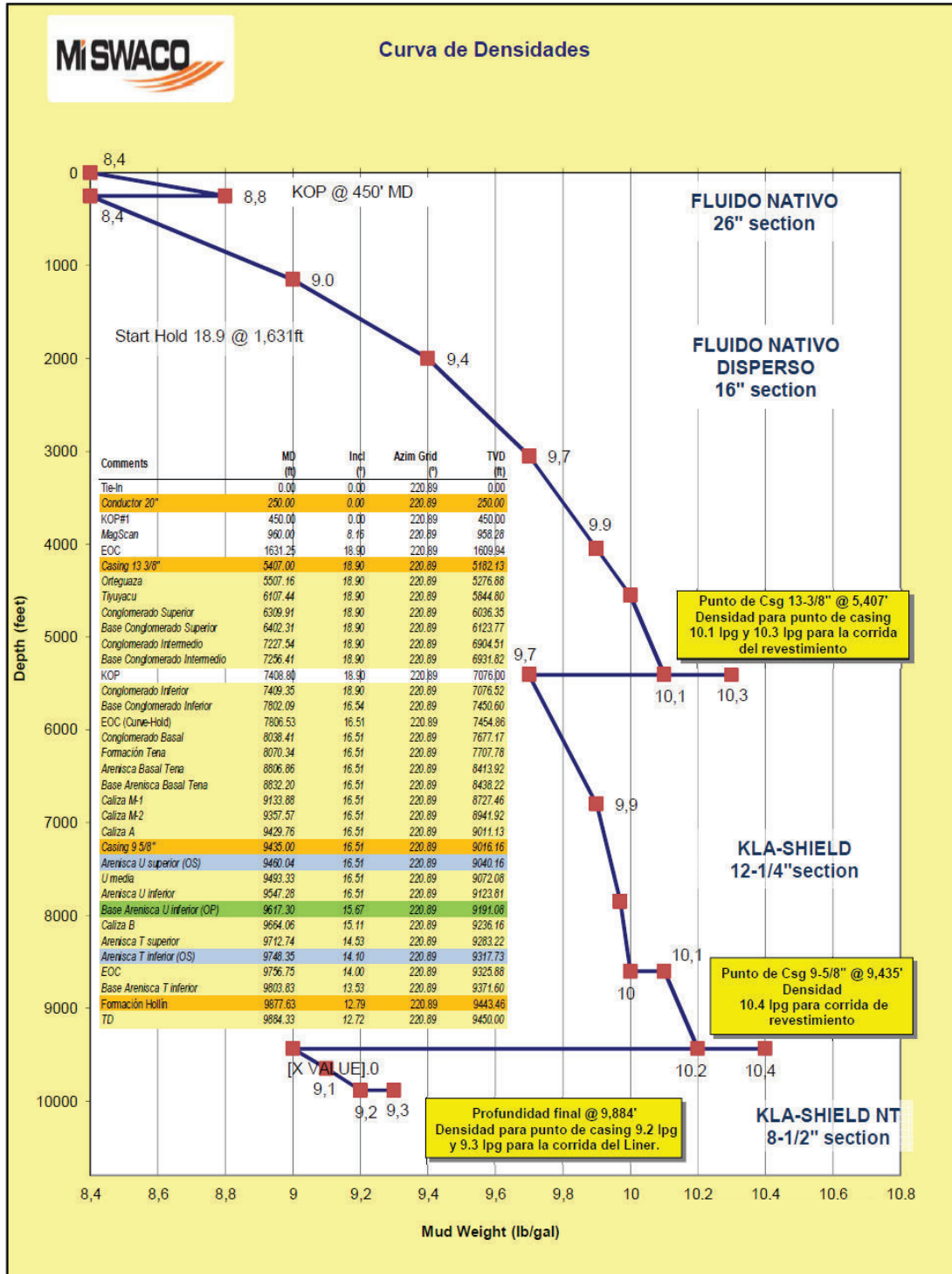
SIZE (OD)	NOMINAL WEIGHT	WALL THICKNESS	SMYS OF STEEL GRADE	MAKE UP TORQUE			YIELD TORQUE
				Minimum	Optimum	Maximum	
[in.]	[lb/ft]	[in.]	[ksi]	[ft.lb]	[ft.lb]	[ft.lb]	[ft.lb]
13 3/8	61.00	0.430	110	27070	30080	33090	115000
			125	27980	31090	34200	126400
			55	25720	28580	31440	77700
			80	27540	30600	33660	100300
			90	28640	31820	35000	100300
			95	28640	31820	35000	113800
	72.00	0.514	110	29730	33030	36330	127400
			125	30820	34240	37660	141000
			55	27020	30020	33020	95800
			80	29050	32280	35510	114000
			90	30270	33630	36990	114000
			95	30270	33630	36990	124900
16	75.00	0.438	110	31480	34980	38480	135800
			125	32710	36340	39970	146800
			55	27940	31040	34140	—
			80	29840	33160	36480	—
			90	31000	34440	37880	—
			95	31000	34440	37880	—
	84.00	0.495	110	32140	35710	39280	—
			125	33280	36980	40680	—
			55	30770	34190	37610	—
			80	33160	36840	40520	—
			90	34600	38440	42280	—
			95	34600	38440	42280	—
			110	36030	40030	44030	—
			125	37470	41630	45790	—

• SMYS: Specified Minimum Yield Strength.
 • Recommended make-up torque values are expressed considering a thread compound with a friction factor equal to 1.
 • For other unlisted technical data please visit www.tenaris.com or contact premiumconnections@tenaris.com

ANEXO XXVI: Métodos de recuperación del DLA



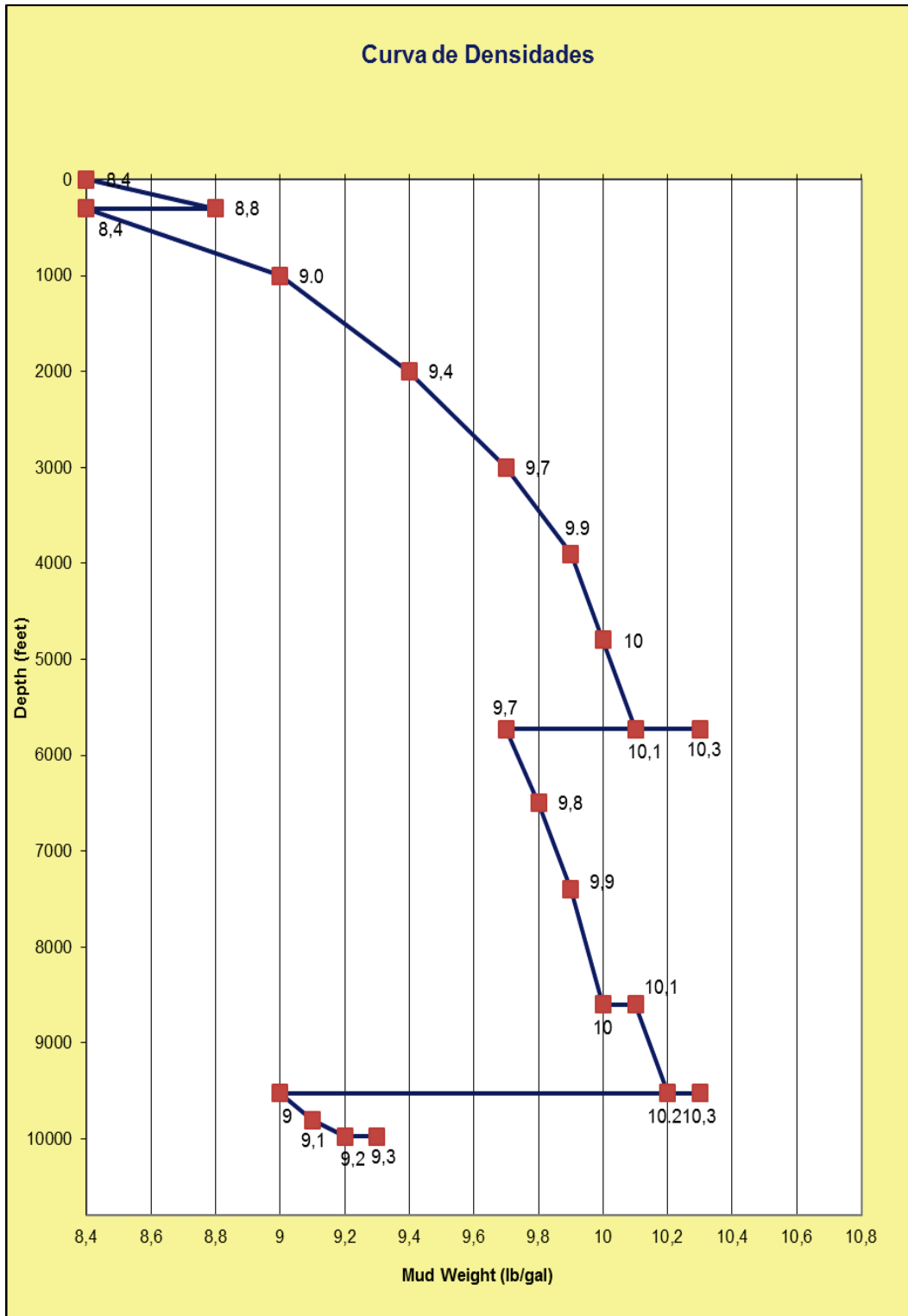
ANEXO XXVII: Plan direccional y de fluidos de perforación, CMP D-5



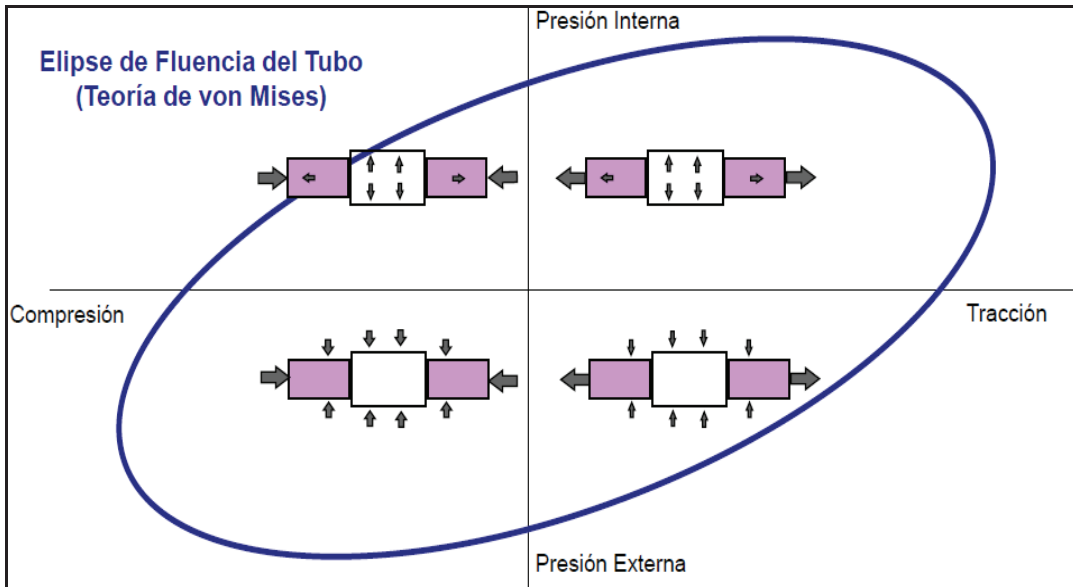
Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	VSEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (°/100ft)
Tie-In	0,00	0,00	220,89	0,00	-929,06	0,00	0,00	0,00	N/A
Conductor 20"	250,00	0,00	220,89	250,00	-679,06	0,00	0,00	0,00	0,00
KOP#1	450,00	0,00	220,89	450,00	-479,06	0,00	0,00	0,00	0,00
MagScan	960,00	8,16	220,89	958,28	29,21	36,26	-27,41	-23,73	1,60
EOC	1631,25	18,90	220,89	1609,94	680,88	193,07	-145,95	-126,39	1,60
Casing 13 3/8"	5407,00	18,90	220,89	5182,13	4253,06	1416,10	-1070,49	-927,03	0,00
Orteguaza	5507,16	18,90	220,89	5276,88	4347,82	1448,54	-1095,02	-948,27	0,00
Tiyuyacu	6107,44	18,90	220,89	5844,80	4915,74	1642,98	-1242,01	-1075,56	0,00
Conglomerado Superior	6309,91	18,90	220,89	6036,35	5107,29	1708,57	-1291,58	-1118,49	0,00
Base Conglomerado Superior	6402,31	18,90	220,89	6123,77	5194,71	1738,50	-1314,21	-1138,08	0,00
Conglomerado Intermedio	7227,54	18,90	220,89	6904,51	5975,45	2005,80	-1516,28	-1313,07	0,00
Base Conglomerado Intermedio	7256,41	18,90	220,89	6931,82	6002,76	2015,15	-1523,35	-1319,19	0,00
KOP	7408,80	18,90	220,89	7076,00	6146,94	2064,52	-1560,66	-1351,51	0,00
Conglomerado Inferior	7409,35	18,90	220,89	7076,52	6147,46	2064,70	-1560,80	-1351,62	0,60
Base Conglomerado Inferior	7802,09	16,54	220,89	7450,60	6521,54	2184,21	-1651,15	-1429,86	0,60
EOC (Curve-Hold)	7806,53	16,51	220,89	7454,86	6525,80	2185,48	-1652,10	-1430,69	0,60
Conglomerado Basal	8038,41	16,51	220,89	7677,17	6748,11	2251,39	-1701,93	-1473,83	0,60
Formación Tena	8070,34	16,51	220,89	7707,78	6778,72	2260,46	-1708,79	-1479,77	0,00
Arenisca Basal Tena	8806,86	16,51	220,89	8413,92	7484,86	2469,81	-1867,05	-1616,82	0,00
Base Arenisca Basal Tena	8832,20	16,51	220,89	8438,22	7509,16	2477,02	-1872,49	-1621,53	0,00
Caliza M-1	9133,88	16,51	220,89	8727,46	7798,40	2562,77	-1937,32	-1677,67	0,00
Caliza M-2	9357,57	16,51	220,89	8941,92	8012,86	2626,35	-1985,38	-1719,29	0,00
Caliza A	9429,76	16,51	220,89	9011,13	8082,07	2646,87	-2000,90	-1732,72	0,00
Casing 9 5/8"	9435,00	16,51	220,89	9016,16	8087,09	2648,36	-2002,02	-1733,70	0,00
Arenisca U superior (OS)	9460,04	16,51	220,89	9040,16	8111,10	2655,47	-2007,40	-1738,36	0,00
U media	9493,33	16,51	220,89	9072,08	8143,02	2664,94	-2014,56	-1744,55	0,00
Arenisca U inferior	9547,28	16,51	220,89	9123,81	8194,75	2680,27	-2026,15	-1754,59	0,00
Base Arenisca U inferior (OP)	9617,30	15,67	220,89	9191,08	8262,02	2699,68	-2040,82	-1767,29	1,20
Caliza B	9664,06	15,11	220,89	9236,16	8307,10	2712,09	-2050,20	-1775,42	1,20
Arenisca T superior	9712,74	14,53	220,89	9283,22	8354,16	2724,54	-2059,62	-1783,57	1,20
Arenisca T inferior (OS)	9748,35	14,10	220,89	9317,73	8388,67	2733,35	-2066,27	-1789,33	1,20
EOC	9756,75	14,00	220,89	9325,88	8396,81	2735,39	-2067,81	-1790,67	1,20
Base Arenisca T inferior	9803,83	13,53	220,89	9371,60	8442,54	2746,59	-2076,28	-1798,00	1,00
Formación Hollín	9877,63	12,79	220,89	9443,46	8514,40	2763,39	-2088,98	-1809,00	1,00
TD	9884,33	12,72	220,89	9450,00	8520,94	2764,87	-2090,10	-1809,97	1,00

ANEXO XXVIII: Plan direccional y de fluidos de perforación, CMP A-11

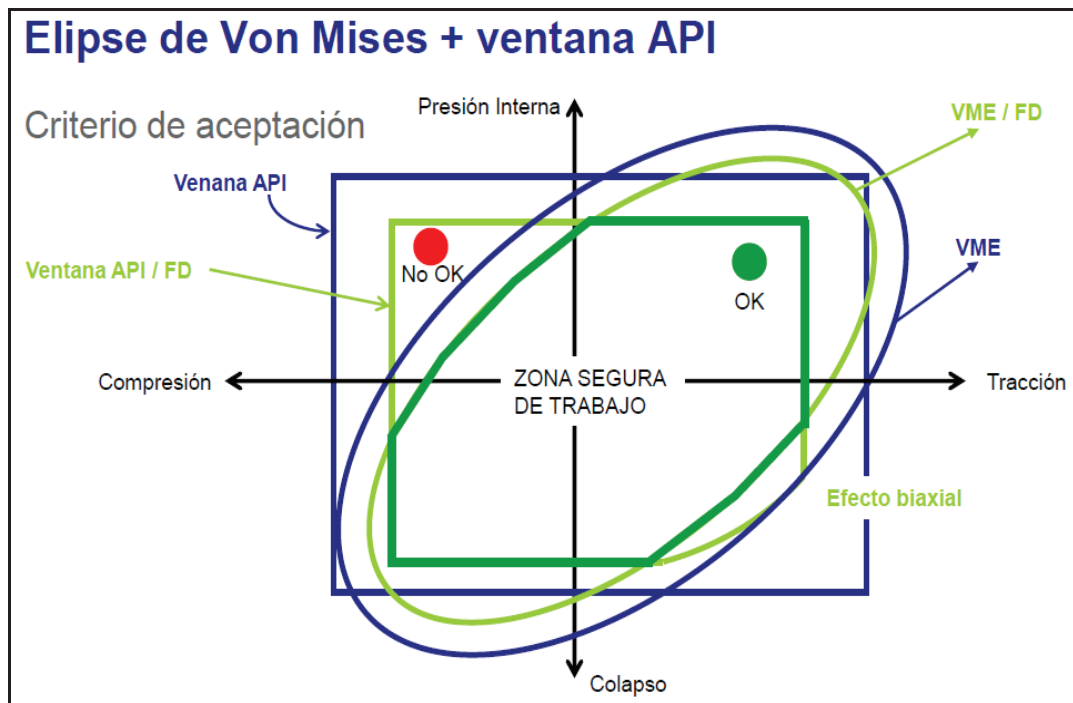
Comments	MD (ft)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (ft)	TVDSS (ft)	VSEC (ft)	NS (ft)	EW (ft)	DLS (°/100ft)
Tie-In	0,00	0,00	283,06	0,00	-957,74	0,00	0,00	0,00	N/A
20" casing	300,00	0,00	283,06	300,00	-657,74	0,00	0,00	0,00	0,00
KOP#1	400,00	0,00	283,06	400,00	-557,74	0,00	0,00	0,00	0,00
MagScan	1100,00	11,20	283,06	1095,55	137,81	68,20	15,41	-66,44	1,60
Inicio tangente	1926,39	24,42	283,06	1880,58	922,84	320,41	72,41	-312,12	1,60
Fin tangente - KOP#2	3665,95	24,42	283,06	3464,50	2506,75	1039,65	234,94	-1012,75	0,00
Final Drop -Verticaliza	5475,00	0,00	283,06	5219,26	4261,52	1419,40	320,76	-1382,68	1,35
Casing 13 3/8"	5730,00	0,00	283,06	5474,26	4321,52	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Orteguaza	5829,57	0,00	283,06	5573,83	4616,09	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Ar Orteguaza	5984,53	0,00	283,06	5728,79	4771,05	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Formación Tiyuyacu	6132,45	0,00	283,06	5876,71	4918,97	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Conglomerado Superior	6390,60	0,00	283,06	6134,86	5177,12	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Base Conglomerado Superior	6562,32	0,00	283,06	6306,58	5348,84	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Conglomerado Intermedio	7175,14	0,00	283,06	6919,40	5961,66	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Base Conglomerado Intermedio	7203,29	0,00	283,06	6947,55	5989,81	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Conglomerado Inferior	7443,23	0,00	283,06	7187,49	6229,75	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Base Conglomerado Inferior	7659,93	0,00	283,06	7404,19	6446,45	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Conglomerado Basal	7886,71	0,00	283,06	7630,97	6673,23	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Formación Tena	7926,28	0,00	283,06	7670,54	6712,80	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Arenisca Basal Tena (OP)	8924,99	0,00	283,06	8669,25	7711,51	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Formación Napo	8938,51	0,00	283,06	8682,77	7725,03	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Caliza A	9519,87	0,00	283,06	9264,13	8306,39	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Casing 9 5/8"	9525,00	0,00	283,06	9269,26	8311,52	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Arenisca U superior (OP)	9544,04	0,00	283,06	9288,30	8330,56	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
U media	9566,89	0,00	283,06	9311,15	8353,41	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Arenisca U inferior (OS)	9638,93	0,00	283,06	9383,19	8425,45	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Base Arenisca U inferior	9691,24	0,00	283,06	9435,50	8477,76	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Caliza B	9763,33	0,00	283,06	9507,59	8549,85	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Arenisca T superior (OS)	9827,56	0,00	283,06	9571,82	8614,08	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Arenisca T inferior (OS)	9849,36	0,00	283,06	9593,62	8635,88	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Base Arenisca T inferior	9891,85	0,00	283,06	9636,11	8678,37	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
Formación Hollín	9970,33	0,00	283,06	9714,59	8756,85	1419,40	320,76	-1382,68	0,00
TD	9973,48	0,00	283,06	9717,74	8760,00	1419,40	320,76	-1382,68	0,00



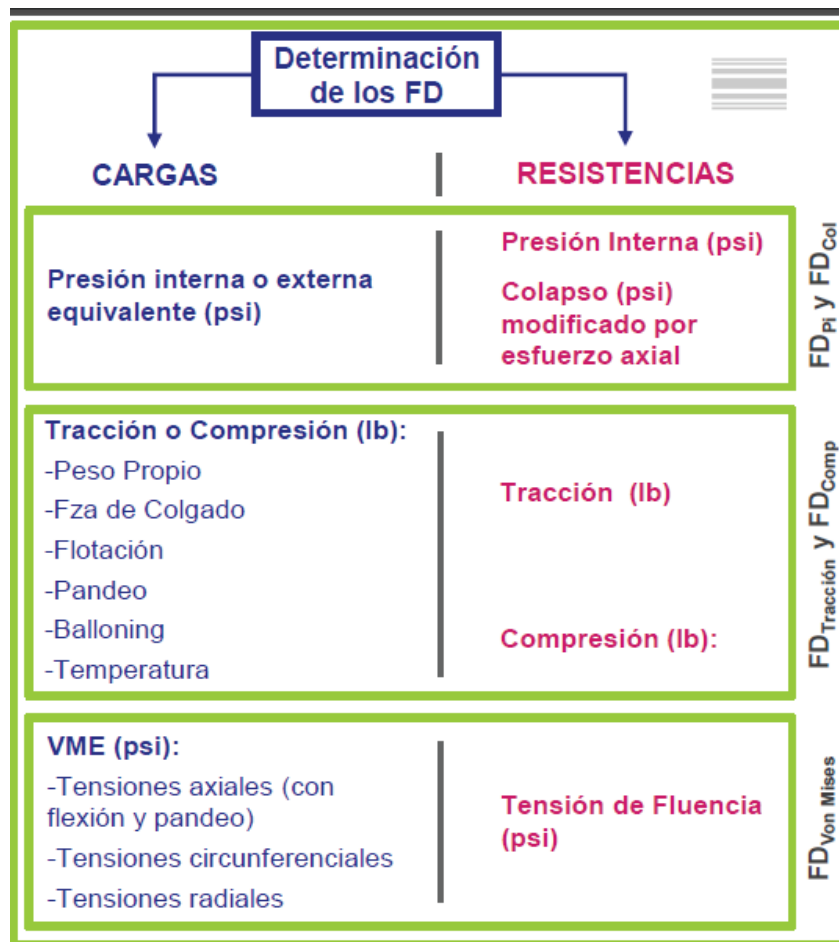
ANEXO XXIX: Elipse de VON MISES



ANEXO XXX: Criterio de aceptación de la elipse de VON MISES-API

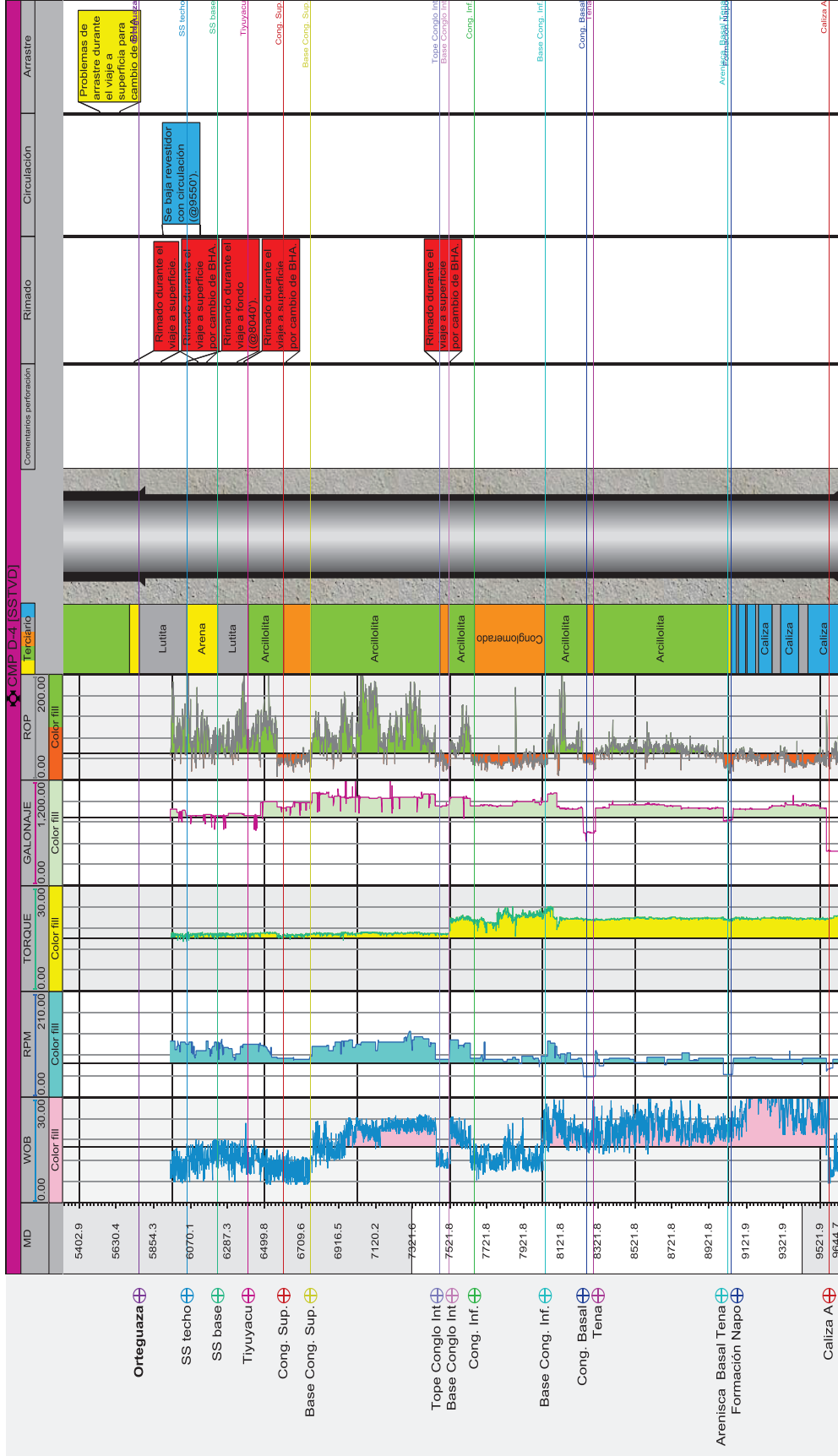


ANEXO XXXI: Determinación de los factores de diseño del revestidor y tensiones de Von Mises



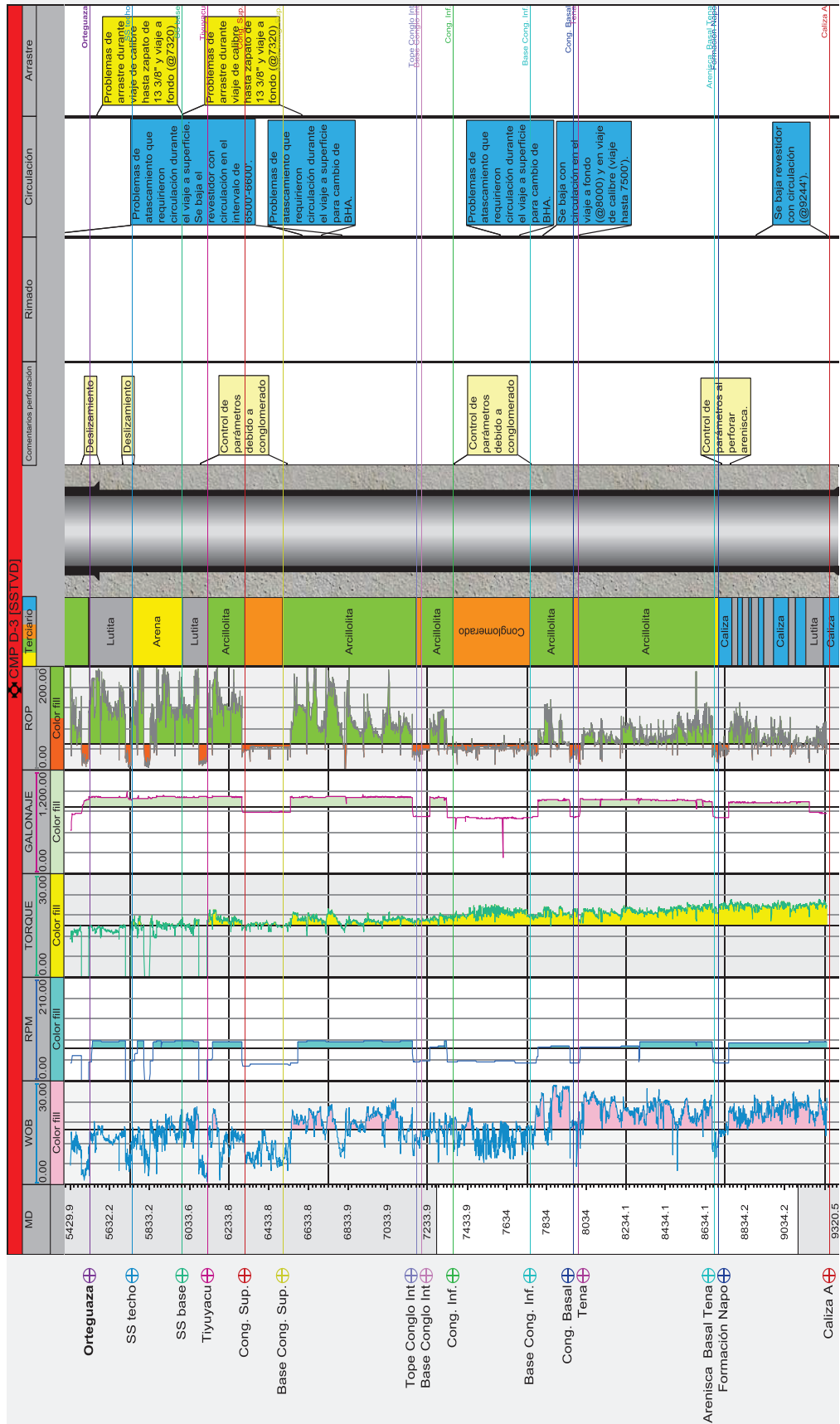
Tensión Axial	$\sigma_a = \frac{F}{A_{ext} - A_{int}} = \frac{F}{A_{neta}}$
Tensión Radial	
En el diámetro interior:	$\sigma_{ri} = -P_i$
En el diámetro exterior:	$\sigma_{re} = -P_e$
Tensión Circunferencial	
En el diámetro interior:	$\sigma_{ci} = \frac{P_i(A_e + A_i) - 2P_e A_e}{A_e - A_i}$
En el diámetro exterior:	$\sigma_{ce} = \frac{2P_i A_i - P_e(A_e + A_i)}{A_e - A_i}$

ANEXO XXXII: Parámetros de perforación, sección 12 1/4", CMP D-4



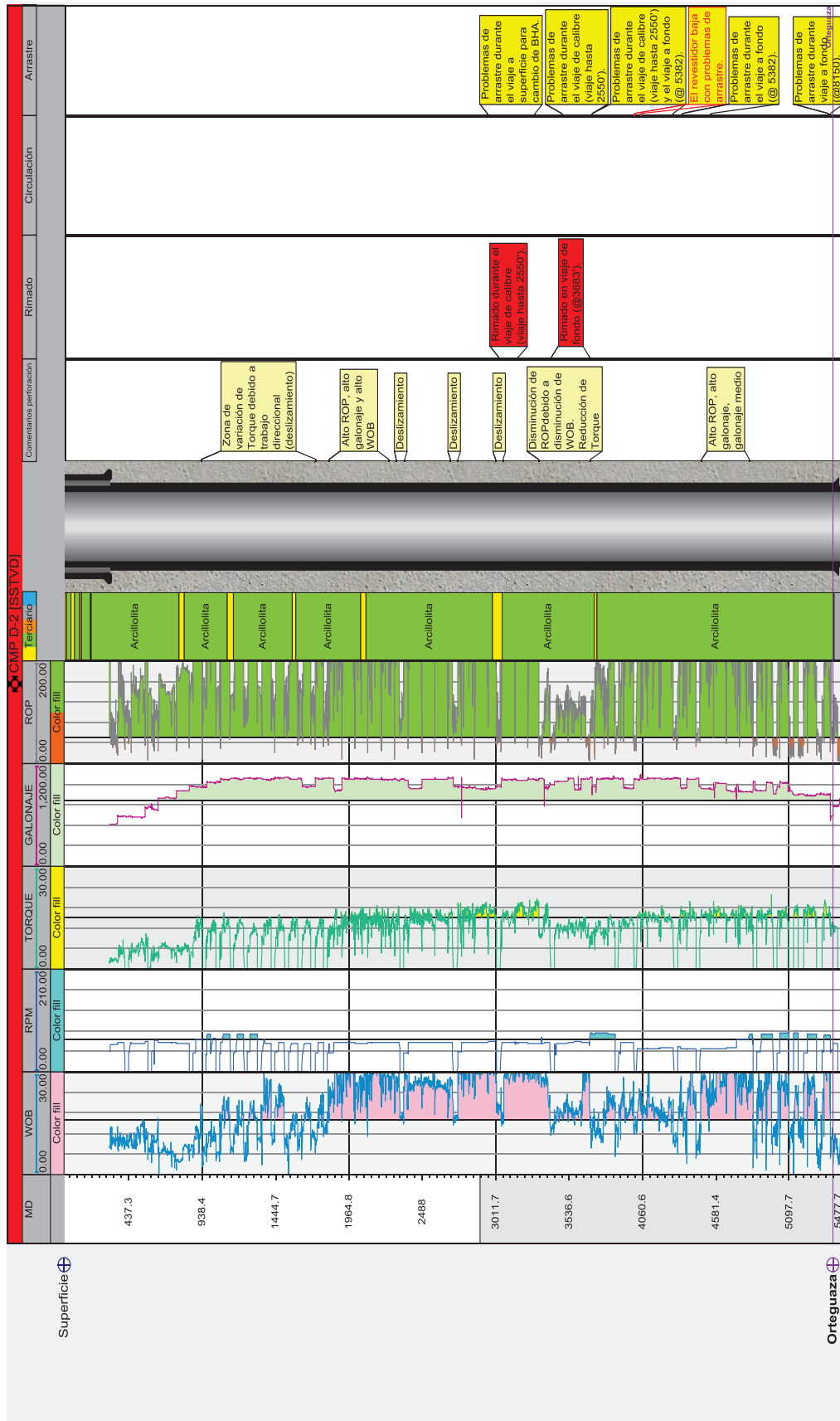
- Orteguzza ⊕
- SS techo ⊕
- SS base ⊕
- Tiyuyacu ⊕
- Cong. Sup. ⊕
- Base Cong. Sup. ⊕
- Topo Conglo Int ⊕
- Base Conglo Int ⊕
- Cong. Inf. ⊕
- Base Cong. Inf. ⊕
- Cong. Basal Tena ⊕
- Arenisca Basal Tena ⊕
- Formación Napo ⊕
- Caliza A ⊕

ANEXO XXXIII: Parámetros de perforación, sección 12 1/4", CMP D-3

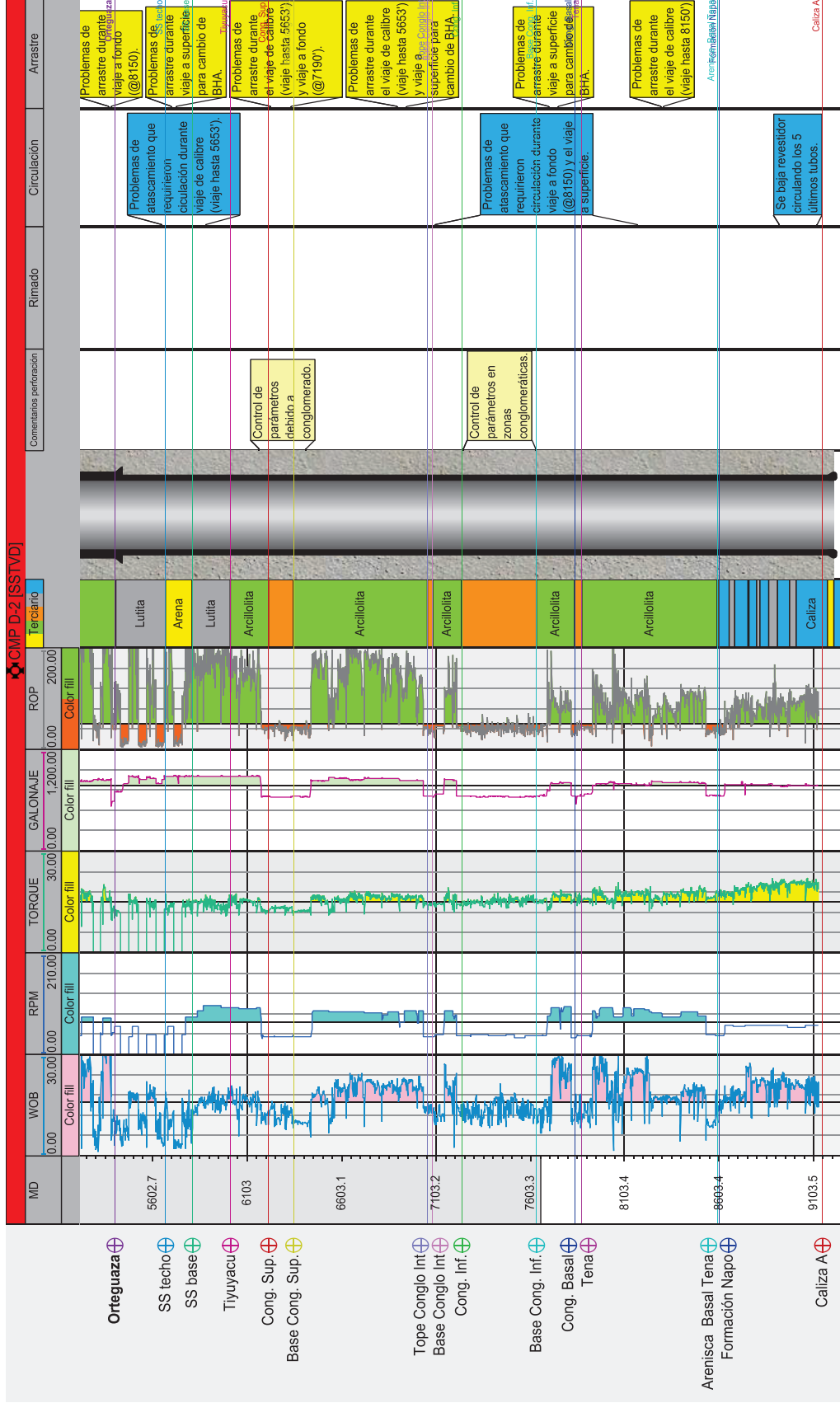


- Orteguaza ⊕
- SS techo ⊕
- SS base ⊕
- Tiyuyacu ⊕
- Cong. Sup. ⊕
- Base Cong. Sup. ⊕
- Topo Conglo Int ⊕
- Base Conglo Int ⊕
- Cong. Inf. ⊕
- Base Cong. Inf. ⊕
- Cong. Basal Tena ⊕
- Arenisca Basal Tena ⊕
- Formación Napo ⊕
- Caliza A ⊕

ANEXO XXXIV: Parámetros de perforación, sección 16", CMP D-2

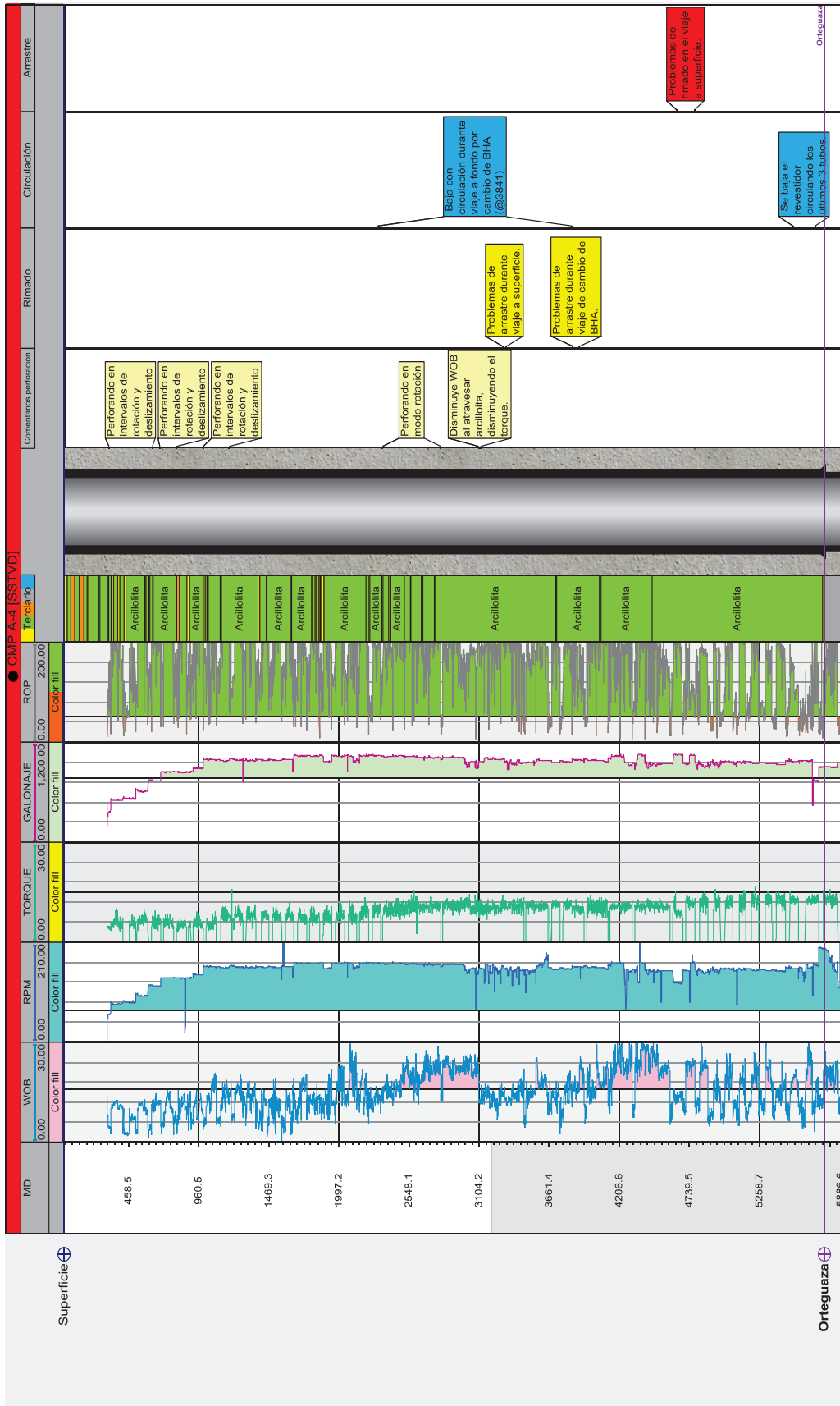


ANEXO XXXV: Parámetros de perforación, sección 12 1/4", CMP D-2



- Orteguaza ⊕
- SS techo ⊕
- SS base ⊕
- Tiyuyacu ⊕
- Cong. Sup. ⊕
- Base Cong. Sup. ⊕
- Topo Conglo Int ⊕
- Base Conglo Int ⊕
- Cong. Inf. ⊕
- Base Cong. Inf. ⊕
- Cong. Basal Tena ⊕
- Arenisca Basal Tena ⊕
- Formación Napo ⊕
- Caliza A ⊕

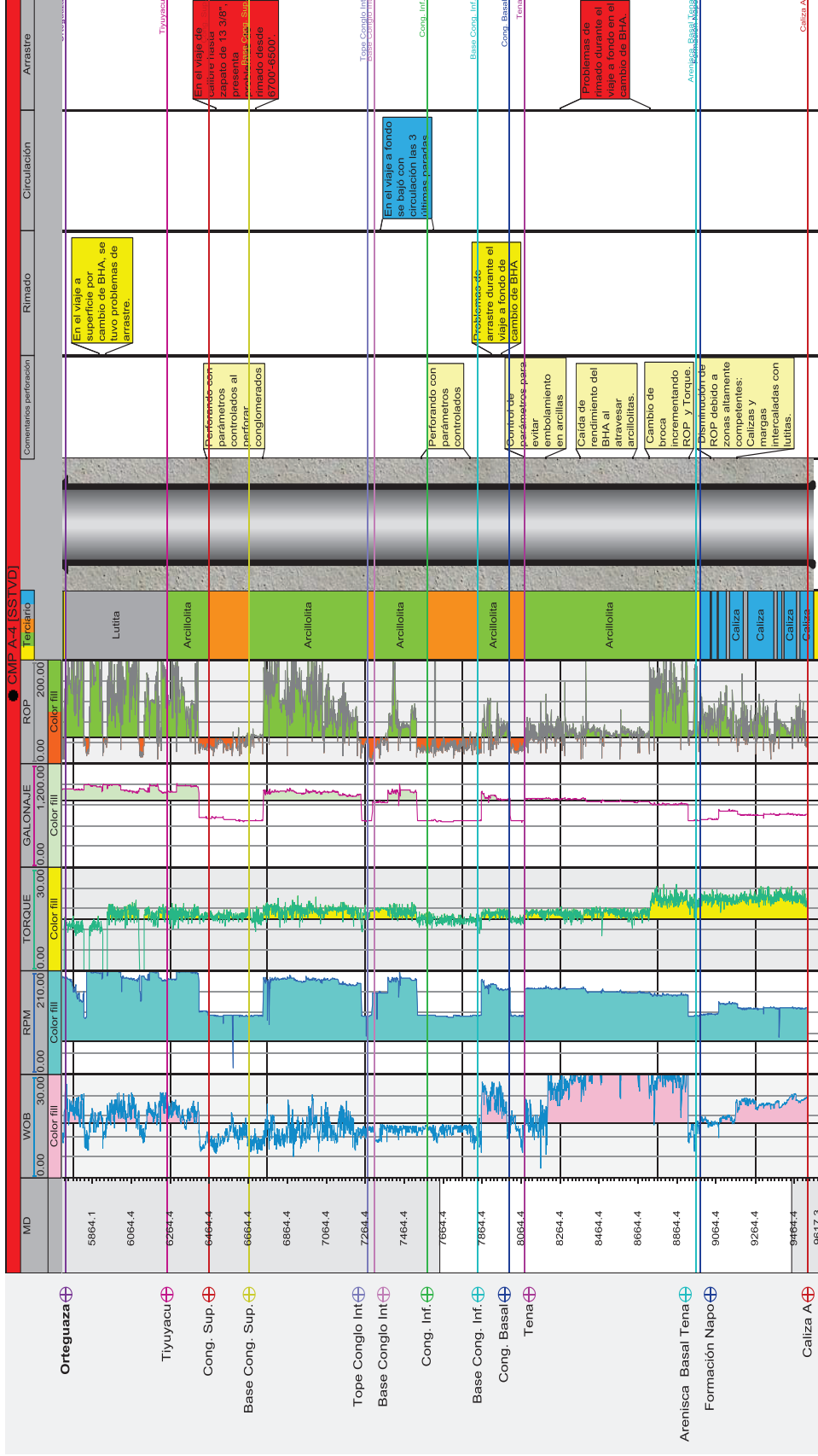
ANEXO XXXVI: Parámetros de perforación, sección 16", CMP A-4



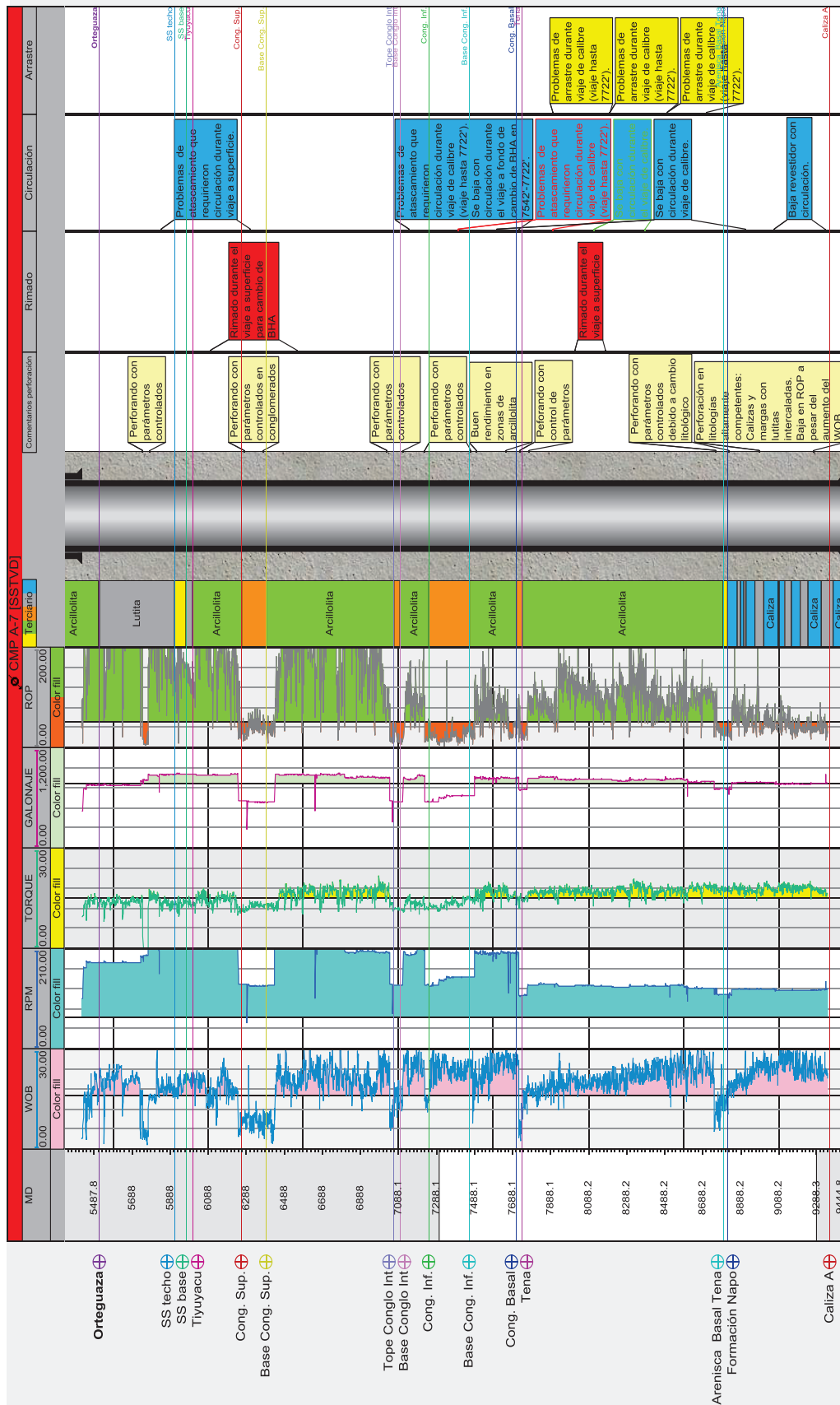
Superficie ⊕

Orteguaza ⊕

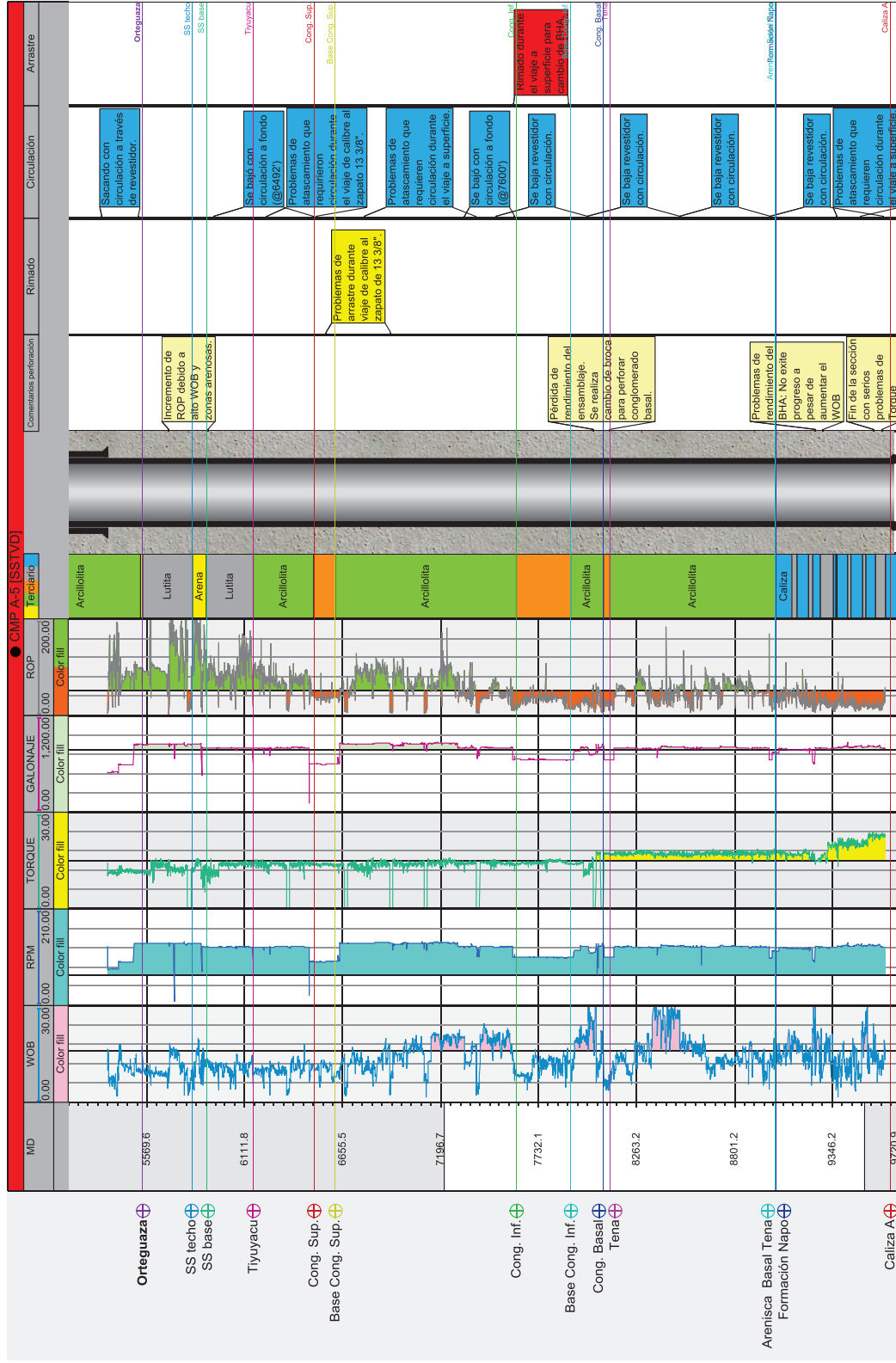
ANEXO XXXVII: Parámetros de perforación, sección 12 1/4", CMP A-4



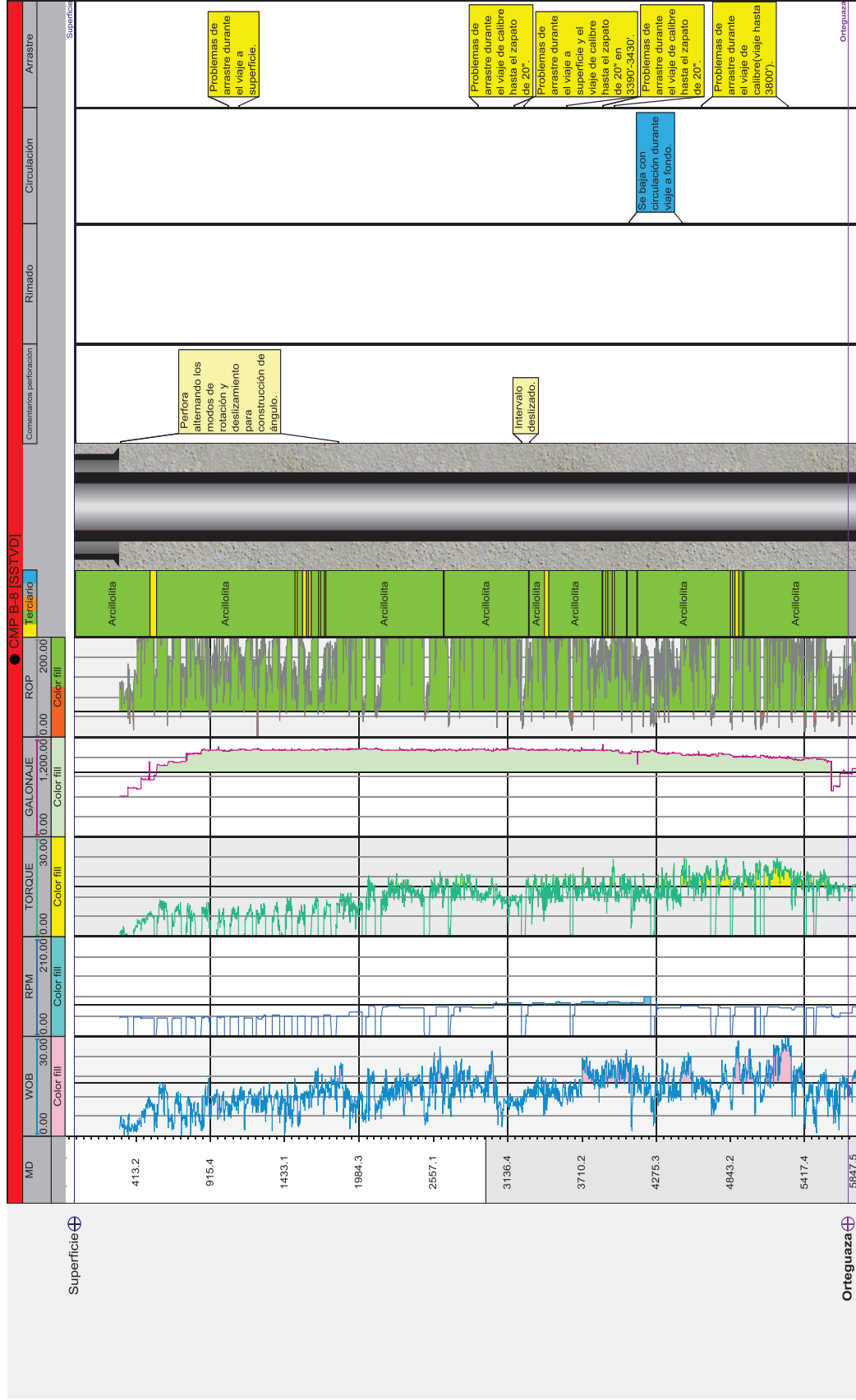
ANEXO XXXVIII: Parámetros de perforación, sección 12 1/4", CMP A-7



ANEXO XXXIX: Parámetros de perforación, sección 12 1/4", CMP A-5



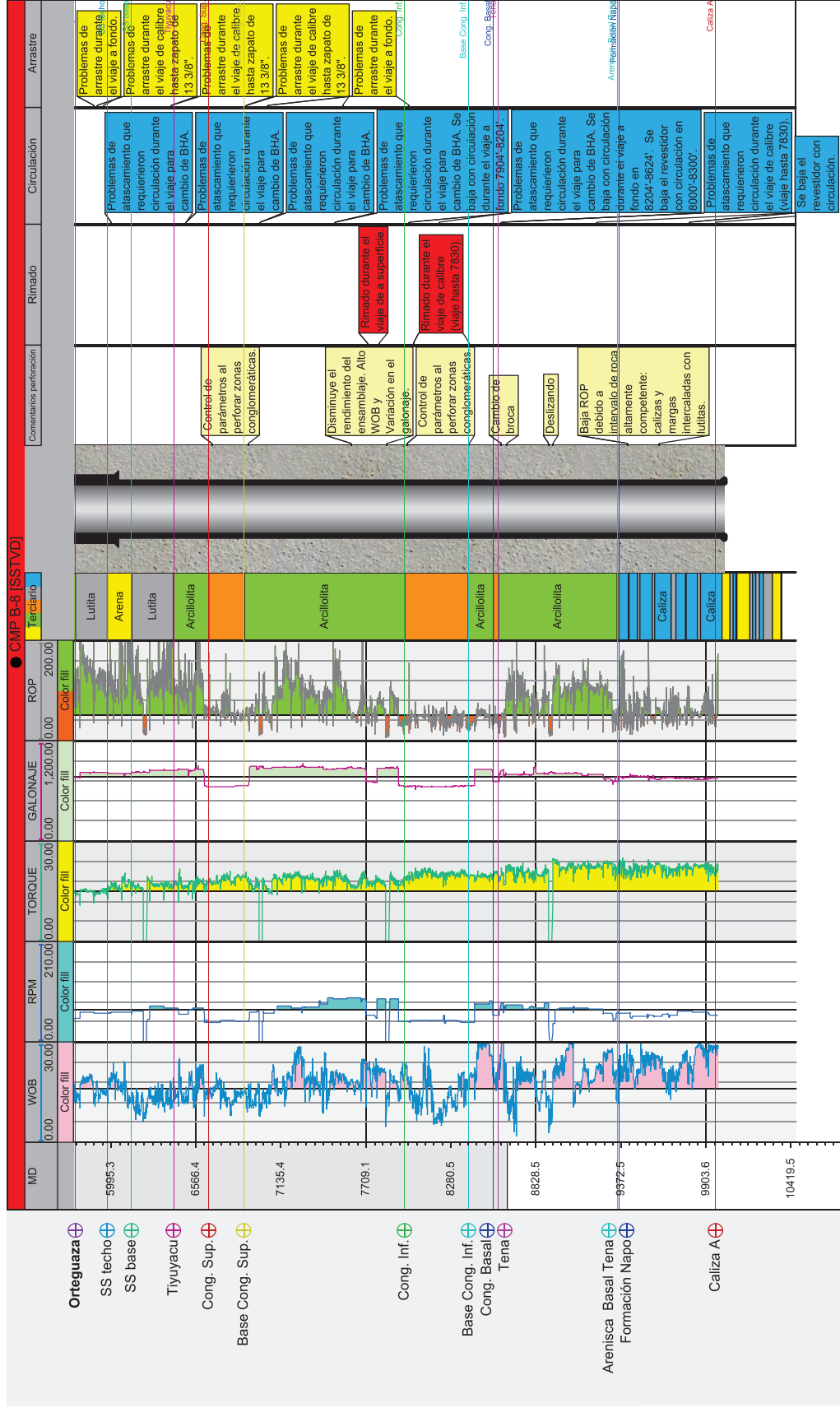
ANEXO XL: Parámetros de perforación, sección 16", CMP B-8



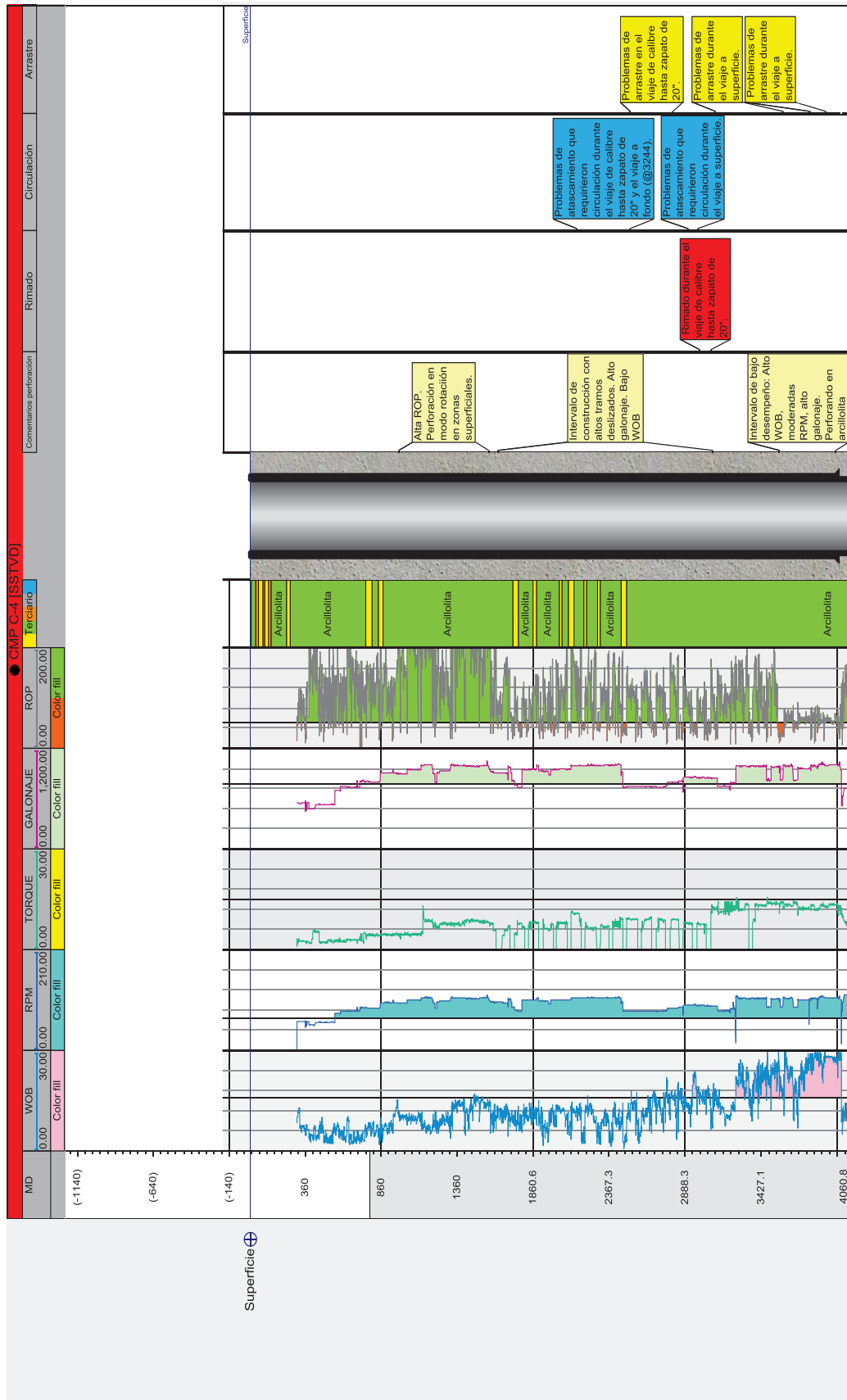
Superficie

Orteguaza

ANEXO XLI: Parámetros de perforación, sección 12 1/4", CMP B-8



ANEXO XLII: Parámetros de perforación, sección 16", CMP C-4



ANEXO XLIII: Parámetros de perforación, sección 12 1/4", CMP C-4

