

PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO CON LA TECNICA NO
CONVENCIONAL CASING DRILLING

GELBER HERNAN MORENO VARGAS
JAVIER ANTONIO BALLESTEROS BENAVIDES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA

2011

PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO CON LA TECNICA NO
CONVENCIONAL CASING DRILLING

GELBER HERNAN MORENO VARGAS
JAVIER ANTONIO BALLESTEROS BENAVIDES

Trabajo de grado como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director
EDELBERTO HERNANDEZ TREJOS
Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA

2011

DEDICATORIA

A Dios que siempre ha estado conmigo, y nunca me ha dejado, llenándome de bendiciones, sabiduría y de fuerzas para seguir adelante con todas las metas que me he trazado.

A mi Mamita por estar ahí siempre, por su amor, y por apoyarme en todo incondicionalmente.

A mi abuelita Mima, agradezco por su crianza y por quererme tanto y darme excelentes consejos.

A mi hermanito Junior.

A mi tía Luzmila, mi tío Javier, a Carioca, mis primos Andrés y Camilo Andrés; gracias por acompañarme siempre.

A mi tía patricia quien fue la persona que me dio un impulso al inicio de mi carrera y siempre quiso lo mejor para mí, donde quiera que estés te mando este regalo.

A mi Tata, mi Abuela Alicia, mi papa Efraín, mi tía Andrea, y Jorge; gracias por ser mi familia y por apoyarme incondicionalmente, a mis primitas Daniela, Ángela María, Laura Sofía, Dana Carolina y Joaquín.

A María E, quien fue una persona incondicional en mi vida estos dos últimos años.

A mis amigos Julián Gutiérrez, Yeison Urieta, Y a mi tocayo Javier Gil, que son amigos de verdad.

A mi compañero de tesis.

A todos ellos que han confiado en mí, y me han brindado su apoyo.

Gracias...

JAVIER ANTONIO BALLESTEROS BENAVIDES

DEDICATORIA

A Dios y a la Santísima Virgen María a quienes nunca voy a terminar de agradecerles por todo lo que me han brindado, por darme una maravillosa familia, por permitirme alcanzar mis metas, por darme la sabiduría, la paciencia y por escucharme en los momentos difíciles y ayudarme a salir de ellos.

A mis padres Rafael Hernan y Vilma Ardey, gracias por su sacrificio, por creer en mí, por darme la oportunidad de lograr este triunfo, por darme sus valiosos consejos a lo largo de mi vida que han servido en mi formación personal y profesional, por ser un ejemplo a seguir, a ellos mi más sincero respeto y admiración, esto es tanto mío como de ustedes los amo y mi dios me los guarde por muchísimo tiempo.

A mis hermanos Leonardo y Omar, por hacer parte de este sueño, por acompañarme por este camino de la vida y por estar siempre conmigo, por su valioso apoyo en todos los momentos de mi vida, los quiero mucho.

A mis sobrinos Luna Valentina y Julián Andrés, ustedes son la felicidad de mi familia y recuerden que su tío siempre va a estar allí para apoyarlos, protegerlos y orientarlos, los amo incondicionalmente.

A mis familiares y amigos, quienes con su apoyo hicieron parte de este logro.

Un agradecimiento a los Toros UIS Rugby Club por permitirme ser parte de esta familia, con quienes compartí alegrías y tristezas en cada partido.

GELBER HERNAN MORENO VARGAS

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a:

Nuestro Director el Ing. Edelberto Hernandez Trejos por su ayuda desinteresada.

A nuestro calificador el Ing. Emiliano Ariza por su colaboración y aporte para el desarrollo de nuestro proyecto.

Al Ing. Luis Abaunza por su colaboración.

ABREVITURAS

AFE	Authorization For Expenditure
API	American Petroleum Institut
BOP	Blow Out Preventer
BHA	Botom Hole Assembly
BRT	Bit Release Tool
CDS	Casing Drive System
CPN	Casing Profile Nipple
Cp	Centipoise
DLA	Drill Lock Assembly
ECD	Equivalent Circulation density
ERD	Extended Reach Drilling
°F	Grados Fahrenheit
ft	Pies
lpb	Libras Por Barril
MLT	Multi Lobe Torque
NDT	Non Destructive Test
PDM	Positive Displacement Motor
Ppg	Libras por Galón
ppm	Partes por Millón
psi	Libras por Pulgada Cuadrada
ROP	Rate of Penetration
SPP	Stand Pipe Pressure
TD	Total Depth
%V	Porcentaje en Volumen
VP	Viscosidad Plástica
YP	Punto Cedente (yield point)

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	22
1. MARCO TEORICO.....	23
1.1 RESEÑA HISTÓRICA: UN CAMBIO IMPRESCINDIBLE EN LA PERFORACIÓN DE POZOS.....	23
1.2 PERFORACIÓN DE POZOS CONVENCIONALES.....	26
1.3 PERFORACIÓN DE POZOS NO CONVENCIONALES.....	26
1.4 LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON <i>CASING</i>	27
2. TUBERIA DE REVESTIMIENTO (<i>CASING</i>).....	28
2.1 DESCRIPCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	28
2.2 SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	28
2.3 FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	29
2.4 FABRICACIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	30
2.5 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO....	31
2.5.1 Diámetro Exterior y Espesor de la Pared.....	31
2.5.2 Peso por Unidad de Longitud.....	32
2.5.3 Grado del Acero.....	32
2.5.4 Tipo de Conexión.....	33
2.5.4.1 Conexiones API.....	35
2.5.4.2 Conexiones Premium o Patentadas.....	35
2.5.5 Longitud de la Junta.....	35
2.6 FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE LOS REVESTIMIENTOS.....	36
2.7 TIPOS DE REVESTIMIENTOS.....	37
2.7.1 Conductor Marino / Tubería Hincada o Pilote de Fundación.....	37
2.7.2 Revestimiento Conductor.....	38
2.7.3 Revestimiento de Superficie.....	39
2.7.4 Revestimiento Intermedio.....	39
2.7.5 Revestimiento de Producción.....	40
2.7.6 Camisa o “Liner”.....	41
2.7.6.1 Camisa o “Liner” Intermedia o Protectora.....	42

2.7.6.2 Camisa o “Liner” de Producción.....	42
2.7.6.3 Tie Back.....	42
2.7.7 Tubería de Producción o “Tubing”.....	43
3. CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE UNA TUBERÍA USADA PARA PERFORAR.....	44
3.1 CONSIDERACIONES MECÁNICAS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA PERFORACIÓN.....	44
3.2 TEORÍA DE LA MÁXIMA ENERGÍA DE DISTORSIÓN.....	47
3.3 MÉTODO DE LA ENERGÍA DE DISTORSIÓN TRIAXIAL.....	48
3.4 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	52
3.4.1 Análisis de la Flexión o Bending.....	52
3.4.2 Análisis de la Relación Torsión – Tensión.....	53
2.4.3 Acumulación de Fatiga.....	55
3.4.4 Torque, Arrastre y Pandeo.....	57
3.4.5 Limites Operacionales.....	58
3.4.6 Modos de Carga en Tubulares.....	59
3.5 HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON <i>CASING</i>	61
4. PERFORACION CON <i>CASING</i> (<i>CASING DRILLING</i>).....	63
4.1 VENTAJAS DEL <i>CASING DRILLING</i>	68
4.2 DESVENTAJAS DEL <i>CASING DRILLING</i>	70
4.3 ¿EN QUÉ CONSISTE LA PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL <i>CASING DRILLING</i> ?.....	70
4.3.1 Efecto <i>Plastering</i>	71
4.4 MÉTODOS DE PERFORACIÓN CON <i>CASING</i>	73
4.4.1 Sistema recuperable <i>Casing Drilling</i>	75
4.4.1.1 Herramientas y Accesorios Utilizados en <i>Casing Drilling</i> Recuperable.....	77
4.4.2 Sistema no Recuperable <i>Casing Drilling</i>	86
4.4.2.1 Herramientas y Accesorios Utilizados en <i>Casing Drilling</i> no Recuperable.....	88
4.5 EQUIPOS DE SUPERFICIE UTILIZADOS PARA <i>CASING DRILLING</i>	94
4.5.1 Top Drive de Tesco Corporation.....	98

4.5.1.1 Componentes del Sistema Top Drive.....	101
4.5.1.2 Funcionamiento del Top Drive..	106
4.5.2 Casing Drive System (CDS).	111
4.6 CONSIDERACIONES DE PARA DISEÑAR UN POZO CON CASING <i>DRILLING</i>	116
4.6.1 Requisitos para Utilizar la Técnica Casing Drilling.....	118
4.6.2 Recomendaciones Durante la Perforación.....	119
4.7 TIEMPOS OPERACIONALES Y VENTAJA ECONÓMICA	120
4.7.1 Aplicación de la Tecnología Casing Drilling en los Pozos del Bloque Cóndor, como Alternativa de Solución a los Problemas de Pérdidas de Circulación en el Piedemonte Llanero - Colombia.	120
4.7.1.1 Presentación de datos y Resultados.....	124
4.7.2 Aplicación de la tecnología Casing Drilling y Casing Drive System (CDS), como una Alternativa para la Optimización de las Operaciones de Perforación de Secciones Iniciales y Corrida de Revestimiento en Secciones Intermedias o de Producción.	130
5. DESCRIPCION CAMPO ESCUELA COLORADO.....	143
5.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO ESCUELA COLORADO	143
5.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	144
5.2.1 Estratigrafía de la Cuenca Valle Medio del Magdalena.	146
5.2.1.1 Pre-Cretáceo formación Girón (Jurásico).....	146
5.2.1.2 Cretáceo	148
5.2.1.2.1 Formaciones Los Santos-Tambor (Valanginiano - Hauteriviano)....	148
5.2.1.2.2 Formación Rosablanca (Hauteriviano).....	148
5.2.1.2.3 Formación Paja (Barremiano - Aptiano temprano)	149
5.2.1.2.4 Formación Tablazo (Aptiano tardío - Albiano).	149
5.2.1.2.5 Formación Simití (Albiano temprano - Albiano medio).	149
5.2.1.2.6 Formación La Luna (Cenomaniano - Santoniano).....	150
5.2.1.2.7 Formación Umir (Campaniano a Maestrichtiano - Daniano).....	150
5.2.1.3 Terciario.....	150
5.2.1.3.1 Formación Lisama (Paleoceno).	151
5.2.1.3.2 Formación La Paz (Eoceno Medio).....	152

5.2.1.3.3 Formación Esmeraldas (Eoceno Tardío).	152
5.2.1.3.4 Formación Mugrosa (Oligoceno - Mioceno Inferior).....	152
5.2.1.3.5 Formación Colorado (Mioceno Inferior a Mioceno Medio).....	152
5.2.1.3.6 Formación Real (Mioceno Medio - Mioceno Superior).	153
5.3 HISTORIA DE PERFORACIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO..	155
5.4 PARÁMETROS BÁSICOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	156
5.5 PROBLEMAS MÁS FRECUENTES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO	159
6. APLICACIÓN TECNICA CASING DRILLING CAMPO ESCUELA COLORADO	160
6.1 DISEÑO BÁSICO DE LA APLICACIÓN <i>CASING DRILLING</i> EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.	163
6.2 DISPONIBILIDADES PARA PERFORACIÓN POZO CAMPO COLORADO.	165
6.2.1 Tipo y Propiedades de Revestimientos que se Utilizaran.....	165
6.2.2 Ensamblaje de Fondo.....	168
6.2.3 Programa de Lodo para la Perforación.	171
6.2.3.1 Cálculo del Volumen de Lodo.	175
6.2.4 Programa de Cementación.....	176
6.2.4.1 Clases y Tipos de Cemento.	176
6.2.4.2 Tiempos de Operación y Ventaja Económica al Aplicar Casing Drilling..	181
CONCLUSIONES	187
RECOMENDACIONES.....	189
BIBLIOGRAFÍA.....	191
ANEXOS	195

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tubería Construida sin Costura obtenida por Fusión en Horno.	30
Figura 2. Pin y Caja de 8 HRR (Ocho Hilos Rosca Redonda) sin Recalcar para <i>Casing</i> y <i>Tubing</i>	34
Figura 3. Esquema Representativo de las Tuberías de Revestimiento.....	43
Figura 4. Diagrama Típico de Esfuerzo – Deformación Unitaria para un Material Dúctil.	46
Figura 5. Comparación del Método de Energía de Distorsión con los Métodos del Esfuerzo Cortante Máximo y del Esfuerzo Principal Máximo.....	48
Figura 6. Esquema de un Tubo Flexionado.	53
Figura 7. Grafica Típica de Tensión vs. Torsión para Distintos Tipos de Tubería.	55
Figura 8. Curva de Fatiga para Tubería Grado D y E.	56
Figura 9. Esfuerzo de Carga en Tubulares.	61
Figura 10. Perforación Convencional vs. Perforación con <i>Casing</i>	63
Figura 11. Operaciones de Perforación y Entubación Simultáneas con Tuberías de Revestimiento Cortas (<i>liner</i>) o Sartas de Revestimiento Completas.	65
Figura 12. Proceso del Efecto “ <i>Plastering</i> ”	72
Figura 13. Concepto de fortalecimiento de las rocas.	73
Figura 14. Niveles Utilizados por Tesco para <i>Casing Drilling</i>	74
Figura 15. Métodos de <i>Casing Drilling</i>	75
Figura 16. BHA para Perforación Direccional y Vertical.	76
Figura 17. Vista Interna y Externa de las Herramientas y Ensamblaje del BHA Recuperable.....	78
Figura 18. <i>Wireline Setting Tool</i>	78
Figura 19. <i>Drill Lock Assembly</i> y sus Componentes.....	79
Figura 20. Anillos MTL, Especificaciones Técnicas.	80
Figura 21. <i>Wear Protection</i> , <i>Wear Band</i> y <i>Wear Sleeves</i> , Especificaciones Técnicas.....	81

Figura 22. <i>Casing Profile Nipple</i> (CPN), Especificaciones Técnicas y Tamaños.	82
Figura 23. Centralizadores y Estabilizadores, Especificaciones Técnicas y Tamaños.	83
Figura 24. Tamaños de los <i>Casing Shoes</i>	84
Figura 25. Ensanchadores Utilizados por Tesco Corporation.....	85
Figura 26. Brocas Triconicas y PDC.	86
Figura 27. Ensamblaje de Fondo no Recuperables de Tesco Corporation.	87
Figura 28. Ensamblaje de Fondo no Recuperables de Weatherford.	87
Figura 29. Generaciones de <i>DrillShoe</i> DS1, DS2, DS3 de Weatherford.	88
Figura 30. Partes de una <i>DrillShoe</i>	89
Figura 31. <i>DrillShoes</i> de Diferentes Empresas Utilizados en <i>Casing Drilling</i> no Recuperables.	90
Figura 32. <i>Bit Release Tool</i> (BRT) y sus Especificaciones Técnicas.	91
Figura 33. Desenganche de la Broca por Medio de la BRT.....	93
Figura 34. Desprendimiento de la Broca y Toma de Registros.	94
Figura 35. <i>Rig</i> o Equipo de <i>Casing Drilling</i> de Tesco.	95
Figura 36. Diferencia Aproximada entre el Área Ocupada por el <i>Rig</i> de Tesco para <i>Casing Drilling</i> vs <i>Rig</i> de Perforación Convencional.....	96
Figura 37. <i>Rig</i> para <i>Casing Drilling</i> , <i>Hydraulic Automated Model</i> CDR 250 H.	98
Figura 38. <i>Top Drive</i> Eléctrico y Hidráulico.	99
Figura 39. Componentes Primarios.....	102
Figura 40. Panel de Perforaciones (<i>Drillers Panel</i>).	103
Figura 41. Elevadores Hidráulicos (<i>Hydraulic Elevators</i>).	105
Figura 42. Válvula Ahorradora de Lodo y Actuador (<i>Mud Saver Valve and Actuator</i>).	106
Figura 43. Inclinación de los Eslabones (<i>Link Tilt</i>).	108
Figura 44. Operaciones de la Llave de Contrafuerza (<i>Grabber</i>).	109
Figura 45. Herramienta <i>Casing Drive System</i> (CDS) de Tesco.....	112
Figura 46. <i>Casing Drive System</i> (CDS) Disponibles de Tesco.	113
Figura 47. CDS Adaptable a Cualquier Equipo de Perforación.	114

Figura 48. El CDS Reduce el Personal en la Boca del Pozo y Elimina el Trabajo en Alturas.....	116
Figura 49. Factores e Interacciones que Afectan la Integridad del <i>Casing</i>	117
Figura 50. Ubicación del Bloque Cóndor.....	121
Figura 51. Locaciones de los Pozos Lengupá 1 y Cóndor 2.....	122
Figura 52. Comparativo de Tiempos entre el Pozo Offset Cóndor 1 y los Pozos del Proyecto, Lengupá 1 y Cóndor 2 Sección 24”.....	125
Figura 53. Comparativo de Tiempos entre el Pozo Offset Cóndor 1 y el Pozo del Proyecto, Lengupá 1 Sección 17 ½".	126
Figura 54. Costos Totales sección 24" Pozo Cóndor 2, y Tiempos Totales Sección 24" Pozo Cóndor 2.....	128
Figura 55. Costos Acumulados Sección 24" y 17 ½" Pozo Cóndor 2, y Tiempos Acumulados Sección 24" y de 17 ½" Pozo Cóndor 2.	129
Figura 56. Grafico Comparativo de Tiempo para el Pozo Castilla Norte 46... ..	132
Figura 57. Comparativo de Costos para el Pozo Castilla Norte 46.	133
Figura 58. Grafico de Desempeño ROP del Pozo Castilla Norte 46.	134
Figura 59. Grafico Comparativo de Tiempo para el Pozo Nutria 38.	136
Figura 60. Comparativo de Costos para el Pozo Nutria 38.....	137
Figura 61. Grafica de Desempeño ROP del Pozo Nutria 38.....	138
Figura 62. Ubicación Campo Colorado.	144
Figura 63. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM.	147
Figura 64. Columna Estratigráfica Generalizada del VMM.	154
Figura 65. Distribución de los Pozos para el Campo Colorado.	155
Figura 66. Distribución de los Pozos para el Campo Colorado Bloque V.....	161
Figura 67. Ubicación Punto de Perforación. Coordenadas NE Relacionadas.	162
Figura 68. Estado Mecánico Propuesto.	164
Figura 69. Centralizadores para <i>Casing Drilling</i>	169
Figura 70. Instalación de Anillos MLT.	170
Figura 71. Ventana de lodo actual y las densidades de lodo recomendadas para Campo Escuela Colorado.	172
Figura 72. Posición de los <i>Casing</i> y los <i>Float Collars</i> para la Cementación... ..	180

Figura 73. Comparativo de Tiempos para el pozo Propuesto en el Campo Colorado.	183
Figura 74. Comparativo de Tiempos, Perforación Convencional vs <i>Casing Drilling</i> para el pozo propuesto en Campo colorado.	184
Figura 75. Comparación de Costos, Perforación Convencional vs <i>Casing Drilling</i> para el pozo propuesto en Campo Colorado.	185

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Grados de Acero de la Tubería de Revestimiento.....	33
Tabla 2. Rangos para Tubos de Revestimiento de Acuerdo con la Norma API 5CT/ISO 11960.....	36
Tabla 3. Perforación con <i>DrillPipe</i> vs. Perforación con <i>Casing</i>	68
Tabla 4. Especificaciones Técnicas de los CDS Disponibles de Tesco.	113
Tabla 5. Tabla de Parámetros Durante la Corrida de Revestimiento Suria Sur 18 ST1.	141
Tabla 6. Datos Básicos de Yacimiento (Formación Mugrosa).....	158
Tabla 7. Propiedades Físicas del Bloque V.	160
Tabla 8. Marcadores Geológicos Estimados. Bloque V.....	161
Tabla 9. Propiedades Físicas del Punto Elegido para Perforar.	163
Tabla 10. Estado Mecánico Propuesto.	164
Tabla 11. Propiedades de la Mecánicas del Revestimiento de 9 5/8" K-55. ...	166
Tabla 12. Propiedades de la Mecánicas del Revestimiento de 7" K-55.	167
Tabla 13. Torque de los <i>Casing</i> con Anillos MLT.	169
Tabla 14. Programa de Brocas.....	170
Tabla 15. Diseño de Revestimientos.....	171
Tabla 16. Propiedades del Lodo de Perforación (Intervalo de 0 – 3600').....	173
Tabla 17. Formulación del Lodo de Perforación (Intervalo de 0 – 3600').....	173
Tabla 18. Propiedades del Lodo de Perforación (Intervalo de 3600' – 4600').	174
Tabla 19. Formulación del Lodo de Perforación (Intervalo de 3600' – 4600').	174
Tabla 20. Volúmenes de Lodo para cada Sección.	176
Tabla 21. Propiedades del Cemento Tipo A.	178
Tabla 22. Datos para Cálculo del Cemento.	179
Tabla 23. Cálculo del Diseño de Cemento.....	181

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Ensamblaje de Fondo (BHA) Típico Utilizado en Operaciones de Perforación con Revestimiento, Recomendado para la Sección de Superficie.	195
Anexo B. Ensamblaje de Fondo (BHA) Convencional Recomendado para Utilizarse en la Segunda Sección del Pozo.....	196
Anexo C. Tiempo Planeado para Perforar y Dejar Revestido 1.400 ft con Perforación Convencional en el Campo Colorado.	197
Anexo D. Tiempo Planeado para Perforar y Dejar Revestido 1.400 ft con la Tecnología <i>Casing Drilling</i> en el Campo Colorado.	198
Anexo E. Costo Planeado para Perforar y Dejar Revestido 1.400 ft con Perforación Convencional en el Campo Colorado.	199
Anexo F. Costo Planeado para Perforar y Dejar Revestido 1.400 ft con la Tecnología <i>Casing Drilling</i> en el Campo Colorado.	200

RESUMEN

TÍTULO:

PERFORACION DE POZOS DE PETROLEO CON LA TECNICA NO CONVENCIONAL CASING DRILLING*

AUTORES

MORENO Vargas Gelber Hernán
BALLESTEROS Benavides Javier Antonio **

PALABRAS CLAVES:

Casing Drilling, Perforación, Casing, Top Drive, Casing Drive System, Efecto Plastering, Campo Colorado.

CONTENIDO:

La industria del petróleo y gas ha encontrado nuevos métodos y ha desarrollado nuevas tecnologías para perforar pozos, los cuales no solo reducen los costos sino también el tiempo y ofrece una serie de ventajas operacionales que hacen de estos, una herramienta muy valiosa para las empresas que se encuentran involucradas con la perforación de pozos de petróleo y/o gas.

Este proyecto está enfocado en dar una descripción de la técnica de perforación no convencional *Casing Drilling*, que consiste en revestir el pozo a medida que este es perforado ya que usa el revestidor como proveedor de la energía hidráulica y mecánica para lograr el corte de la formación. Es importante conocer los equipos como el Top Drive, Casing Drive System, entre otros y los procedimientos utilizados como son con BHA recuperable y con BHA no recuperable. En identificar las ventajas como son: el ahorro de tiempo, de costos, el efecto plastering (fortalecimiento de las formaciones débiles o inestables), y la reducción de accidentes durante las operaciones de perforación, también se identifican algunas desventajas de perforar con *casing* en lugar de perforar en forma convencional.

Se analizaran varios ejemplos de estudios técnico económicos de aplicación de perforación con tubería de revestimiento y seguidamente se elabora un diseño básico de perforación de un pozo vertical aplicando la técnica *Casing Drilling* dentro de la estructura del Campo Escuela Colorado, concluyendo que la tecnología *Casing Drilling* es viable técnica y económicamente en Campo Colorado por los resultados demostrados, y se logró observar que tiene una muy buena ventana operativa para el trabajo y desarrollo de esta técnica y las propiedades físicas necesarias en el yacimiento.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ing. HERNANDEZ Trejos Edelberto

ABSTRAC

TÍTULO:

OIL WELL DRILLING WITH CASING DRILLING UNCONVENTIONAL TECHNIQUES

AUTHORS:

MORENO Vargas Gelber Hernan
BALLESTEROS Benavides Javier Antonio

KEY WORDS

Casing Drilling, Drilling, Casing, Top Drive, Casing Drive System,

CONTENTS

The oil and gas industry have found new methods and have developed new technologies to drill wells, they not only reduce costs and time, also offers a number of operational advantages that make this valuable tool for companies are involved with the drilling of oil and or gas.

This project focuses on giving a description of the non-conventional drilling technique Casing Drilling. It consists in casing while drilling using the casing as a supplier of hydraulic and mechanical energy to make the cutting in the formation. It is important to know the equipments such as Top Drive and Casing Drive System, and others, and the procedures used such as recoverable and unrecoverable BHA and identify the advantages such as: saving time, costs, the plastering effect (strengthening weak or unstable formations), and the reduction of accidents during drilling operations, also are identified some disadvantages of drilling with casing instead of drilling in a conventional procedure.

We will analyze several examples of studies applying economic technical drilling with casing and then we develop a basic design of drilling a vertical well Casing Drilling technology applied within the structure of the Colorado Field and concluding that the Casing Drilling technology is technically and economically profitable in Campo Colorado and it has demonstrated good results, we realize that it has a good operating window for work and development of this technique and physical properties necessary in the reservoir.

*Graduation Project

**Physicochemical ** Faculty of Engineering, School of Petroleum Engineering, Director Mr. HERNANDEZ Trejos Edelberto

INTRODUCCIÓN

Un pozo es una estructura pensada ingenierilmente y construida dentro del suelo con el propósito de producir hidrocarburos, almacenar hidrocarburos o asistir a la recuperación de hidrocarburos.

Básicamente un pozo se diseña con las siguientes ideologías: Seguridad: como primera medida (fallas catastróficas, fallas dependientes del tiempo, fallas debido a manipuleo, etc). Economía: costos de capital, costos de operación, costos de mantenimiento, etc. Acciones futuras: exploraciones futuras, desarrollo del yacimiento, forma de producir el pozo, etc.

Es por esto que en la búsqueda permanente de la optimización de recursos, la industria del petróleo y gas ha encontrado nuevos métodos y ha desarrollado nuevas tecnologías para perforar pozos, los cuales no solo reducen los costos sino también el tiempo y ofrece una serie de ventajas operacionales que hacen de estos, una herramienta muy valiosa para las empresas que se encuentran involucradas con la perforación de pozos de petróleo y/o gas.

Este proyecto está enfocado en dar una descripción de la técnica de perforación no convencional *Casing Drilling*, en conocer los equipos y procedimientos utilizados y en identificar las posibles ventajas y desventajas de perforar con *casing* en lugar de perforar en forma convencional. Se analizaran varios ejemplos de estudios técnico económicos de aplicación de perforación con tubería de revestimiento y seguidamente se elaborara un diseño básico de perforación de un pozo vertical aplicando la técnica *Casing Drilling* dentro de la estructura del Campo Escuela Colorado.

Finalmente se dan las conclusiones y recomendaciones las cuales son el resultado del trabajo y desarrollo de este proyecto.

1. MARCO TEORICO

1.1 RESEÑA HISTÓRICA¹: UN CAMBIO IMPRESCINDIBLE EN LA PERFORACIÓN DE POZOS

Desde los inicios de la perforación con cable, hasta las prácticas actuales mediante el empleo de un motor de fondo y herramientas rotativas accionadas desde superficie, la tecnología de perforación con *casing* viene a cubrir hasta la actualidad, la última etapa en éste proceso. Si bien durante la última década es donde más se ha desarrollado esta técnica en la perforación de pozos de petróleo y gas, no es una práctica reciente, a inicios del siglo pasado se la usaba de una manera rudimentaria para perforar formaciones blandas en California, en ese entonces era llamada circulación por revestidores.

La introducción del motor PDM de fondo en la década de 1960 facilitó la perforación sin rotación de la sarta completa. Los motores direccionales con ángulos de curvatura fijos, posibilitaron el control simultáneo del azimut y el ángulo de inclinación del pozo, lo que se tradujo en un mejor control direccional y en la construcción rutinaria de pozos de alto ángulo y secciones horizontales en la década de 1980, y finalmente pozos de alcance extendido (*“Extended Reach Drilling – ERD”*) en la década de 1990.

El empleo de brocas tricónicas o brocas de cortadores fijos en el extremo de la columna de perforación rotativa monopolizó la perforación de pozos de petróleo y gas durante un siglo. No obstante, los nuevos conceptos y las mejoras introducidas en los diseños de los equipos de perforación rotativos y en las brocas de perforación han sido la norma desde la introducción de estas herramientas a comienzos de la década de 1900. En consecuencia, durante este período se registró un mejoramiento notable de la ROP y la vida útil de la broca.

¹ FONTENOT R. Kyle, LESSO Bill, STRICKLER R. D. (Bob), WARREN M. Tommy. Perforación de Pozos Direccionales con Tubería de Revestimiento. Oilfield Review. Otoño de 2005.

En la década de 1920, la industria petrolera Rusa reportó el desarrollo de las brocas retractables para ser utilizadas en operaciones de perforación con tubería de revestimiento. En la década de 1930, los operadores del área continental de EUA utilizaban la tubería de producción para realizar terminaciones a agujero descubierto o sin entubación. La sarta de tubería de producción y la broca de cuchillas planas, o cola de pescado, utilizadas para la perforación quedaban en el pozo después de iniciarse la producción. En diversas oportunidades desde la década de 1950, se utilizaron tubulares de pozo permanentes para la perforación de pozos de diámetro reducido.

En la década de 1960, Brown Oil Tools, ahora Baker Oil Tools, patentó un sistema relativamente avanzado para perforar pozos con tubería de revestimiento, que incluía brocas piloto recuperables, ensanchadores para agrandar el pozo y motores de fondo. No obstante, las bajas ROPs, comparadas con la perforación rotativa convencional, restringieron la aplicación comercial de este sistema.

Las actividades de investigación y desarrollo continuaron progresando a un ritmo lento hasta fines de la década de 1980, en que la coyuntura y las condiciones del mercado despertaron un renovado interés en las operaciones de perforación con tubería convencional, tubería flexible y otras técnicas de perforación de pozos de diámetro reducido. Aproximadamente en la misma época, Amoco, ahora BP, documentó una exitosa operación de perforación y extracción de núcleos utilizando equipos y tubulares para trabajos mineros. En la década de 1990, los operadores comenzaron a utilizar tuberías de revestimiento cortas con el fin de perforar intervalos agotados desde formaciones normalmente presurizadas.

Este método evitaba problemas tales como inestabilidad y ensanchamiento del pozo, pérdida de circulación y control del pozo, que eran muy comunes en las operaciones de perforación convencionales. Mobil, ahora ExxonMobil, utilizaba tuberías de revestimiento cortas con el fin de perforar los yacimientos de caliza

extremadamente agotados del Campo Arun, en Sumatra del Norte, Indonesia, partiendo de zonas de transición de presión más alta. Amoco también utilizó esta técnica para perforar los pozos del Campo Valhall, situado en el sector noruego del Mar del Norte.

En el año 2001, BP y Tesco reportaron una operación exitosa en la que se utilizó tubería de revestimiento para perforar los intervalos correspondientes a las tuberías de revestimiento de superficie y de producción en 15 pozos de gas del área de Wamsutter, en Wyoming, EUA. La profundidad de estos pozos oscilaba entre 2499 y 2896 m (8200 y 9500 pies). Aproximadamente en la misma época, Shell Exploration and Production Company mejoró notablemente el desempeño de las operaciones de perforación en el sur de Texas perforando pozos en condiciones de bajo balance con tubería de revestimiento, lo que le permitió obtener una reducción de costos del orden del 30%.

Hasta la fecha, los operadores han perforado más de 2000 secciones de pozo utilizando tuberías de revestimiento. Más de 1020 de estos intervalos implicaron la perforación de pozos verticales con tubería de revestimiento y brocas no recuperables, unos 620 fueron perforados utilizando tuberías de revestimiento cortas, más de 400 utilizaron un BHA recuperable para perforar pozos verticales y aproximadamente 12 emplearon un BHA recuperable para perforar pozos direccionales. Todas estas aplicaciones iniciales contribuyeron a la evolución de la técnica de entubación durante la perforación que dejó de ser una tecnología nueva de confiabilidad no comprobada para convertirse en una solución práctica que permite reducir los costos, aumentar la eficiencia de la perforación y minimizar el tiempo del equipo de perforación.

Todas estas aplicaciones contribuyeron al desarrollo de la técnica de entubación durante la perforación convirtiéndola en un proceso mucho más eficiente y controlado, siendo ahora muy común en lugares como el sur de Texas y el Golfo de México en Estados Unidos, Puerto la Cruz en Venezuela y en otros países del mundo.

1.2 PERFORACIÓN DE POZOS CONVENCIONALES

El proceso de perforación convencional para pozos de petróleo y gas es aquella que se ha utilizado desde que se implementó el sistema de perforación rotaria, utiliza sartas de perforación compuestas por *drillpipe*, *drillcollars* y broca convencional, las cuales cumplen la función de aplicar energía hidráulica y mecánica (energía rotatoria y carga axial) para realizar el trabajo de perforación. En algunos casos se utiliza un motor de fondo para suministrar la potencia de rotación, pero la columna de perforación es esencialmente la misma. Esta técnica se basa en ir perforando con *drillpipe* por etapas, e ir instalando una tubería de revestimiento (*casing*) y finalmente se instala una tubería de producción (*tubing*).

1.3 PERFORACIÓN DE POZOS NO CONVENCIONALES

La ingeniería de perforación no convencional es el resultado de la implementación de técnicas de optimización en la construcción de pozos de petróleo, en sus teorías convergen los principales parámetros para ahorrar tiempo, costos y la calidad del trabajo desarrollado en función de las condiciones operacionales, esto se ha logrado observar gracias a investigaciones donde se simulan situaciones reales con base a resultados que la experiencia otorga a empresas perforadoras a través de los años.

La perforación no convencional de pozos involucra el uso de conexiones tubulares de diseños innovadores, que satisfacen los requerimientos operativos. Dependiendo del tipo de actividad, profundidad y complejidad del pozo, se elegirá el sistema a utilizarse. En el campo de la perforación hoy se cuenta con varias técnicas no convencionales, las más destacadas son las de perforar con *casing*, *liner*, *tubing* y *colied tubing*.

1.4 LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON CASING

La perforación de pozos con *casing* elimina la necesidad de bajar la columna de perforación convencional, que luego debe ser extraída para instalar la tubería de revestimiento permanente. Además, mitiga los problemas de pérdida de circulación, mejora el control del pozo y reduce el tiempo de equipo de perforación no productivo, disminuyendo al mismo tiempo el riesgo de que se produzcan desviaciones no programadas o atascamientos de las tuberías. Menos viajes de entrada y salida del pozo, más seguridad en su posicionamiento, mayor eficiencia y menores costos se tradujeron en una gama de aplicaciones en expansión, que ahora incluye la perforación direccional con tubería de revestimiento.

2. TUBERIA DE REVESTIMIENTO (CASING)

2.1 DESCRIPCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Una definición para *Casing* es, “el principal soporte estructural de un pozo”. Son tuberías especiales y esenciales de la perforación y de la terminación de un pozo de petróleo. Consiste en una columna de tuberías de acero que se introducen en el pozo perforado, enroscándolas una a otra para formar un tubo continuo hasta que se alcance la profundidad deseada y que luego son cementadas para lograr la protección del hoyo y permitir posteriormente el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta superficie. También son conocidas como: revestimientos, tubulares, *casing*.

2.2 SELECCIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La selección apropiada de las tuberías de revestimiento es uno de los aspectos más importantes en la programación, planificación y operaciones de perforación de pozos. La capacidad de la sarta de revestimiento seleccionada para soportar las presiones y cargas para una serie dada de condiciones de operación, es un factor importante en la seguridad y economía del proceso de perforación y en la futura vida productiva del pozo.

Un diseño de *casing* es exitoso cuando ofrece resistencia mecánica y funcionalidad suficiente para realizar maniobras de completamiento, profundización, producción, y *workover* durante la vida útil del pozo a un costo óptimo. Los criterios generales de la selección² de tubería de revestimiento son:

² TenarisSiderca: Manual de Selección de *Casing*, versión 01 – diciembre 2004.

- Tipo de pozo (horizontal / vertical).
- Tope de cemento hasta la mitad de la tubería.
- Gradiente normal de temperatura.
- Gradiente de fractura calculado.
- Densidad y tipo de lodo de perforación.
- Trayectoria del pozo.
- Presión poral de formación.
- 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.

El objetivo es diseñar un programa de revestimientos que sea confiable, sencillo y económico.

2.3 FUNCIONES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La razón primaria de colocar una tubería de revestimiento en un pozo, es proporcionar protección al hoyo en una forma segura, confiable y económica.

Entre las funciones más importantes de las tuberías de revestimiento están:

- Evitar derrumbes en el pozo durante la perforación.
- Evitar contaminaciones de aguas superficiales.
- Suministrar un control de las presiones de formación.
- Proveer una conexión segura para los equipos en la cabeza del pozo (B.O.P. = *Blow Out Preventer*) y árbol de navidad.
- Prevenir la contaminación de las zonas productoras con fluidos extraños.

- Aislar zonas de agua o de aceite mediante la presencia combinada de la tubería de revestimiento y el cemento.
- Proveer el diámetro del agujero conocido, con el fin de facilitar la corrida del equipo de prueba y completamiento del pozo.
- Confinar la producción del pozo a determinados intervalos.
- Facilitar la instalación del equipo de superficie y de producción.

2.4 FABRICACIÓN DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La tubería de revestimiento está diseñada y fabricada de acero de la más alta calidad siguiendo las especificaciones de la Norma API 5CT³ en la cual se describe que esta puede ser construida sin costura obtenida por fusión en horno como se muestra en la figura 1, o con costura mediante soldadura eléctrica dependiendo del tipo de tubería, del grado y grupo al cual esta pertenezca.



Fuente: <http://www.tenaris.com/shared/documents/files/NL408.pdf>

³ American Petroleum Institute (API), Specification for Casing and Tubing, API 5CT – 2001.

El API ha desarrollado especificaciones para la tubería de revestimiento, aceptadas internacionalmente por la industria petrolera. Entre las especificaciones incluidas para los revestimientos y las conexiones están las características físicas, propiedades de resistencias a los diferentes esfuerzos y procedimientos de pruebas de control de calidad. En los diseños se deben tomar en cuenta tales especificaciones para minimizar las posibilidades de fallas.

2.5 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Se requieren muchos tamaños, tipos de conexiones y grados de tubería de revestimiento para satisfacer las diversas necesidades de la industria petrolera. Con el propósito de establecer patrones a los que se ajusten los tipos de tubería de revestimiento más usadas, el Instituto Americano del Petróleo (API) ha elaborado especificaciones para las tuberías de revestimiento.

La tubería de revestimiento viene usualmente especificada por las siguientes propiedades:

- Diámetro exterior y espesor de la pared.
- Peso por unidad de longitud.
- Grado del acero.
- Tipo de conexión.
- Longitud de la junta.

2.5.1 Diámetro Exterior y Espesor de la Pared

El diámetro exterior se refiere al cuerpo de la tubería y no a los coples, El diámetro de los coples es importante, ya que determina el tamaño mínimo del agujero en el que puede ser corrida la tubería de revestimiento.

El espesor de la pared determina el diámetro interno de la tubería y por lo tanto el tamaño máximo de la sarta que puede ser corrida a través de la tubería.

La tolerancia permitida en lo que se refiere a diámetro exterior y grosor de la pared de la tubería de revestimiento, es dictada por la norma API 5CT.

2.5.2 Peso por Unidad de Longitud.

La tubería de revestimiento está disponible en muchos pesos para cada grado o tamaño de la misma tubería de revestimiento. A mayor espesor de la pared más pesada será la tubería de revestimiento.

2.5.3 Grado del Acero.

Las propiedades mecánicas y físicas de la tubería de revestimiento dependen de la composición química del acero y el tratamiento de calor que recibe durante su fabricación.

La calidad de la tubería que se desea seleccionar es normada por el API, se define por una letra seguida por un número, la letra simboliza el grado de acero, y la parte numérica es la resistencia o cedencia mínima a la deformación expresada en miles de libras por pulgada cuadrada (psi). Por lo tanto una tubería de revestimiento L-80 tiene un esfuerzo de resistencia de 80.000 psi.

La carta de designación da una indicación sobre el tipo de acero y el tratamiento que recibió durante su fabricación. En la tabla 1 se observan los diferentes grados con sus propiedades físicas de la tubería de revestimiento.

Tabla 1. Grados de Acero de la Tubería de Revestimiento.

Grado API	Resistencia a la Fluencia (psi)		Mínima Resistencia a la Tensión (psi)	Máxima Elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
H-40	40.000	80.000	60.000	29.5
J-55	55.000	80.000	75.000	24.0
K-55	55.000	80.000	95.000	19.5
L-80	80.000	95.000	95.000	19.5
N-80	80.000	110.000	100.000	18.5
C-90	90.000	105.000	100.000	18.5
C-95	95.000	110.000	105.000	18.0
T-95	95.000	110.000	105.000	18.0
P-110	110.000	140.000	125.000	15.0
Q-125	125.000	150.000	135.000	14.0

Fuente: RAHMAN S.S. and CHILINGARIAN G.V. *Casing Design Theory and Practice*.1995.

2.5.4 Tipo de Conexión.

Debido a que las tuberías que se utilizan en los pozos tienen un límite de longitud es necesario unir estas tuberías para introducirlas al pozo, con la premisa de que la unión debe ser hermética y capaz de soportar cualquier esfuerzo al que se someterá, a esta unión se le conoce como junta o conexión.

Según las recomendaciones de API, la tubería de revestimiento es roscada en cada lado y suministrada con acoples. Existen muchos tipos distintos de roscas disponibles para las diferentes aplicaciones y fuerzas. El acople es usualmente apretado con ayuda mecánica a la tubería de revestimiento al ser manufacturada.

Hoy en día existen múltiples tipos de conexiones disponibles en el mercado. La selección de una conexión adecuada debe ser basada en la intención de aplicación, el desempeño requerido y el costo.

Básicamente una junta o conexión está constituida por tres elementos principales que son: un pin, una caja y la rosca. El miembro roscado externamente es llamado pin. El miembro roscado internamente es llamado caja. Existen dos clases de juntas de acuerdo a su forma de unión: Acopladas, son las que integran un tercer elemento llamado cople para realizar la unión de dos tubos. Integrales, en un extremo del tubo esta el pin y en el otro la caja. En la figura 2 se observa el pin y la caja de una tubería de revestimiento.

Figura 2. Pin y Caja de 8 HRR (Ocho Hilos Rosca Redonda) sin Recalcar para *Casing* y *Tubing*.



Fuente: <http://www.tenaris.com/shared/documents/files/cb290.pdf>

Para los diferentes casos existen conexiones API y conexiones *premium* o patentadas.

2.5.4.1 Conexiones API. Se rigen por las especificaciones STD 5B y SPEC 5CT de API. Las especificaciones STD 5B de API cubren las roscas, es decir, los filos que se observan en los extremos de la tubería, mientras que del acoplamiento y la longitud del acoplamiento, se especifican en la SPEC 5CT de API.

Estas roscas y conexiones API para revestimientos y tuberías de producción se clasifican de acuerdo a la forma de la rosca, con variaciones que obedecen al diámetro de la tubería, el espesor de las paredes, el grado y la longitud básica de la rosca, así tenemos las siguientes:

- API LTC (*Long Thread Couple*).
- API STC (*Short Thread Coupled*).
- API *Buttress* o BCN.

2.5.4.2 Conexiones Premium o Patentadas. Son juntas para productos tubulares sobre las cuales existen derechos de propiedad y que poseen especificaciones confidenciales, generalmente asociadas a patentes.

A menudo, las conexiones patentadas suelen denominarse conexiones "*premium*". En muchas de ellas y con demasiada frecuencia, su desempeño es inferior al de las conexiones API.

Se admite que las conexiones patentadas no están cubiertas por las especificaciones API. No obstante, es razonable exigir que el diseño de una conexión patentada cumpla con los requerimientos de control de diseño para los programas de calidad.

2.5.5 Longitud de la Junta.

Representa el largo aproximado de un tubo o sección de una sarta de revestimiento, API ha especificado tres rangos entre los cuales debe

encontrarse la longitud de las tuberías, en la tabla 2 se observan los rangos para tuberías de revestimiento de acuerdo con la norma API 5CT/ISO 11960.

Tabla 2. Rangos para Tubos de Revestimiento de Acuerdo con la Norma API 5CT/ISO 11960.

RANGO	LONGITUD	
	Pies	Metros
1	16 – 25	4.88 – 7.62
2	25 – 34	7.62 – 10.63
3	34 – 48	10.63 – 14.63

Fuente: <http://www.tenaris.com/shared/documents/files/CB754.pdf>

La más común es de rango 3 con una longitud de junta promedio aproximada de 40 pies.

2.6 FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE LOS REVESTIMIENTOS

La capacidad de la sarta seleccionada para resistir esfuerzos y cargas bajo determinadas condiciones es un factor muy importante para la seguridad y economía en la perforación y posterior producción del pozo.

La sarta de revestimiento representa un alto porcentaje de la inversión total de un pozo, por lo tanto no se justifica pagar más por resistencia o calidad de lo que es realmente necesario.

Los factores técnicos corresponden al diámetro, peso, longitud, tipo de unión o rosca, material utilizado, condiciones de carga, naturaleza de la formación, método de fabricación, etc. La tubería debe tener una superficie lo más lisa posible, tanto en el interior, para evitar que las herramientas o equipos “corridos” en el pozo se atoren, como en el exterior, para reducir la fricción entre la tubería y las paredes del hoyo; debe ser hermética, para eliminar entrada de fluido al pozo; y resistir la corrosión.

2.7 TIPOS DE REVESTIMIENTOS

El número de sarta de revestimiento que se colocan en un pozo es función de la naturaleza de las formaciones por atravesar y de la profundidad final de hoyo.

Las diferentes sargas de revestimiento que se pueden colocar en un pozo son:

- Conductor marino / tubería hincada o pilote de fundación.
- Revestimiento Conductor.
- Revestimiento Superficial.
- Revestimiento Intermedio.
- Revestimiento de Producción.
- Camisa o “*Liner*”:
 - ◆ Intermedia o Protectora.
 - ◆ De producción.
- Revestimiento removible o “*Tie back*”
- Tubería de Producción.
 - ◆ Revestimiento Conductor.
 - ◆ Revestimiento Superficial.
 - ◆ Revestimiento Intermedio.
 - ◆ Revestimiento de Producción.
- Camisa o “*Liner*”
 - ◆ Camisa o “*Liner*” Intermedia o Protectora.
 - ◆ Camisa o “*Liner*” de producción.
 - ◆ *Tie back*.
- Tubería de Producción.

2.7.1 Conductor Marino / Tubería Hincada o Pilote de Fundación.

Es la primera sarta de revestimiento que se utiliza en la perforación con el objetivo de proteger el suelo superficial no consolidado y blando, asegurando la estabilidad de la superficie donde es colocado el equipo de perforación y guiar

la sarta de perforación y las subsecuentes tuberías de revestimiento dentro del hoyo. La profundidad de asentamiento varía entre 90' y 150', con un tamaño entre 26" y 45".

Son clavados con martillos hidráulicos o vibratorios y el nombre que se le da a esta sarta está relacionado al tipo de operación que se realiza:

- Conductor marino: perforación costa afuera con preventora superficial.
- Pilote de fundación: perforación costa afuera con preventora submarina.
- Tubería hincada: perforación en tierra.

2.7.2 Revestimiento Conductor.

Es la primera tubería de revestimiento, es un tubo guía de diámetro grande (16" a 30") que se coloca a profundidades someras, cementada hasta superficie o lecho marino, y es la primera tubería de revestimiento sobre la cual se montan las preventoras y las conexiones de circulación de lodo de perforación. Se utiliza para reforzar la sección superior del hoyo. La profundidad de asentamiento varía entre 150' y 250'.

Sus principales funciones son:

- Evitar que las formaciones someras no consolidadas se derrumben dentro del pozo.
- Proporcionar una línea de flujo elevada para que el fluido de perforación circule hasta los equipos de control de sólidos y a los tanques de superficie.
- Proteger formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación por el fluido de perforación.
- Permite la instalación de un sistema desviador de flujo y de un B.O.P. anular.
- Permite guiar la sarta de perforación y el resto de las tuberías de revestimiento dentro del pozo.

2.7.3 Revestimiento de Superficie.

Es la tubería de revestimiento de diámetro inmediato inferior (20" a 9 5/8"), esta proporciona una completa protección durante la perforación, su profundidad de asentamiento se escoge de tal forma que aislé acuíferos someros, así como zonas de pérdida de circulación en especial en pozos desviados, donde la superficie de la tubería debe cubrir toda la sección de crecimiento de ángulo para prevenir derrumbes de la formación. La profundidad de asentamiento varía entre 100' y 3000' (o más) dependiendo de la profundidad final y diseño del completamiento del pozo.

Entre sus funciones más importantes están:

- Proteger las formaciones acuíferas superficiales.
- Proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del pozo.
- Servir de soporte para la instalación del equipo de seguridad (B.O.P.).
- Soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo. Por esta razón se cementan hasta superficie.

2.7.4 Revestimiento Intermedio.

Este tipo de revestimiento proporciona integridad de presión durante las operaciones de perforación subsecuente. También se le llama Protectora porque protege las formaciones de altos pesos de lodo, también suministra aislamiento en zonas inestables del pozo, en zonas donde hay pérdidas de circulación o bajas presiones y en capas productoras. Las presiones que tienen que soportar pueden ser considerables. Con profundidades de asentamiento entre 3000' y 10000' o más, sus diámetros suelen estar entre 13 3/8", 10 3/4", 9 5/8".

Sus funciones más importantes son:

- Facilita el control del pozo si se encuentran zonas de presiones anormales.
- Aísla formaciones problemáticas como, lutitas reactivas o hinchables, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el fluido de perforación.
- Permite bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas presurizadas.
- Separa el agujero en secciones para facilitar el trabajo.
- Cubrir zonas con pérdida de circulación severas.

2.7.5 Revestimiento de Producción.

Es la sarta de revestimiento a través de la cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva y en la cual se pueden llevar a cabo muchas reparaciones y completaciones. Este revestimiento se coloca hasta cubrir la zona productiva y proporciona un refuerzo para la tubería de producción ("*tubing*") durante las operaciones de producción del pozo. Por lo general, no se extiende hasta la superficie y es colgada en la sarta de revestimiento anterior a ella. La profundidad de asentamiento es la profundidad total del pozo y sus diámetros suelen ser de 4 ½", 5", 7" y 9 ⅝".

Las principales funciones son:

- Aislar la zona de interés de otras formaciones y sus fluidos.
- Evitar la migración de fluido entre zonas.
- Servir de cubierta protectora para los equipos de producción.
- Cubrir la tubería de revestimiento intermedia desgastada o dañada.
- Servir de aislamiento al equipo de control (cabezal) que se instalará para manejar la producción del pozo.

2.7.6 Camisa o “Liner”.

Es una tubería de revestimiento corta la cual no llega hasta superficie del pozo, sino que cuelga de otra tubería que le sigue en diámetro, llamada colgador de *liner*. La tubería colgada permite reducir costos y mejorar la hidráulica en perforaciones más profundas. Los *liners* pueden funcionar como tubería intermedia o de producción, normalmente esta cementada en toda su longitud. La mayoría de revestimientos cortos o *liners* son de 4 ½" de diámetro.

Los *liners* se utilizan para:

- Control del pozo. El *liner* permite aislar zonas de alta o baja presión y terminar o continuar la perforación con fluidos de alta o baja densidad.
- Economía de tubería de revestimiento. Debido a la pequeña cantidad de tubería usada, no comparable con una tubería llevada hasta la superficie.
- Rápida instalación. Las tuberías de revestimiento cortas pueden ser colocadas en el intervalo deseado mucho más rápido que las normales.
- Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada. Al continuar la perforación existe la posibilidad de desgastar la tubería de revestimiento, lo cual se puede corregir mediante una extensión o complemento de una tubería corta.
- Evita volúmenes muy grandes de cemento. Debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta la superficie.
- Permite utilizar empacadores y tuberías de producción de mayor diámetro. Al no tener un diámetro restringido en la tubería de explotación, podemos utilizar empacadores y tuberías de producción con un área de mayor flujo, las cuales quedarán arriba de la boca de la tubería corta.
- Auxilia en la hidráulica durante la perforación al permitir utilizar sartas de perforación combinadas, mejora las pérdidas de presión por fricción en la tubería de perforación, durante la profundización del pozo, permitiendo alcanzar mayores profundidades con sarta más resistentes.

2.7.6.1 Camisa o "Liner" Intermedia o Protectora. Las camisas protectoras o intermedias son sartas que no se extienden hasta la superficie y se cuelgan de la anterior sarta de revestimiento. El propósito de esta sarta es prevenir problemas de pérdida de circulación cuando se requieren altos pesos de lodo. Proporciona la misma protección que el revestidor intermedio.

2.7.6.2 Camisa o "Liner" de Producción. Este tipo de tubería se coloca en la sección interior del revestidor de producción. Permite completar el pozo a menor precio, además ayuda a permitir un conducto de producción más grande para proveer un rango de elección para la tubería. Su uso principal se realiza en pozos exploratorios debido a que se pueden probar las zonas de interés sin el gasto de una sarta completa. Luego si existe una producción comercial de hidrocarburo, se puede conectar la sarta hasta superficie. En la mayoría de los casos se corre con una herramienta especial en el tope del mismo que permite conectar la tubería y extenderla hasta la superficie si se requiere. Normalmente, va colgado a unos 500' por encima del último revestidor cementado hasta la profundidad final del pozo.

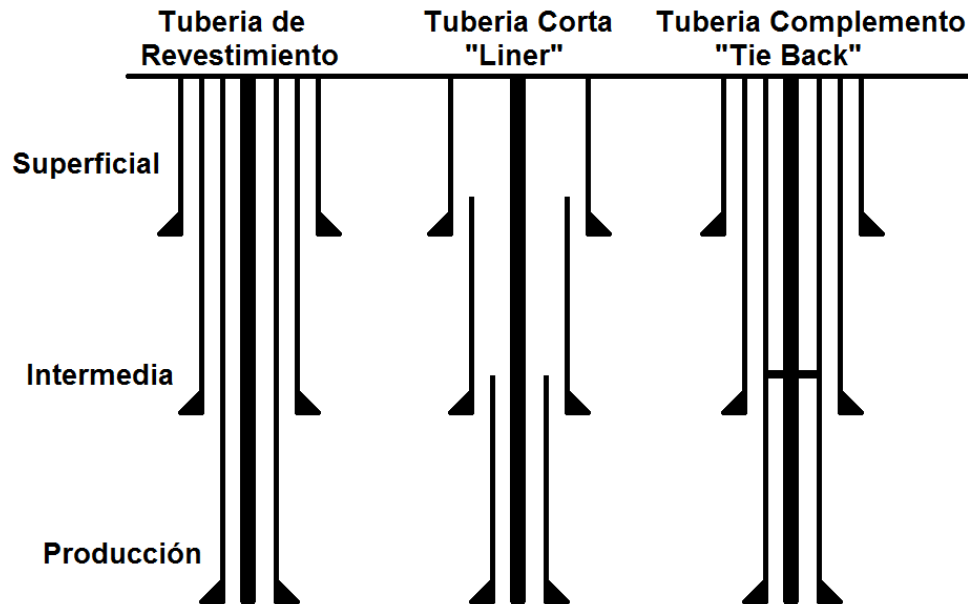
2.7.6.3 Tie Back. Es una sarta de tubería que proporciona integridad al pozo desde la cima de la tubería corta hasta la superficie. Los *liners* de producción generalmente se conectan hasta superficie (en el cabezal del pozo) usando una sarta de revestimiento "*tie back*" cuando el pozo es completado. Esta sarta se conecta al tope del liner con un conector especial. El *tie back* aísla el revestidor usado que no puede resistir las posibles cargas de presión si continúa la perforación, proporcionando integridad de presión desde el tope del *liner* al cabezal del pozo. También permite aislar un revestimiento gastado que no puede resistir incrementos de presión o aislar revestimientos intermedios en casos de incrementos de producción.

2.7.7 Tubería de Producción o "Tubing".

Es una tubería especial utilizada para producir el pozo y que puede reemplazarse o repararse durante la vida del pozo.

En la figura 3 se presentan los diferentes esquemas como puede quedar revestido un pozo.

Figura 3. Esquema Representativo de las Tuberías de Revestimiento.



Fuente: Modificado de, BAÑO S. Franklin. MAYALICA D. Diego. Tubería de Revestimiento, Optimización de su Diseño y Perforación. Tesis de grado. Universidad Central de Ecuador. 2009.

3. CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE UNA TUBERÍA USADA PARA PERFORAR⁴

3.1 Consideraciones Mecánicas para el Diseño de un Sistema Perforación.

Las fuerzas internas de un elemento están ubicadas dentro del material por lo que se distribuyen en toda el área. Se denomina esfuerzo a la fuerza por unidad de área, la cual se denota con la letra griega sigma (σ) y es un parámetro que permite comparar la resistencia de dos materiales. Por ejemplo para el caso del esfuerzo axial en una tubería este lo denotamos así:

$$\sigma = \frac{P}{A} \quad (1)$$

Donde:

P = Fuerza axial.

A = Área de la sección transversal.

Es importante destacar que la fuerza involucrada en la ecuación anterior debe ser perpendicular al área analizada, es decir en la dirección del eje de la tubería, y además aplicada en el centroide, para así tener un valor de σ constante distribuido uniformemente en el área.

La resistencia del material no es el único parámetro que debe analizarse para el diseño de una estructura; controlar las deformaciones para que la estructura cumpla con el propósito es uno de los objetivos del diseño de una tubería. El análisis de las deformaciones se relaciona con los cambios en la forma de la estructura que generan las cargas aplicadas.

⁴ Quintero M. Maria C., Berrio C. Gloria C. Perforación no Convencional Aplicada al Campo Cantarell. Proyecto de Grado, Universidad Nacional de Medellín. 2007.

Otro parámetro estructural que toma importancia es la *deformación* (ε), la cual se expresa como el cociente entre el *alargamiento* (δ) y la *longitud inicial* (L), cuando este cociente es distinto de 1 indica que la tubería ha sufrido un cierto grado de deformación.

Si $\varepsilon > 1$, denominamos el alargamiento como “alargamiento positivo”.

Si $\varepsilon < 1$, denominamos el alargamiento como “alargamiento negativo”.

Y en tal caso la tubería habría experimentado fuerzas compresionales que redujeron su longitud inicial.

$$\varepsilon = \frac{\delta}{L} \quad (2)$$

Por lo regular, las propiedades de resistencia, elasticidad y ductilidad de los metales, y otros materiales se suelen determinar con una prueba de tensión, en donde una muestra del material, casi siempre con la forma de una barra redonda o plana, se sujeta entre mordazas y se tensa lentamente, hasta que se rompe por la tensión. Durante la prueba, se monitorea y registra la magnitud de la fuerza ejercida sobre la barra y el cambio correspondiente de longitud (deformación). Como el esfuerzo en la barra es igual a la fuerza aplicada dividida entre el área, ese esfuerzo es proporcional a la fuerza aplicada. Se muestran los datos de esas pruebas de tensión en los diagramas esfuerzo-deformación unitario.

En la figura 4 se observa un diagrama típico de esfuerzo – deformación unitaria para un material dúctil, se identifica:

P = que denota el límite de proporcionalidad.

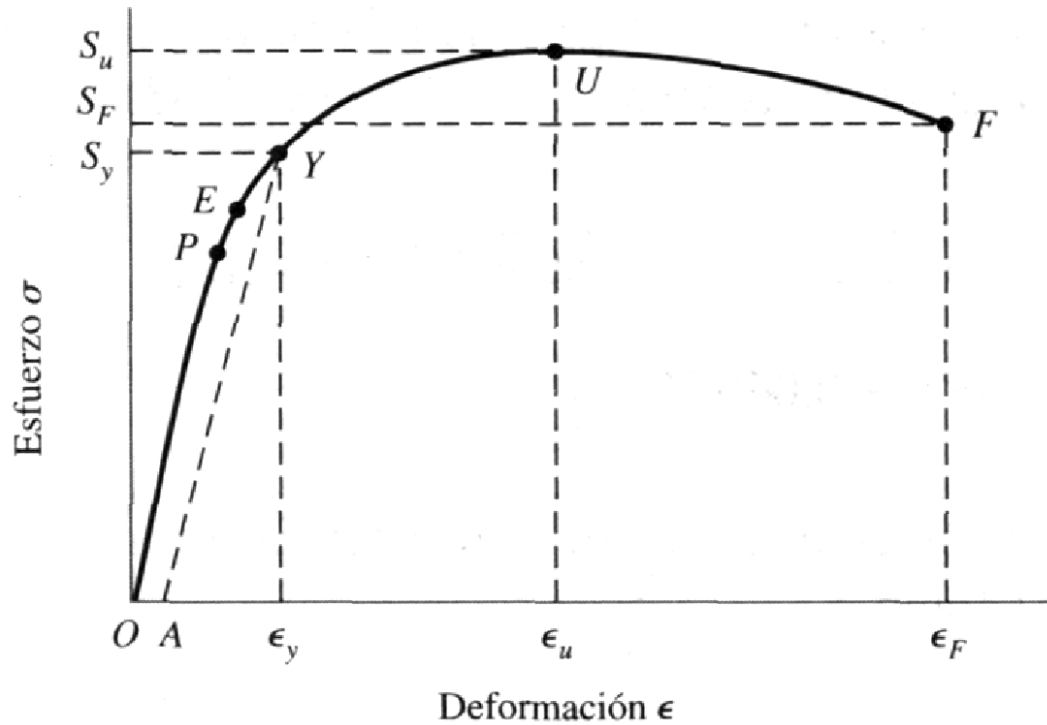
E = el límite elástico.

Y = la resistencia a la fluencia (S_y).

U = resistencia máxima o última a la tensión (S_{ut}).

F = resistencia a la fractura.

Figura 4. Diagrama Típico de Esfuerzo – Deformación Unitaria para un Material Dúctil.



Fuente: SHIGLEY Joseph Edward. Diseño en Ingeniería Mecánica. Sexta edición, University of Michigan 2002.

Para materiales dúctiles la resistencia a la fluencia (S_y), está definida como el punto en el cual se produce un marcado aumento de la deformación del material sin aumento de esfuerzo.

En cambio la última resistencia a la tensión (S_{ut}) está relacionada con el esfuerzo máximo que un material puede desarrollar antes de la rotura.

3.2 TEORÍA DE LA MÁXIMA ENERGÍA DE DISTORSIÓN.

Se ha demostrado que el método de la energía de distorsión (o energía por variación de forma) es el mejor estimador de fallas para materiales dúctiles bajo cargas estáticas o para esfuerzos normales, cortantes o combinadas totalmente reversibles. Requiere la definición del término *esfuerzo de Von Mises*, representado por el símbolo σ' , que se puede calcular para esfuerzos biaxiales, con los esfuerzos principales, máximo y mínimo σ_1 y σ_2 :

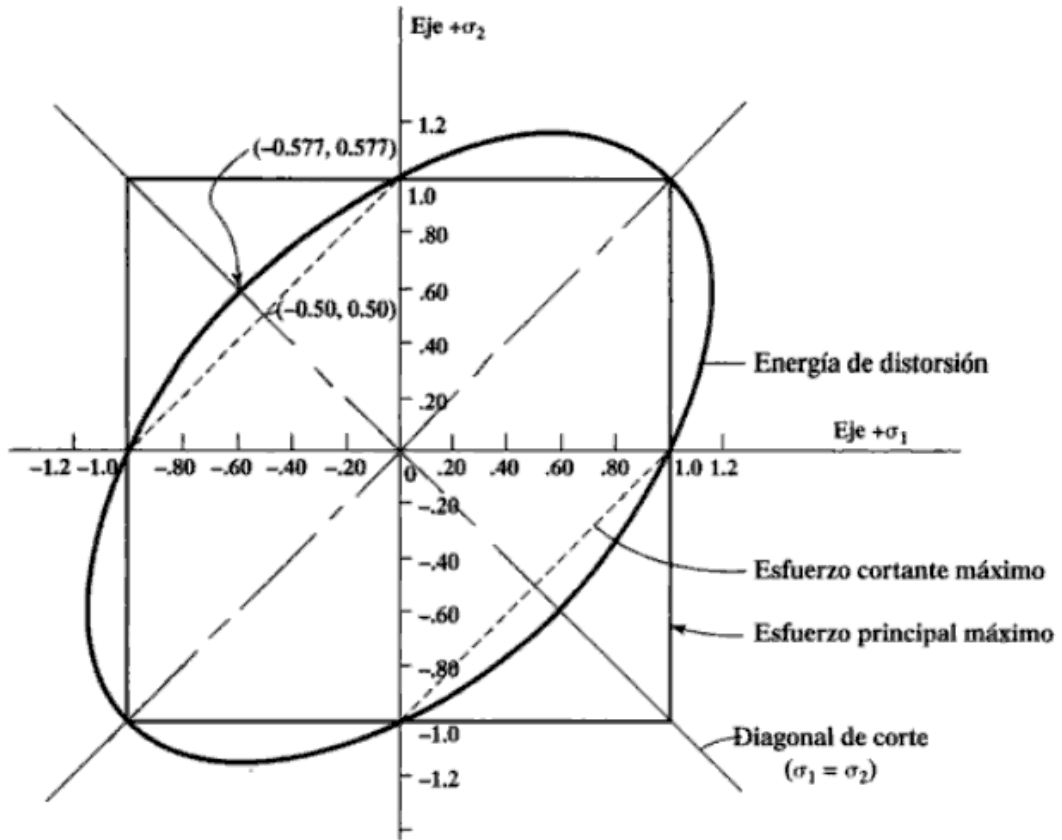
$$\sigma' = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1 * \sigma_2} \quad (3)$$

Se predice que existe fallo cuando $\sigma' > S_y$ (resistencia de fluencia o punto de fluencia). En el método para el esfuerzo biaxial se requiere que el esfuerzo aplicado en la tercera dirección ortogonal σ_z sea cero.

Se acredita a R. Von Mises el desarrollo de la ecuación 3 en 1913. Por las contribuciones adicionales de H. Hencky en 1925, a veces el método se le llama método de *Von Mises – Hencky*.

Es útil visualizar el método de energía de distorsión para predicción de fallas al graficar una línea de falla con σ' en el eje horizontal y σ_2 en el eje vertical, como se muestra en la figura 5. La línea de falla es una elipse centrada en el origen y que pasa por la resistencia de fluencia en cada eje, en las regiones de tensión y compresión. Es necesario que el material tenga iguales valores de resistencia de fluencia a la tensión y a la compresión, para poder emplear este método en forma directa. Se predice que las combinaciones de esfuerzos principales que están dentro de la elipse de energía de distorsión son seguras, mientras que las que están afuera podrían causar fallas.

Figura 5. Comparación del Método de Energía de Distorsión con los Métodos del Esfuerzo Cortante Máximo y del Esfuerzo Principal Máximo.



Fuente: MOTT Robert L., P.E., Diseño de Elementos de Maquinas. Cuarta edición, University of Dayton 2006.

3.3 MÉTODO DE LA ENERGÍA DE DISTORSIÓN TRIAXIAL.

Se requiere una ecuación mas general del esfuerzo de Von Mises (energía de distorsión) cuando existen esfuerzos en las tres direcciones σ_1 , σ_2 y σ_3 . En el caso normal, se ordenan esos esfuerzos de tal modo que $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$. Entonces:

$$\sigma' = \left(\frac{\sqrt{2}}{2}\right) * \left(\sqrt{(\sigma_2 - \sigma_1)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2 + (\sigma_3 - \sigma_2)^2}\right) \quad (4)$$

De acuerdo a lo visto anteriormente, la energía de distorsión por unidad de volumen en base a las tensiones o esfuerzos principales, viene dada por:

$$J_2 = \left(\frac{1}{6}\right) * ((\sigma_2 - \sigma_1)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2 + (\sigma_3 - \sigma_2)^2) \quad (5)$$

J_2 : Invariante de esfuerzos deviatoricos, Kpa/m

Los criterios de falla (*Triaxial Theory of Failure*) permiten analizar y predecir las condiciones en las que se pueden presentar las deformaciones. Son expresiones definidas en términos de los esfuerzos principales. Para coordenadas cilíndricas la ecuación 4 se puede representar de la siguiente forma:

$$2 * \sigma_y^2 = (\sigma_a - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_a)^2 \quad (6)$$

Donde:

σ_y = Esfuerzo de cedencia de la tubería (psi).

σ_a = Esfuerzo axial (psi).

σ_r = Esfuerzo radial (psi).

σ_t = Esfuerzo tangencial (psi).

Expandiendo y reordenando la ecuación 6 se obtiene:

$$\sigma_y^2 = (\sigma_a - \sigma_r)^2 - (\sigma_a - \sigma_r) * (\sigma_t - \sigma_r) + (\sigma_t - \sigma_r)^2 \quad (7)$$

ó,

$$\frac{3}{4} * (\sigma_t - \sigma_r)^2 + \left(\sigma_a - \frac{(\sigma_t - \sigma_r)}{2}\right)^2 - \sigma_y^2 = 0 \quad (8)$$

La ecuación 8 se puede expresar como la ecuación de una elipse; si igualamos en términos de x , y y dividimos entre σ_y^2 :

$$(\sigma_t - \sigma_r) = x \quad (9)$$

y,

$$\left(\sigma_a - \frac{(\sigma_t - \sigma_r)}{2} \right) = y \quad (10)$$

De esta manera la relación se puede expresar en términos de los principales planos de esfuerzos. En este caso la elipse de plasticidad queda expresada como:

$$\frac{3 * x^2}{4 * \sigma_y^2} + \frac{y^2}{\sigma_y^2} - 1 = 0 \quad (11)$$

Como la tubería se encuentra sometida a presiones internas (p_i) y presiones externas (p_e) por todo el cuerpo de tubo, de esta manera para un radio r el esfuerzo tangencial (σ_t) y el esfuerzo radial (σ_r) estarían expresadas como:

$$\sigma_t = \frac{p_i * r_i^2 * (r_e^2 + r^2) - p_e * r_e^2 * (r_i^2 + r^2)}{r^2 * (r_e^2 - r_i^2)} \quad (12)$$

y,

$$\sigma_r = \frac{-p_i * r_i^2 * (r_e^2 - r^2) - p_e * r_e^2 * (r_i^2 + r^2)}{r^2 * (r_e^2 - r_i^2)} \quad (13)$$

Donde:

r_i = Radio Interno.

r_e = Radio Externo.

Sobre la acción de presiones internas y externas, las tuberías experimentan su máximo esfuerzo en su superficie interior. Haciendo $r = r_i$ en la ecuación 13 se genera una condición de equilibrio de $\sigma_r = -p_i$, y reemplazando la misma en la ecuación 6 se obtiene una ecuación cuadrática:

$$\left(\frac{\sigma_t + p_i}{\sigma_y}\right)^2 - \left(\frac{\sigma_a + p_i}{\sigma_y}\right) * \left(\frac{\sigma_t + p_i}{\sigma_y}\right) + \left(\frac{\sigma_a + p_i}{\sigma_y}\right)^2 - 1 = 0 \quad (14)$$

Resolviendo la ecuación 14 se obtiene:

$$\left(\frac{\sigma_t + p_i}{\sigma_y}\right) = \pm \sqrt{1 - \frac{3}{4} * \left(\frac{\sigma_a + p_i}{\sigma_y}\right)^2 + \frac{1}{2} * \left(\frac{\sigma_a + p_i}{\sigma_y}\right)} \quad (15)$$

La ecuación 15 se conoce como elipse de plasticidad o curva de Von Mises, en la cual:

Si $\frac{\sigma_t + p_i}{\sigma_y}$ es positivo, el tubo es sometido a una presión interna (estallido).

Si $\frac{\sigma_t + p_i}{\sigma_y}$ es negativo, el tubo es sometido a una presión externa (colapso).

Sin embargo en la industria, la máxima presión de estallido se da en la superficie, en donde la tubería está sujeta a la carga de tensión debido a su peso. La elipse de plasticidad es normalmente empleada para determinar el efecto de la tensión sobre la resistencia al colapso. Además la elipse de plasticidad se modifica por factores de seguridad, considerados para la compresión, tensión, presión interna, presión externa y por la eficiencia de las conexiones empleadas en la compresión y la tensión.

3.4 PROPIEDADES MECÁNICAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.

En la mayoría de los casos analizados para perforar con tuberías, los aspectos técnicos y las consideraciones que se tienen en cuenta no difieren demasiado de aquellas usadas para el diseño de un *casing* o *tubing* convencional. Datos como gradientes porales y de fractura, gradientes de temperatura, litología del terreno son requeridos tanto para el diseño convencional de una sarta como para el diseño de un *casing* para perforar. La única gran diferencia que surge es la incorporación de tensiones adicionales provenientes de efectos dinámicos.

3.4.1 Análisis de la Flexión o Bending.

Es la capacidad de la sarta de trabajo a flexionarse, la flexión es función de la tensión y compresión, la cual involucra la deformación del material derivado de la severidad por la desviación del pozo. Es de importancia conocer esta propiedad ya que se identifican los esfuerzos combinados de tensión y compresión en la parte desviada. El cálculo depende directamente de la fluencia del material, eficiencia al *bending* y del diámetro nominal de la tubería. La ecuación para calcular la capacidad de flexión de una tubería, relaciona el modulo de elasticidad, el esfuerzo o resistencia del material, el cambio de forma de este y la longitud de desviación:

$$\theta = \frac{\sigma_y - \sigma_a}{211 * OD} \quad (16)$$

Donde:

θ = Máximo ángulo de desviación por cada 100 metros.

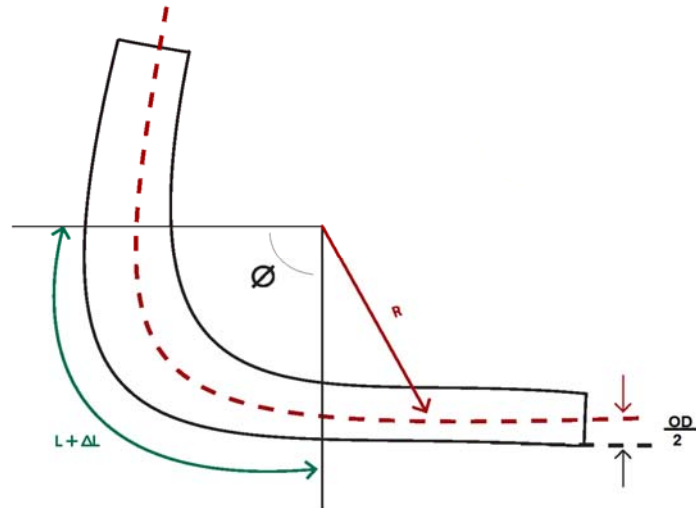
σ_y = Esfuerzo de cedencia, psi.

σ_a = Cargas axiales por tensión o compresión, psi.

OD = Diámetro exterior de la tubería.

En la figura 6 se observa el esquema y las variables involucradas para estimar la resistencia a la flexión en una tubería.

Figura 6. Esquema de un Tubo Flexionado.



Fuente: ORTIZ S. Benito, GONZÁLEZ G. José Luís. Ingeniería para la Perforación no Convencional, Aplicando Análisis Triaxial para Determinar Esfuerzos Críticos. CIPM, Mexico. 2005.

3.4.2 Análisis de la Relación Torsión – Tensión.

La torsión se presenta cuando el revestimiento se dobla debido a la carga compresiva que se acumula en la parte inferior de la sarta, éste hecho no es destructivo, sin embargo, causa dos efectos que sí pueden serlo:

- Las fuerzas de contacto laterales entre el revestimiento y las paredes del hueco pueden causar desgaste e incrementar el torque que se requiere para rotarlo.
- La torsión hace que el revestimiento asuma una geometría curva en el hueco así, se incrementan el esfuerzo de la tubería y las vibraciones laterales.

Para que la sarta de revestimiento se doble, primero se deflecta en un plano de forma sinusoidal (“*buckling* sinusoidal”) y como la carga axial se incrementa, ésta se transforma en una espiral alrededor del hueco.

Al aplicar esta tecnología es importante determinar si existe o no torsión (“*buckling*”) en el revestimiento y si éste es suficiente para causar problemas (desgaste, alto torque o alto esfuerzo).

La perforación no convencional también es limitada por la reducción de la resistencia a la torsión de la tubería empleada, en función de la carga de tensión a la cual es sometida la misma. Esta consideración se hace más importante a medida que la perforación es más profunda o en operaciones de cementación que incluyen rotación. En la figura 7 se observa un ejemplo de una grafica típica de tensión versus torsión para distintos tipos de tubería. La relación entre la torsión y la tensión se expresa por medio de la siguiente ecuación (API, 5C3, 1995):

$$Q_r = \frac{0,096167 * J}{OD} * \sqrt{\sigma_y^2 - \sigma_a^2} \quad (17)$$

$$J = 0,098175 * (OD^4 - ID^4) \quad (18)$$

Donde:

Q_r = Esfuerzo a la cedencia bajo tensión, Lb-ft.

J = Momento polar de inercia.

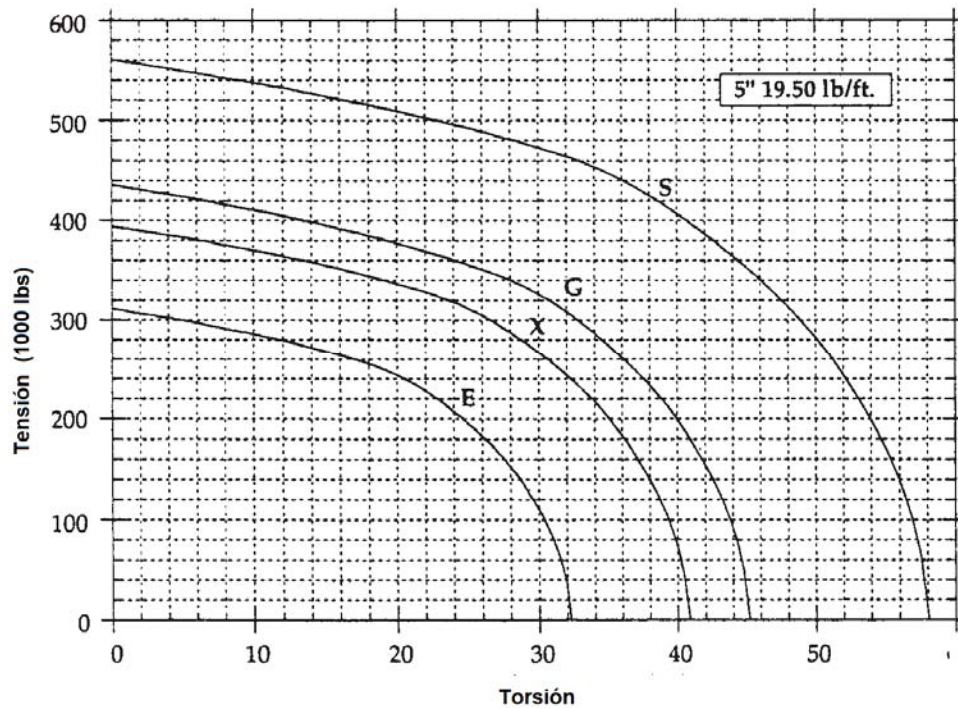
OD = Diámetro externo, in.

ID = Diámetro interno, in.

σ_a = Esfuerzo axial, psi.

σ_y = Esfuerzo de cedencia del material, psi.

Figura 7. Grafica Típica de Tensión vs. Torsión para Distintos Tipos de Tubería.



Fuente: *Designing and Qualifying Drill Strings for Extended Reach Drilling*. SPE 29349-PA, 1996.

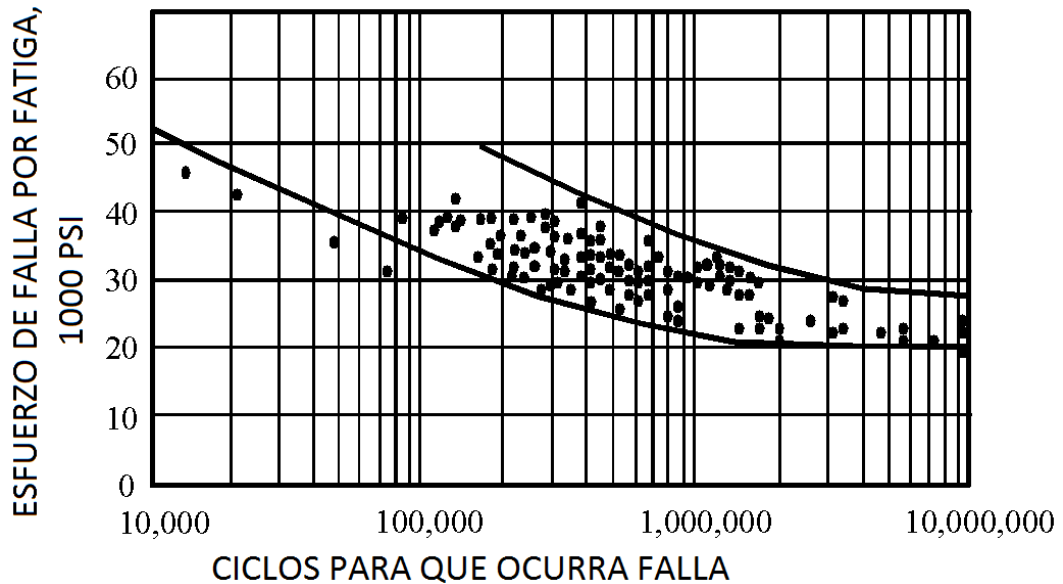
La diferencia más significativa es que en la perforación con *casing*, puede estar sometido a esfuerzos y tensiones bastante más diferentes que en los usos convencionales.

2.4.3 Acumulación de Fatiga.

Después de varias cargas cíclicas, se forma una pequeña grieta en un punto de la tubería donde se concentran altos niveles de esfuerzo. Esto hace que se propague la grieta y la sarta puede fallar por no soportar la carga estática.

La resistencia a la fatiga se determina mediante el uso de una curva que relaciona niveles de esfuerzo con número de ciclos necesarios para que la tubería falle. La figura 8 muestra la curva para tubería con grados de acero D y E. Se observa que la fatiga se define con un rango de valores.

Figura 8. Curva de Fatiga para Tubería Grado D y E.



Fuente: *Casing Drilling Application Design Considerations*. IADC/SPE 59179, 2000.

La tubería de revestimiento es más susceptible a fallar por fatiga que la usada en la perforación convencional.

La acumulación por fatiga de una sarta de perforación depende de tres condiciones de operación: la tensión – compresión, la flexión y la torsión (Salgado y Manilla, 2000). Estos autores describen que la fatiga puede determinarse usando la ecuación del ángulo de desviación para conocer así el esfuerzo generado por la flexión, además se utiliza la figura de esfuerzos triaxiales de Von Mises y la curva de cargas dinámicas de torsión versus tensión.

Después de haber determinado el esfuerzo cíclico generado por la rotación, se calcula el factor de seguridad que ayudara a determinar el número de ciclos y estimar las horas de rotación para un caso específico de condiciones predeterminadas. Esta rotación causara esfuerzos en la tubería que se alternara entre la tensión y la compresión.

Para estimar las cargas por flexión se utiliza la siguiente ecuación:

$$\beta = \frac{Y_s}{211 * \Phi * \eta} \quad (19)$$

Donde:

β = Severidad de la desviación, ° / 30 m.

Y_s = Fluencia del material o límite elástico o esfuerzo al *bending*, psi.

η = Eficiencia de la conexión al *bending*, fracción.

Φ = diámetro nominal de la tubería, in.

En la ecuación 19 se observa que entre más vertical sea el pozo es menor el ángulo de desviación y el número de ciclos aumenta.

3.4.4 Torque, Arrastre y Pandeo.

El torque, es el momento necesario para rotar la tubería. El arrastre de la tubería, es el incremento de la fuerza requerida para mover la tubería hacia arriba o hacia abajo, dentro del agujero. Las causas que generan excesivas magnitudes de torque y arrastre, son entre otras la continua reducción del agujero, derrumbes en el pozo, fricción de la tubería con la pared del pozo durante el deslizamiento y fricción con el *casing*.

Para pozos desviados los límites mecánicos están relacionados con los límites de resistencia al torque, arrastre de la sarta y equipo. Debido que el pandeo y las fuerzas de gravedad gobiernan el efecto de las fuerzas de torque y arrastre en el agujero desviado, un diseño óptimo estará en función de la selección de los diámetros de la tubería que no permitan el pandeo durante las operaciones de perforación.

El ritmo de incremento de ángulo, es una de las condiciones más importantes en el diseño de trayectoria de un pozo direccional, ya que esto tiene repercusiones directas en los niveles de torque y arrastre durante la perforación.

Es posible obtener reducciones significativas de torque y arrastre con un diseño óptimo de la trayectoria del pozo, así como de condiciones más adecuadas para una mejor limpieza del mismo.

El pandeo es frecuente en operaciones de cementación, estimulación y producción, teniendo sus principales aplicaciones en:

- Sarta de trabajo con empaque que permite movimiento. El movimiento puede ocurrir por cambios de presión o temperatura.
- Sarta de trabajo con empaque que no permite movimiento, tal como en la técnica de *tubingless*.
- Sarta de trabajo donde se realizan operaciones con cable y bajo ciertas condiciones de cargas el *tubing* no permite el paso de las herramientas.
- Pozos profundos donde la tubería de producción toma una condición de permanente pandeo.

3.4.5 Límites Operacionales.

Los límites operacionales de las sargas de trabajo empleadas en las operaciones de perforación no convencional *Casing Drilling* están dados principalmente por tres factores:

- I. La acumulación de la fatiga.
- II. El número de aprietes y desaprietes realizados.
- III. Las condiciones operacionales empleadas durante la perforación.

3.4.6 Modos de Carga en Tubulares.

Las propiedades más importantes de las tuberías de revestimiento, son los valores promedios de: colapso, tensión y estallido; las tablas proporcionadas por los fabricantes de acuerdo a las especificaciones API indican estas propiedades según los diversos tipos y grados de ellas.

- Estallido: hay tres modos diferentes de falla debido a presión interna:
 - ◆ Estallido del cuerpo de la tubería.
 - ◆ Falla de la conexión (desenrosque o rotura).
 - ◆ Fuga de fluidos.

- Colapso: el colapso de una columna es un proceso de inestabilidad geométrica que puede ser precedida de una deformación elástica o plástica en el espesor de la pared de dicha columna. La norma API 5C3 trata el tema de colapso en tubulares a través de 4 formulas diferentes de acuerdo a la relación OD/espesor en la tubería.

- Carga axial de tensión: la tubería utilizada para perforar puede fallar bajo cargas axiales de tensión de acuerdo a tres diferentes modos de falla:
 - ◆ Desenrosque de la conexión.
 - ◆ Rotura de la conexión.
 - ◆ Rotura en el cuerpo del tubo.

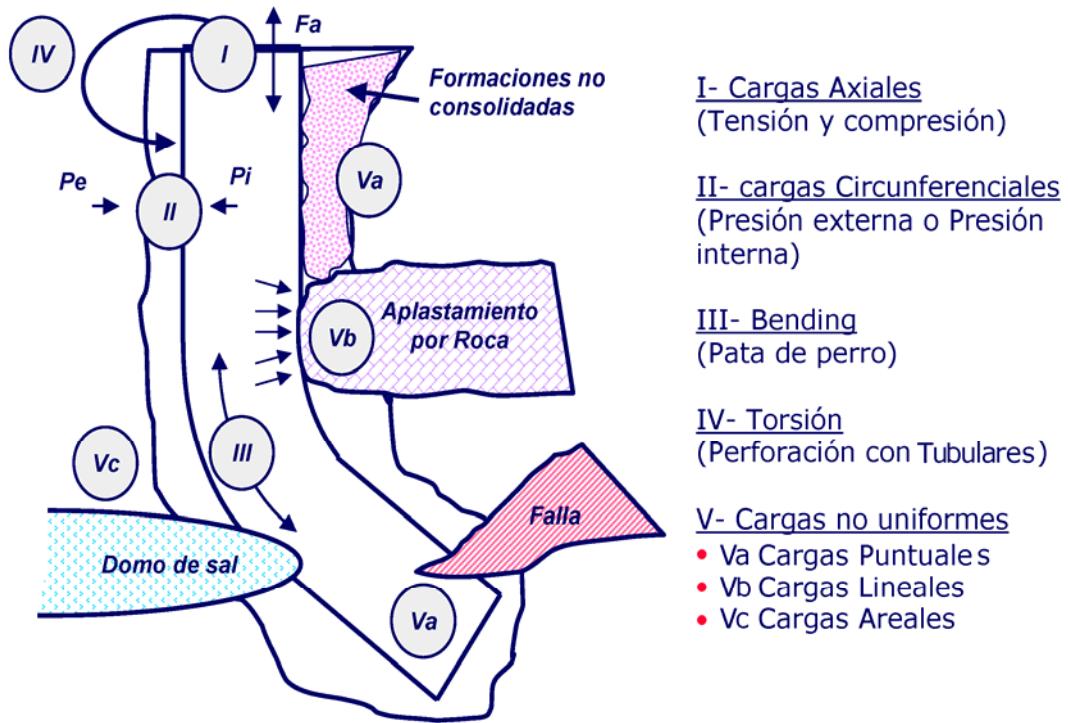
- Cargas dinámicas debidas a impacto:
 - ◆ Golpe de la tubería contra salientes.
 - ◆ Freno o ascenso brusco de la columna.
 - ◆ Rebote por impacto.

- Otras formas de carga en tubulares son:
 - ◆ Cargas debido al arrastre contra las paredes del pozo.
 - ◆ Flexión.
 - ◆ Compresión.
 - ◆ Cargas térmicas y dinámicas.

En la figura 9 se observa los modos de carga por las que tiene que pasar una tubería durante su trabajo ya sea para perforación o para completamiento del pozo. Todas las situaciones mencionadas conforman la envolvente de servicio durante la vida útil de la tubería, la cual va a depender fuertemente de cuatro parámetros fundamentales:

- Presión interna
- Presión externa
- Temperatura
- Manejo en campo y en servicio.

Figura 9. Esfuerzo de Carga en Tubulares.



Fuente:

[http://www.oilproduction.net/files/siderkaseleccin_y_diseo_de_tuberias\[1\].pdf](http://www.oilproduction.net/files/siderkaseleccin_y_diseo_de_tuberias[1].pdf)

3.5 HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON CASING⁵

La geometría de la trayectoria del fluido es una de las diferencias significativas entre el tipo de perforación con *casing* y la perforación convencional. La trayectoria del fluido por dentro de la sarta no tiene restricciones, así que hay poca caída de presión. Las pérdidas en el anular hueco-revestimiento son más importantes y afectan de forma directa la integridad de la formación.

Debido a que se tiene una sección más uniforme, se consigue una velocidad de ascenso casi uniforme durante la perforación. El hecho de tener un espacio

⁵ RENGIFO ABADÍA Claudia M., ARROYAVE ZULUAGA Juan M. Análisis de la Hidráulica de la Perforación con Revestimiento. Proyecto de Grado, Universidad Nacional de Medellín. 2005.

anular reducido hace que se pueda mantener limpio el pozo con un caudal menor.

Al hacer los cálculos hidráulicos se consideran los siguientes aspectos:

- Las pérdidas de presión en el interior del revestimiento son despreciables, si se comparan con las pérdidas que se dan con la sarta convencional.
- Se puede despreciar la caída de presión en el ensamblaje del sello de perforación "*Drill Lock Assembly*" (DLA) y en el ensamblaje de fondo (BHA).

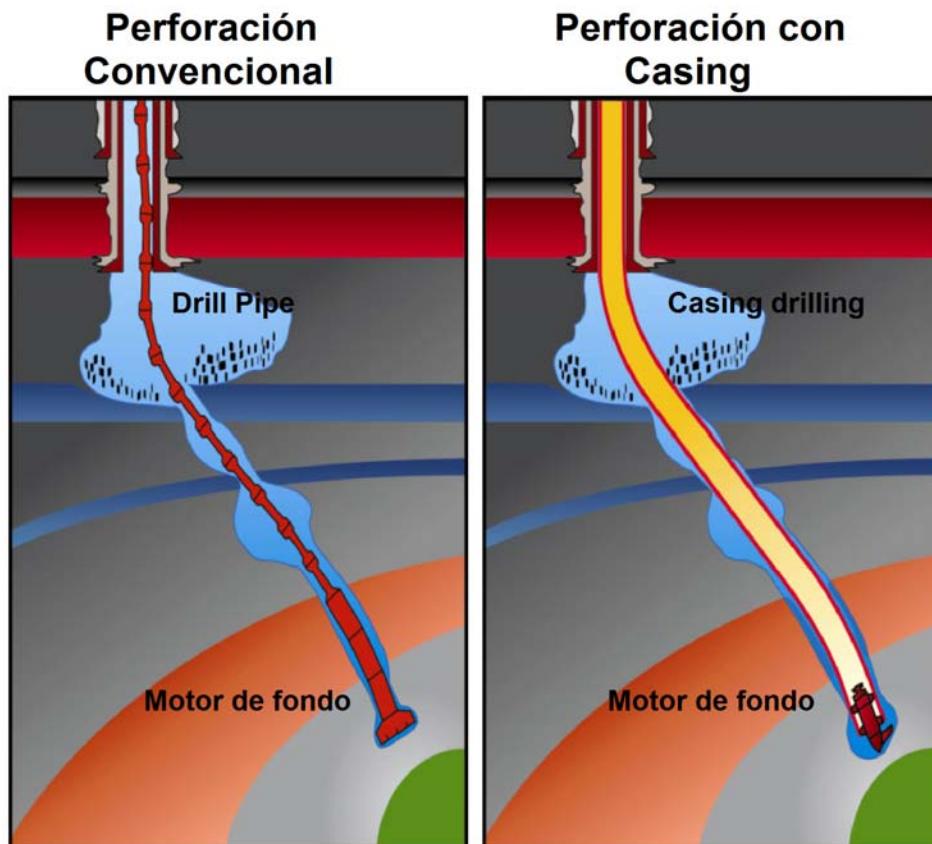
Optimizar la hidráulica, consiste en encontrar las tasas y presiones óptimas, buscar el tamaño adecuado de boquillas a instalar en la broca, determinar la presión de circulación en el fondo del pozo y garantizar que sean las adecuadas.

El procedimiento para optimizar la hidráulica es similar al usado en la perforación convencional, la diferencia radica en la forma de calcular las tasas de flujo mínima y máxima y en que no se pueden despreciar efectos como la excentricidad y la rotación, que se ven reflejados en la manera de determinar las pérdidas de presión.

4. PERFORACION CON CASING (CASING DRILLING)

La perforación con *casing* es una técnica emergente de perforación no convencional en donde el "*casing*" o revestimiento, es usado como sarta de perforación en lugar de la tubería común de perforación "*drillpipe*", de modo que el revestimiento desciende conforme se profundiza el pozo lo cual permite perforar un intervalo y simultáneamente revestir el hueco, logrando así la optimización del proceso de perforación en las diferentes secciones de pozo. Es así que el sistema de perforación con tubería de revestimiento integra los procesos de perforación y entubación para conformar una técnica de construcción del pozo más eficiente. En la figura 10 se observa la diferencia entre perforar convencionalmente y perforar con *casing*.

Figura 10. Perforación Convencional vs. Perforación con *Casing*.

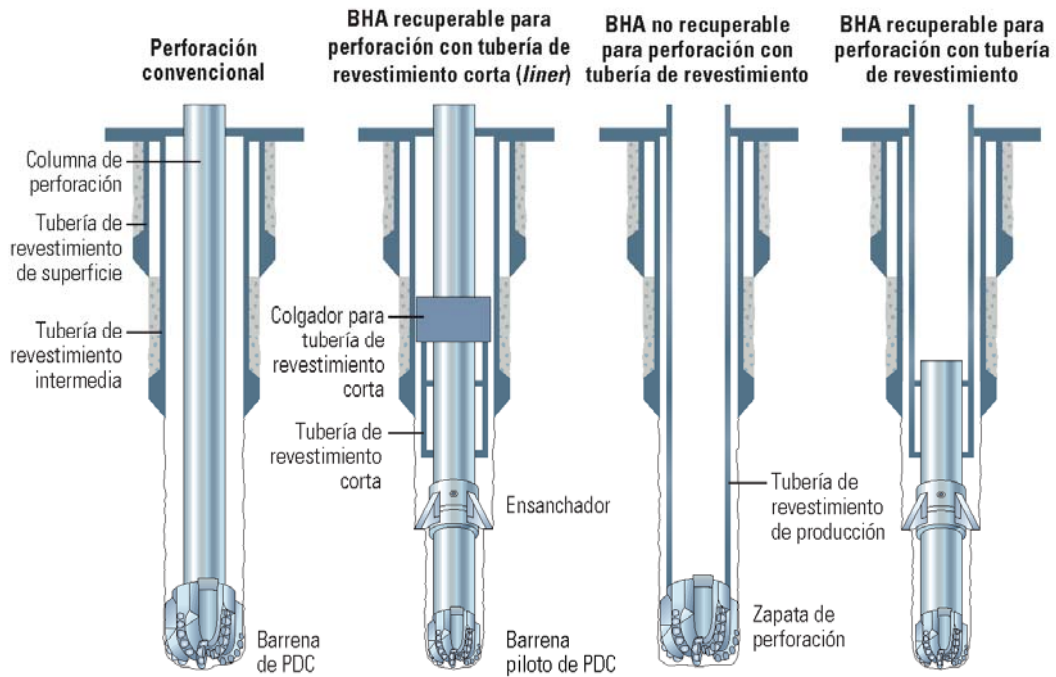


Fuente: <http://www.sipeshouston.org/presentations/Drilling.with.csg.pdf>

La utilización de tubería de revestimiento permite bajar los costos de construcción de pozos, mejorar la eficiencia operacional y la seguridad, así como minimizar el impacto ambiental. Básicamente simple en principio, esta técnica de perforación utiliza los tubulares de gran diámetro que quedarán instalados permanentemente en el pozo, en lugar de la sarta de perforación convencional. Las exigencias económicas de los marcos geológicos complejos, los yacimientos de menor extensión con reservas recuperables limitadas y la necesidad de optimizar el desarrollo y la explotación de los campos maduros hacen que las operaciones de perforación con tubería de revestimiento resulten cada vez más atractivas para las compañías operadoras.

En la actualidad, es posible adosar una broca de perforación rotativa convencional o zapata de perforación especial al extremo de una sarta de revestimiento para perforar pozos verticales. Para lograr mayor flexibilidad, y para aquellas aplicaciones que requieren control direccional, se puede desplegar, fijar en su lugar y luego recuperar con cable un arreglo de fondo de pozo ("*Bottom Hole Assembly – BHA*") recuperable para perforación. La bajada y recuperación de este BHA a través de la tubería de revestimiento elimina los viajes de entrada y salida de la columna de perforación en el pozo y provee protección adicional para los sistemas de avanzada, utilizados en las mediciones de fondo y en las aplicaciones de perforación direccional para el pozo. En la figura 11 se pueden observar las diferentes operaciones de perforación y entubación simultáneas con *liner* o sartas de revestimiento completas.

Figura 11. Operaciones de Perforación y Entubación Simultáneas con Tuberías de Revestimiento Cortas (*liner*) o Sartas de Revestimiento Completas.



Fuente:

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.ashx

La minimización del número de viajes de la tubería durante las operaciones de perforación reduce los incidentes de colapso de pozos producidos por las operaciones de extracción de fluidos y flujo natural, disminuye la posibilidad de que se produzcan desviaciones no programadas y minimiza el desgaste interior de las sartas de revestimiento de superficie o intermedias instaladas previamente. Después de alcanzar la profundidad total (*Total Depth – TD*), la tubería de revestimiento ya se encuentra en su lugar, lo que elimina la necesidad de extraer la sarta de perforación y luego bajar la tubería de revestimiento permanente.

Este menor manipuleo de las tuberías aumenta la seguridad en la localización del pozo y permite que los perforadores utilicen equipos de perforación de

tamaño estándar o más pequeños, contruidos específicamente para perforar con tubería de revestimiento. Los nuevos equipos de perforación compactos para operaciones de perforación con tubería de revestimiento requieren menos potencia, utilizan menos combustible, producen menos emisiones, operan desde localizaciones de superficie más pequeñas y pueden ser transportados en forma más rápida y fácil que los equipos de perforación convencionales de mayor tamaño.

En comparación con las operaciones de perforación tradicionales, la técnica de entubación durante la perforación minimiza el tiempo inactivo del equipo de perforación generado por la existencia de episodios inesperados, tales como el atascamiento de las tuberías o la pérdida del control del pozo resultantes de un influjo de fluido de formación. Las evidencias biográficas indican que las operaciones de perforación con conexiones de tubulares de mayor diámetro reducen los problemas de pérdida de circulación mediante el empaste de los recortes y los sólidos de perforación en la pared del pozo.

Es posible que este efecto de empaste o *plastering* genere un revoque de filtración impermeable o cree una terminación superficial sólida que permita perforar los intervalos débiles, de baja presión y agotados sin pérdidas significativas de fluido de perforación.

Las sartas de revestimiento poseen uniones más largas que las columnas de perforación estándar, lo que significa que las conexiones que deben realizar los perforadores se reducen en aproximadamente un 25%. Otro de los beneficios que ofrecen es que se invierte menos tiempo en la circulación del fluido o en el rectificado del pozo para mantener la estabilidad del mismo durante la conexión de las tuberías. Además de mejorar la eficiencia de la perforación, estas dos ventajas se traducen en una reducción del costo total y del impacto ambiental.

Las operaciones de perforación con tubería de revestimiento eliminan varias etapas del proceso de construcción de pozos convencional y ofrecen otras

ventajas críticas, tales como mejor circulación del fluido y remoción de los recortes de formación para lograr una limpieza más efectiva del pozo. A medida que los operadores adquieren más experiencia en un área, las velocidades de penetración de la perforación (“*Rates Of Penetration – ROP*”) con tubería de revestimiento normalmente mejoran, equiparándose o superando en última instancia a las ROPs logradas previamente con la columna de perforación, si se comparan los días por cada 305 m (1.000 pies) o los pies por día.

El análisis de los pozos perforados hasta la fecha con tubería de revestimiento indica que esta técnica puede reducir el tiempo del equipo de perforación no productivo hasta en un 50% y acortar el tiempo de perforación en un porcentaje nominal que oscila entre el 10 y el 35% por pozo, en ciertas aplicaciones. Aproximadamente un tercio de esta reducción se debe a la menor cantidad de maniobras realizadas con las tuberías y el resto proviene de la prevención de los problemas de perforación imprevistos y de la eliminación del tiempo necesario para instalar la tubería de revestimiento en una operación independiente.

Este proceso más rápido, más simple y más eficaz se traduce en menos sorpresas relacionadas con la perforación y en costos más bajos. Los avances registrados en términos de herramientas, equipos y procedimientos están expandiendo el uso de esta tecnología para incluir la perforación de formaciones blandas y duras, tanto en tierra firme como en áreas marinas, y más recientemente las operaciones de perforación direccional con tubería de revestimiento. En la tabla 3 se muestran las diferencias a la hora de aplicar *Casing Drilling* con respecto a perforar con *drill pipe*.

Tabla 3. Perforación con *DrillPipe* vs. Perforación con *Casing*.

PERFORACION CON <i>DRILLPIPE</i>	PERFORACION CON <i>CASING</i>
Uso de tubería de perforación y ensamblajes de fondo para transmitir la energía mecánica e hidráulica a la perforación.	Uso de la tubería de revestimiento para transmitir la energía mecánica e hidráulica a la perforación, como resultado, menor caídas de presión, mayor ECD, menores parámetros hidráulicos requeridos, uso de menores peso de lodo.
Se requiere sacar la sarta de perforación y hacer viajes adicionales para correr registros y bajar la tubería de revestimiento.	Uso de BHA fijo no recuperable, uso de <i>drill shoe</i> PDC perforables, elimina los viajes adicionales, elimina los influjos debido al “suabeo”. El 80% de los influjos y procesos de control de pozos son ocasionados durante los viajes de tubería.
Mayor numero de personal expuesto durante la corrida de revestimiento.	El sistema CDS (<i>Casing Drive System</i>) es utilizado para el apriete de la tubería de revestimiento. No se requiere llaves de apriete, ni de cuadrillas para esta labor, no requiere encuellador ni de mesa rotaria. Reduce la accidentabilidad en manos y dedos.
Se producen mayores tiempos operacionales de perforación.	Reduce el tiempo en la construcción del hoyo.

Fuente: Autores.

4.1 VENTAJAS DEL *CASING DRILLING*

- no es necesario transportar ni emplear *drillpipe*, *drillcollars* ni *heavy weight* con sus correspondientes costos de pruebas *NDT (Non Destructive Test)*.
- La seguridad del equipo es mayor, debido a que se utiliza cable (“*wireline*”) para realizar cambios en el ensamblaje de fondo, tomar registros, realizar corazonamientos y no se necesita sacar la tubería de perforación para asentar el revestimiento.
- Reduce los tiempos improductivos en la curva de perforación, y minimiza los contratiempos dentro del pozo (combatiendo la pérdida de circulación y la inestabilidad del hoyo).

- Acelera los programas de perforación (generalmente en un 30 por ciento o más), al reducir los contratiempos dentro del pozo y minimiza la maniobra de la sarta de perforación, el *wireline* y las horas de circulación asociadas.
- Brinda una limpieza superior del pozo con circulación casi continua (no interrumpida por maniobras), una geometría anular de diámetro único, y velocidades anulares más elevadas.
- Los “ojos de llave” no se forman pues el diámetro del revestimiento es mayor que el de la tubería convencional y no permite que la sarta quede atascada en una curva. En la perforación convencional ocurre esto porque el diámetro de la tubería es menor y cuando la sarta se rota en tensión al frente de una formación blanda en un pozo que presenta alta curvatura cerca de la superficie, el peso de la tubería la recuesta contra la curva y crea un asiento de llave que provoca un atascamiento de la misma.
- 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.
- Crea un pozo menos tortuoso y más concéntrico, y mejora la calidad potencial del cemento.
- Reduce la exposición del pozo a los daños de formación y terminación.
- Asiste en la corrida de sartas de tuberías de revestimiento y *liners* hacia el fondo del pozo, en condiciones de pozo complejas.
- Posibilita la utilización de lodos más livianos (y, por lo tanto, menos costos) mediante la eliminación del margen de maniobra, dado que no es necesario maniobrar para salir del pozo; el efecto de la alta calidad del pozo y de la densidad de circulación equivalente (*Equivalent Circulating Density – ECD*) también contribuye a contener la formación.
- Se pueden perforar zonas problemáticas y dejarlas revestidas al mismo tiempo.
- Es posible encontrar el punto de asentamiento del revestimiento correlacionando registros que se toman mientras se perfora.

- Al sacar el ensamblaje de fondo con cable se disminuye menos la altura de la columna de fluido que en la perforación convencional y esto minimiza la posibilidad de flujos imprevistos de fluido.

4.2 DESVENTAJAS DEL *CASING DRILLING*

- Las conexiones del revestimiento no se diseñan para soportar altos torques y cargas compresivas en un ambiente de torsión. Al perforar con revestimiento se deben usar bajos torques y pesos sobre la broca, para reducir al mínimo la torsión.
- Cuando se perfora con revestimiento el pozo queda revestido desde el inicio, lo cual no permite tomar registros en hueco abierto con herramientas convencionales. Una solución a esto es levantar la sarta por encima de la zona de interés y registrar el fondo ó tomar registros del hueco mientras se perfora con el uso de sistemas LWD ó MWD.

4.3 ¿EN QUÉ CONSISTE LA PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL *CASING DRILLING*?

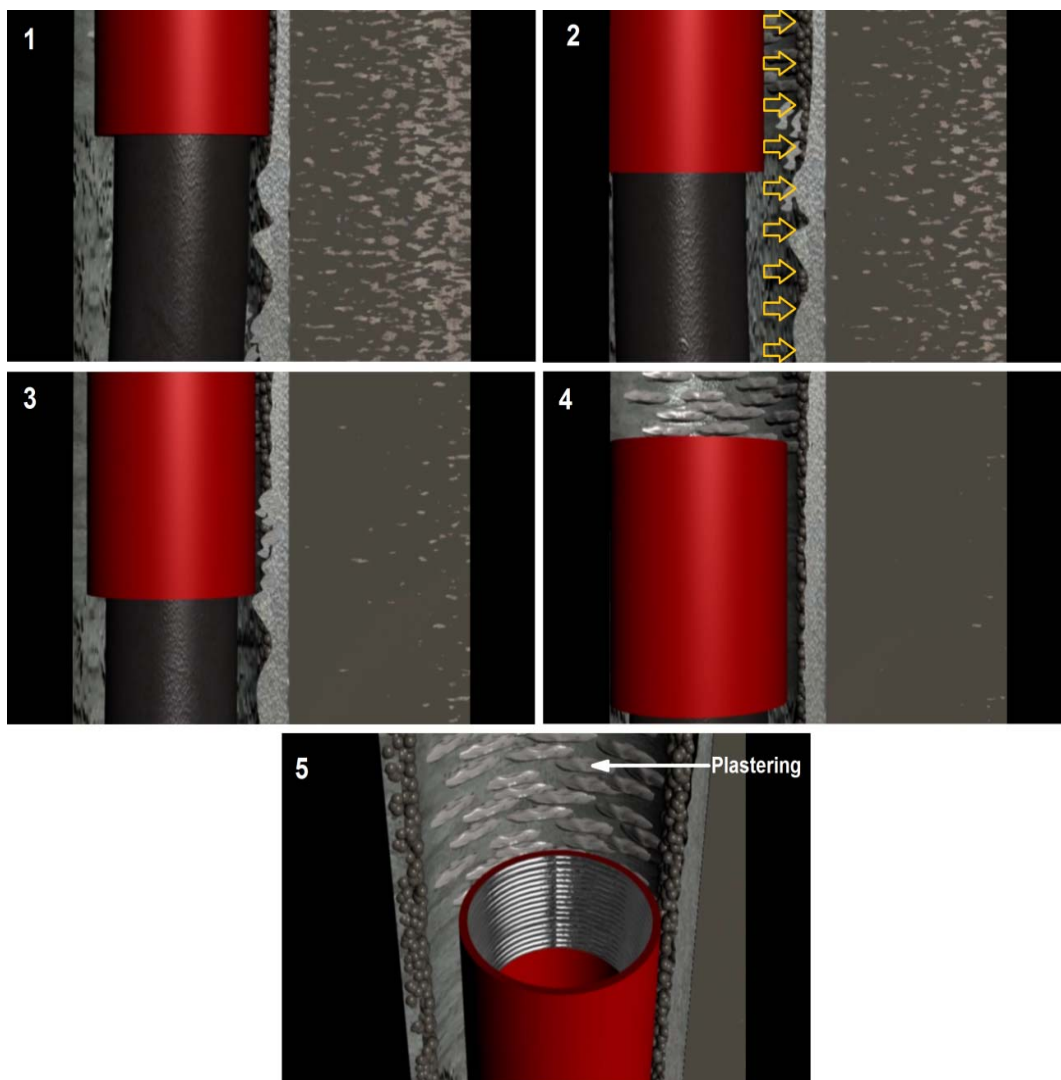
Como ya se ha mencionado anteriormente consiste en revestir el pozo mientras es perforado, utilizando el *casing* como sarta de perforación y transmitir a través del revestimiento la energía necesaria para poder cortar la formación.

La principal aplicación de esta tecnología radica en la posibilidad de perforar sin retornos de cortes de manera segura y en la reducción o minimización de las pérdidas de circulación. Estos dos principios se obtienen gracias, en primer lugar, al uso de *casing* como sarta de perforación, para proteger la integridad del hueco perforado y en segundo lugar el efecto "*plastering*".

4.3.1 Efecto Plastering.

La principal característica que contribuye a mejorar la geometría del hueco y minimizar las pérdidas de circulación (entre otras bondades) es el efecto “*plastering*” (ver figura 12) o efecto de frisado (fortalecimiento de las paredes del pozo), este efecto se traduce en el empañetado de los cortes de perforación que salen a través del anular contra las paredes del pozo logrando mejorar la retorta del lodo: los cortes son trabajados continuamente por la fricción de los *couplings* del revestimiento al rotar contra las paredes del pozo formando un nuevo tipo de revoque o retorta: de alta resistencia, impermeable y de difícil ruptura, haciendo las paredes de pozo más resistentes a la exposición causada por el tiempo, a la invasión de fluidos y ayudando en la minimización de pérdidas de circulación y mejorando los resultados de los trabajos de cementación. El resultado es un hueco más simétrico y las fracturas y/o microfracturas son selladas (ver figura 13) lo que minimiza o elimina las pérdidas de circulación en los casos donde se tienen pérdidas parciales o totales. En la práctica, se ha observado que alrededor del 20% al 30% de los cortes producidos son frizados contra la pared del hueco. En la figura 13 se observa que la presión induce las fracturas al mismo tiempo los sólidos taponan las entradas de las fracturas y limitan su crecimiento, los sólidos actúan como puente e incrementan el esfuerzo circunferencial haciendo un hoyo más resistente.

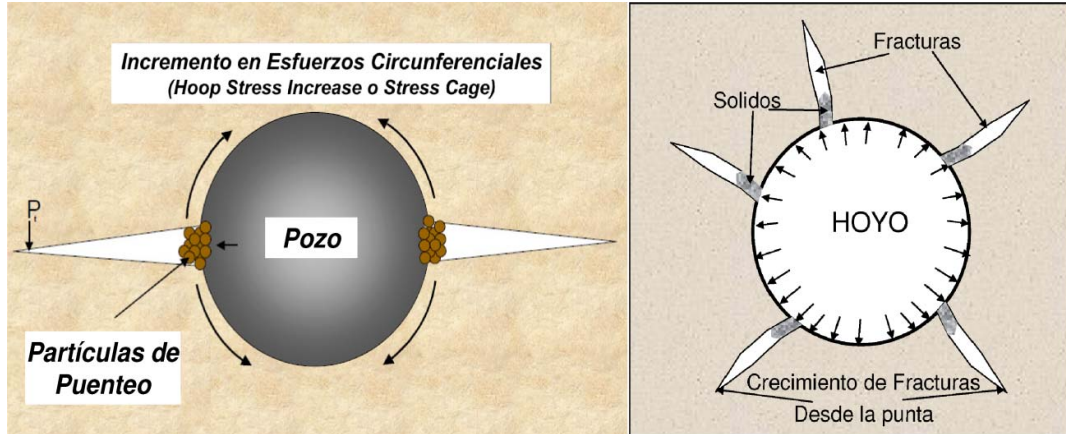
Figura 12. Proceso del Efecto "Plastering".



Fuente: Tomado del video:

http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/532_TESCO%20CD%20Plastering%20Effect%20Animation.wmv

Figura 13. Concepto de fortalecimiento de las rocas.



Fuente: BALEN VAN André. *Casing while Drilling (CwD)*, Eliminación de Tiempos no Productivos y Aumento de Producción. Octubre 2010.

4.4 MÉTODOS DE PERFORACIÓN CON CASING

La empresa Canadiense Tesco Corporation líder y pionera en la implementación de la técnica de perforación con revestimiento tiene 5 niveles para el *Casing Drilling* (ver figura 14):

Nivel 1: Agujeros pre-perforados, donde el CDS es utilizado como equipo de superficie para bajar el revestidor aplicando rotación, circulación, etc. (Zapata Rimadora Opcional).

Nivel 2: BHA simple de CD, para ser utilizado en pozos verticales sin necesidad de control direccional. (BHA No Recuperable).

Nivel 3: Uso de un BHA específicamente diseñado para ser recuperado sin sacar el revestidor hasta superficie.

Nivel 4: Nuevo Colgador de *Liner* de Múltiples Asentamientos, lanzamiento a finales de 2010.

Nivel 5: Nuevo sistema, un prototipo ya disponible en proceso de evaluación hoy en día.

Figura 14. Niveles Utilizados por Tesco para *Casing Drilling*.

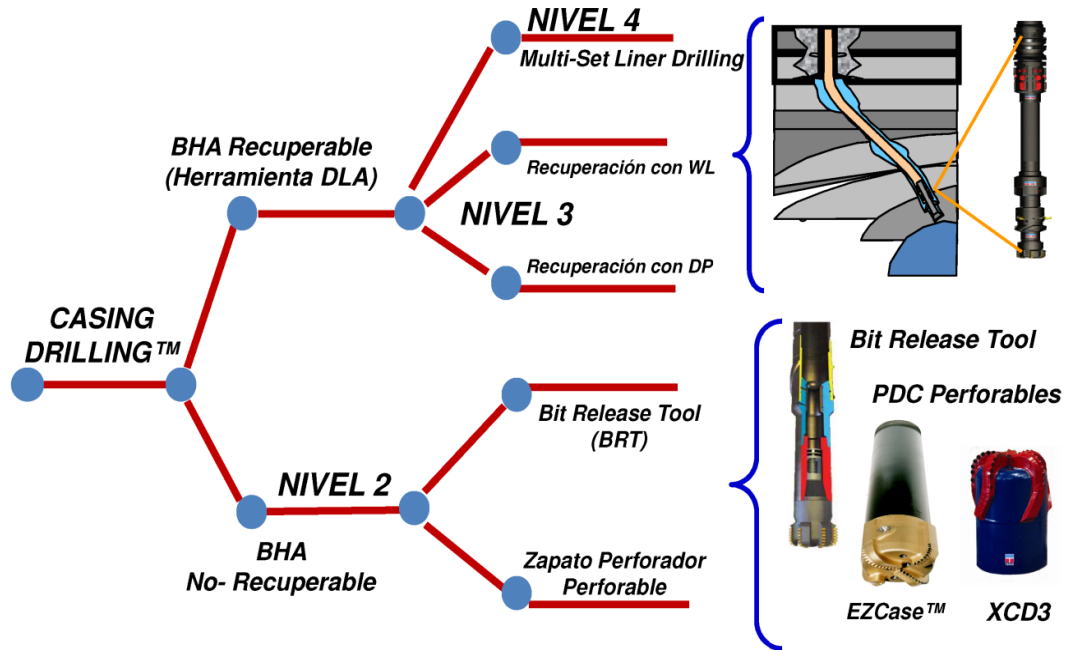


Fuente:

<http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/trabajosPerfo/3VIERNES/16.30/CWD.pdf>

La tecnología *Casing Drilling* básicamente se ha desarrollado en dos métodos (ver figura 15), una alternativa recuperable y una alternativa no recuperable. El primero consiste de un sistema para llevar a cabo operaciones direccionales con un conjunto de fondo (BHA) recuperable ajustado dentro del "casing"; el segundo consiste de un sistema de rotación del *casing* desde superficie, al cual se adapta una zapata perforadora y perforable, que permite la cementación inmediata.

Figura 15. Métodos de *Casing Drilling*.



Fuente:

<http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/listados/trabajosPerfo/3VIERNES/16.30/CWD.pdf>

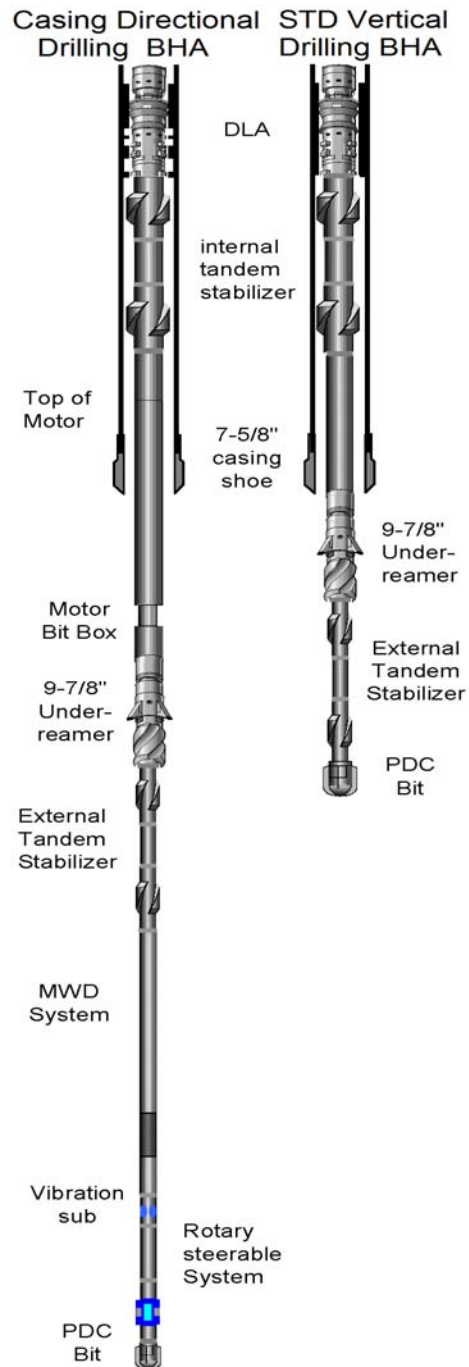
4.4.1 Sistema recuperable *Casing Drilling*.

El método recuperable *Casing Drilling* (exclusivo de Tesco), utiliza un BHA convencional de perforación en cualquier configuración (Broca, Motor, MWD, LWD, RSS, *Coring*), con broca tricónica o PDC, un conjunto de brazos ensanchadores de hueco y las herramientas direccionales que se requiera emplear, este BHA está unido a la primera junta del revestimiento. Ver figura 16.

El BHA permite realizar trabajos tales como, perforación direccional, toma de registros en tiempo real, corazonamientos, perforación con sistemas *rotary steerable*, entre otros. Al alcanzar el punto de *casing* planeado, se procede a bajar con tubería de perforación o con cable, dentro del *casing* para recuperar

el BHA, cuando este se encuentra en superficie, la sección del pozo queda terminada para iniciar la fase de cementación.

Figura 16. BHA para Perforación Direccional y Vertical.



Fuente: *Drilling high-angle casing directionally drilled wells with fit-for-purpose string sizes*. IADC/SPE 99248, 2006.

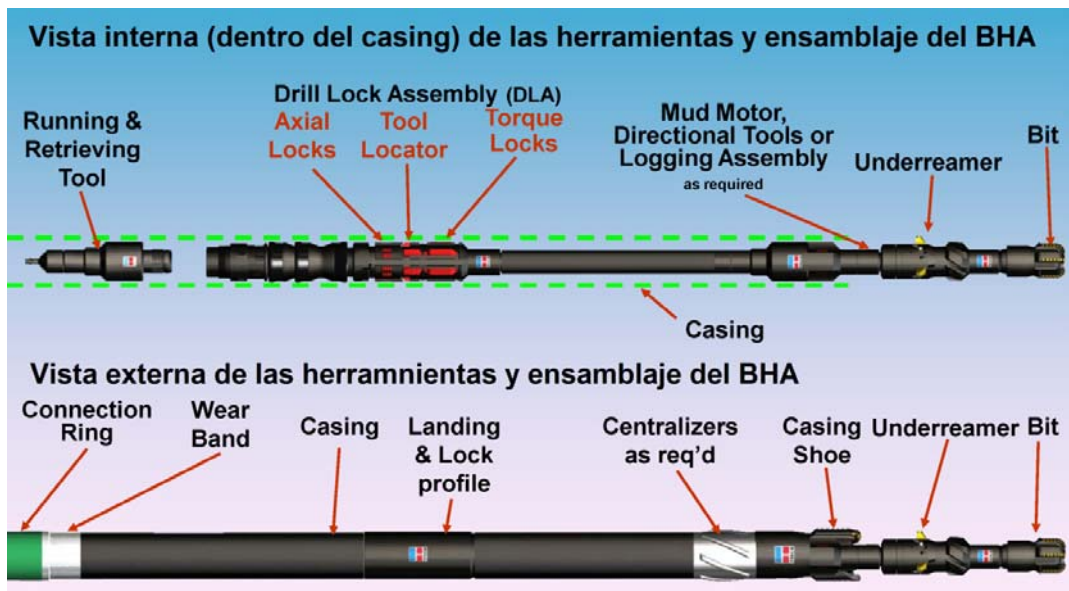
El sistema *Casing Drilling* de Tesco utiliza un *Drill Lock Assembly* (DLA) para anclar y sellar el BHA dentro de la tubería de revestimiento. Una broca pequeña perfora un pozo guía o piloto. Un ensanchador con patines de aletas expansibles y retráctiles ensancha este pozo inicial para admitir el diámetro completo de la tubería de revestimiento que se está utilizando. Los estabilizadores situados entre la broca piloto y el ensanchador mantienen la inclinación del pozo. Los estabilizadores superiores, ubicados dentro de la tubería de revestimiento, reducen las vibraciones del BHA y protegen el *Drill Lock Assembly* (DLA), lo que provee una conexión de tipo axial y torsional con la tubería de revestimiento. El DLA se cierra herméticamente contra la tubería de revestimiento para dirigir el fluido de perforación a través de la broca (ver figura 16).

Se puede incluir un motor de desplazamiento positivo (PDM) o un sistema rotativo direccional (RSS), lastrabarrenas pesados, sistemas de adquisición de mediciones durante la perforación (MWD) herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD). El DLA se baja con cable y se coloca en un niple con un perfil característico, cerca del extremo inferior de la tubería de revestimiento. El BHA se posiciona en la última unión de la tubería de revestimiento, de manera que todos los componentes que se encuentran por debajo del estabilizador en tándem se extienden hacia el interior del agujero descubierto por debajo de la tubería de revestimiento.

4.4.1.1 Herramientas y Accesorios Utilizados en Casing Drilling Recuperable.

En la parte inferior de la sarta se encuentran conectadas las herramientas de fondo y accesorios necesarios para desarrollar este tipo de perforación, todas se diseñan para que el proceso sea eficiente en tiempo y costos. La configuración de este sistema se compone de dos cuerpos principales que se acoplan el uno en el otro. Ver figura 17.

Figura 17. Vista Interna y Externa de las Herramientas y Ensamblaje del BHA Recuperable.



Fuente: <http://www.huisman-intrepiddrilling.com/images/casingdrilling.pdf>

La parte interior de este conjunto incluye las siguientes herramientas y accesorios:

- *Wireline Setting Tool*, accesorio que conecta el *Drill lock Assembly* con el cable, permite correr o retirar el ensamblaje de fondo por dentro del revestimiento. Ver Figura 18.

Figura 18. *Wireline Setting Tool*.



Fuentes: *Casing drilling application with rotary steerable and triple combo in new deviated wells in Cira Infantas Field*, SPE 134586, 2010.

- *Drill Lock Assembly (DLA)*, el mecanismo DLA tiene como función principal, anclarse al revestimiento en el componente conocido como CPN (*Casing Profile Nipple*) para transmitir cargas torsionales y axiales al BHA. El CPN es el punto de posicionamiento del DLA para las operaciones de recuperación y anclaje, durante estas operaciones el DLA permite el paso de fluido de perforación, para poder circular el pozo permanentemente. Para los procedimientos de recuperación y anclaje se emplea drill pipe convencional de 5" con conexión 4 1/2" IF. Es importante anotar que se debe sobre desplazarse el material de pérdida para evita posibles complicaciones en el proceso de recuperación. Ver figura 19.

Figura 19. *Drill Lock Assembly* y sus Componentes.



Fuente: *Casing drilling application with rotary steerable and triple combo in new deviated wells in Cira Infantas Field*, SPE 134586, 2010.

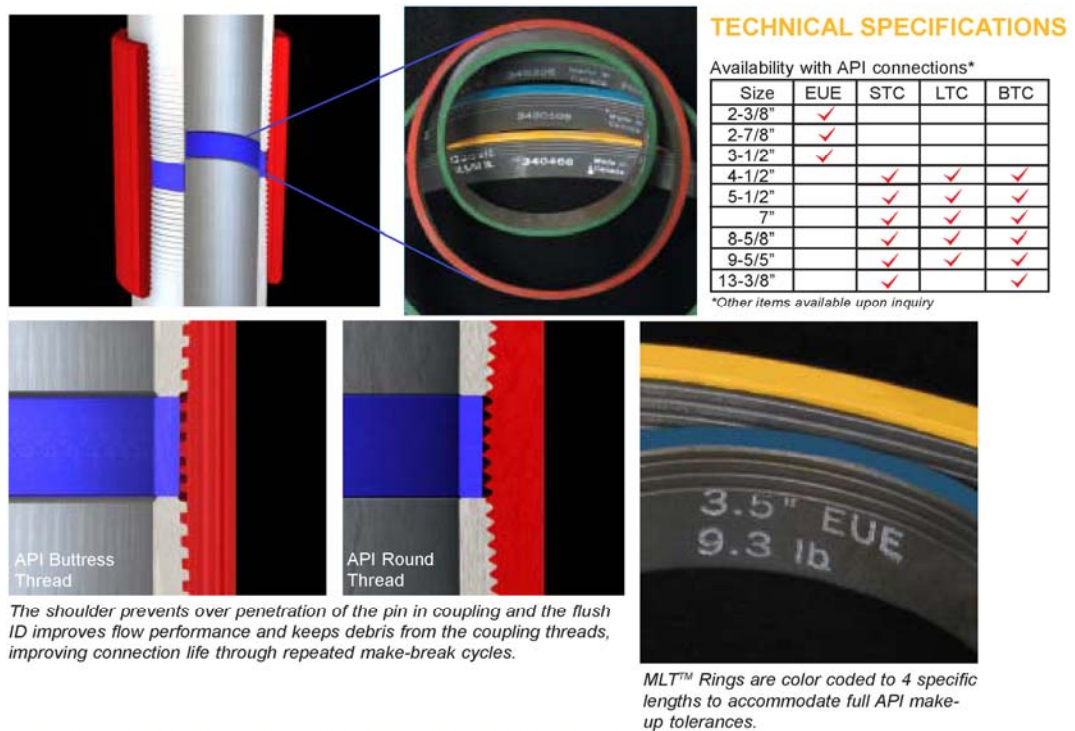
La parte exterior de este conjunto incluye las siguientes herramientas y accesorios:

- Anillos de Torque MLT (*Multi-Lobe Torque*) fueron diseñados por Tesco para la aplicación de *Casing Drilling* con roscas API. Dichos anillos ocupan el espacio libre entre los pines de las conexiones BTC, logrando proporcionar un delta de torque adicional al nominal del revestimiento en uso *yield* torque. Son de fácil manejo y bajo costo. Se requiere de un dispositivo hidráulico para su instalación y los mismos suelen ser instalados durante la etapa previa del inicio de la corrida del revestimiento, por lo que no se incurre en tiempos adicionales durante el proceso de instalación. Ver figura 20.

Los anillos MLT son compatibles con las tolerancias API de ajuste máximo a través de una selección de 4 largos de anillo para cada tamaño y peso de tubería de revestimiento o tubería de producción.

El diámetro interno del anillo MLT genera una geometría continua con el tubo, aumentando la eficiencia de flujo y protegiendo las roscas contra acumulación de basura.

Figura 20. Anillos MTL, Especificaciones Técnicas.



TECHNICAL SPECIFICATIONS

Availability with API connections*

Size	EUE	STC	LTC	BTC
2-3/8"	✓			
2-7/8"	✓			
3-1/2"	✓			
4-1/2"		✓	✓	✓
5-1/2"		✓	✓	✓
7"		✓	✓	✓
8-5/8"		✓	✓	✓
9-5/5"		✓	✓	✓
13-3/8"		✓	✓	✓

*Other items available upon inquiry

API Butress Thread

API Round Thread

The shoulder prevents over penetration of the pin in coupling and the flush ID improves flow performance and keeps debris from the coupling threads, improving connection life through repeated make-break cycles.

3.5" EUE
9.3 lb

MLT™ Rings are color coded to 4 specific lengths to accommodate full API make-up tolerances.

INSTALLATION OF MLT™ RING IS FAST AND EASY



Ring selection is made simply with a tool inserted into the field end of the coupling.

Installation is fast and easy with a simple handheld hydraulic actuated tool. Rings can be installed in the field, pipe yard or mill.

Fuente:

http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/112_65000e_MLT_Multi-Lobe_Torque_Rings.pdf

- *Wear Protection* de Tesco (ver figura 21) son accesorios que protegen los acoplamientos y el *casing* utilizado como sarta de perforación, contra el desgaste abrasivo durante la perforación. Tesco Corporation dispone de dos opciones de protección:
 - ◆ *Wear Band*. es un anillo de metal con recubrimiento de carburo de tungsteno (TC) que es instalado justo debajo del acoplamiento para proteger la integridad de la conexión. Mide aproximadamente 5 pulgadas. Ver figura 21.
 - ◆ *Wear Sleeves*. es un tubo de acero largo que se sobrepone en las juntas para protegerlas de desgates o de cualquier daño que pueda sufrir durante la perforación. Mide aproximadamente 15 pulgadas. Ver figura 21.

Figura 21. *Wear Protection*, *Wear Band* y *Wear Sleeves*, Especificaciones Técnicas.



Fuente:

http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/115_67000e_Casing_Wear_Protection_for_Casing_Drilling%E2%84%A2.pdf

- *Casing Profile Nipple (CPN)* es un accesorio de 3 a 4 pies de largo que se ubica en la parte inferior de la sarta, cumple la función de sostener y evitar el movimiento del DLA (“*Drill Lock Assembly*”) dentro del revestimiento. Otra de las funciones del CPN es ser el punto de posicionamiento del DLA para las operaciones de recuperación y anclaje. Ver figura 22.

Figura 22. *Casing Profile Nipple (CPN)*, Especificaciones Técnicas y Tamaños.




Fuente:

[http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/109_74000e_Casing_Profile_Nipple_\(CPN\).pdf](http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/109_74000e_Casing_Profile_Nipple_(CPN).pdf)


- Centralizadores y Estabilizadores *Hydro-Form* son accesorios utilizados y diseñados por Tesco para sus operaciones de perforación con *casing*. Los centralizadores se instalan en la sarta para prevenir desgastes de los acoples ayudan a mejorar la circulación, limpieza del pozo y cementación.

Los estabilizadores cumplen la función de mantener estable y proporcionar un mejor control del BHA durante la perforación, ya sea en pozos verticales o desviados. Ver figura 23.

Figura 23. Centralizadores y Estabilizadores, Especificaciones Técnicas y Tamaños.



Hydro-Form™ Centralizer



Hydro-Form™ Stabilizers


TECHNICAL SPECIFICATIONS

- Attachment options:**
 - Rotating:** Centralizers and Stabilizers are attached to casing by Tesco's RTF™ (Radial Tubular Forming) tool to create a durable mechanical lock by crimping onto the pipe body.
 - Non-rotating:** Centralizers can be left to float free and spin on casing between couplings, or can be constrained axially with "crimped on" stop collars. (applies to centralizers only)
- Hard facing:** Tungsten Carbide is applied by a proprietary process providing a combination of abrasion resistance and toughness for downhole loads, avoiding the cracking and separation experienced by conventional hard-facing techniques.


Pipe Size (in)	Attachment *		Helical Blade #	Max. Blade Diameter **	
	Rotating	Non-Rotating		in.	(mm)
4-1/2	✓	✓	2	6-1/2	165
5	✓	✓	2	7	178
5-1/2	✓	✓	2	7-1/2	191
6-5/8	✓	✓	3	8	203
7	✓	✓	3	9	229
7-5/8	✓	✓	3	9	229
8-5/8	✓	✓	3	11	279
9-5/8	✓	✓	4	12	305
10-3/4	✓	✓	4	13	330
11-3/4	✓	✓	5	14	356
13-3/8	✓	✓	5	16	406

* Attachment: "Rotating" means firmly attached by RTF™ process and applies to centralizers and stabilizers. "Non-rotating" means slip fit and applies only to centralizers.

** For hard facing, add 1/4"



Non-hard faced centralizer (color code blue)



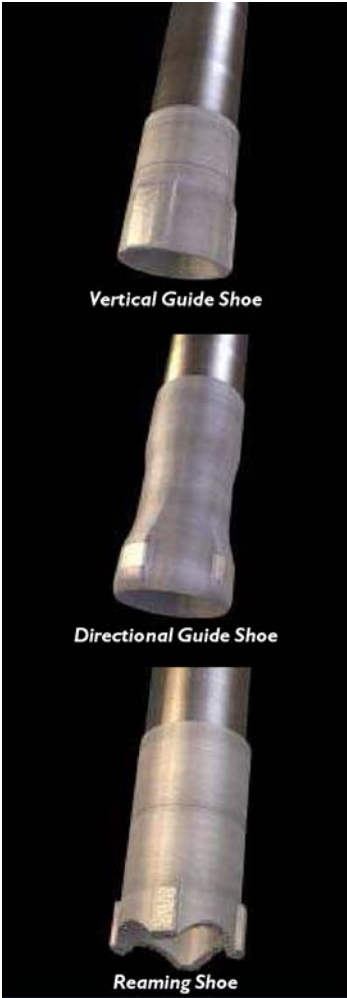
Hard faced centralizer (color code red)

Fuente:

http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/114_65500e_HydroForm%E2%84%A2_Centralizers_&_Stabilizers.pdf

- **Casing Shoes** de Tesco son accesorios que se instalan en la parte inferior de la sarta, el cual está hecho de un material duro que minimiza el desgaste y permite guiar la tubería en el hueco abierto, apartándola de salientes, cavidades y otros obstáculos. La selección del zapato guía depende del diseño del pozo, se utilizan para perforaciones verticales y desviadas. Ver figura 24.

Figura 24. Tamaños de los *Casing Shoes*.



Vertical Guide Shoe

Directional Guide Shoe



Reaming Shoe

TECHNICAL SPECIFICATIONS

AVAILABLE SHOE SIZES

Pipe Size (in)	Guide Shoes*		Reaming Shoe
	Vertical	Directional	
5-1/2	✓	✓	✓
7	✓	✓	✓
7-5/8			✓
8-5/8			✓
9-5/8	✓	✓	✓
10-3/4			✓
11-3/4			✓
13-3/8	✓	✓	✓

* Guide shoe selection matches Tesco's Casing Drilling™ retrievable BHA system

Reaming Shoe with Kutrite™

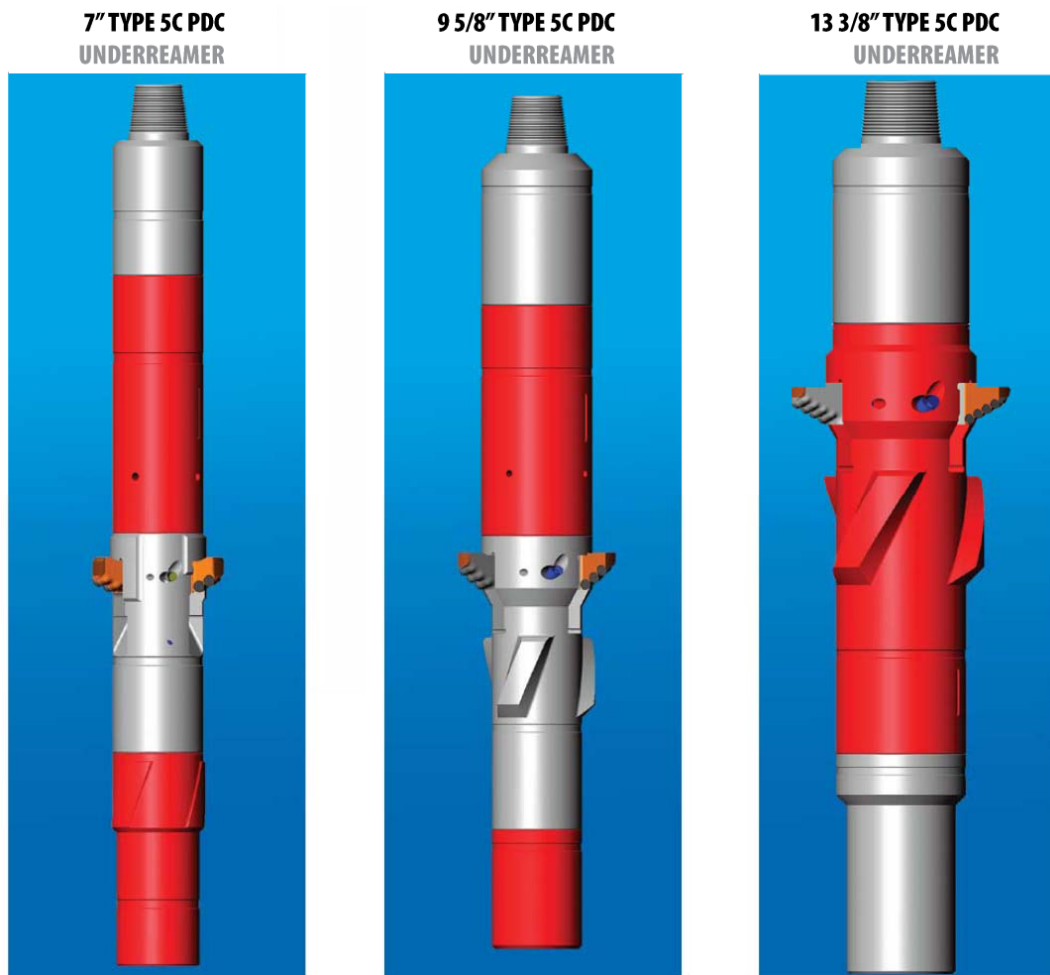
Reaming Shoe

Fuente:

http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/341_72000e%20Casing%20Guide%20Shoes%20Web.pdf

- *Underreamer* o ensanchador de hueco es una herramienta que tiene un diseño de tres brazos que incorporan cortadores de 19 mm y protección a la abrasión desarrollados específicamente para operaciones de *Casing Drilling*, el principio de funcionamiento del ensanchador está dado por diferencial de presión generado entre la presión de bombeo y la presión de salida a través de la broca, determinado por la variación en el caudal. Ver figura 25.

Figura 25. Ensanchadores Utilizados por Tesco Corporation.



Fuente:

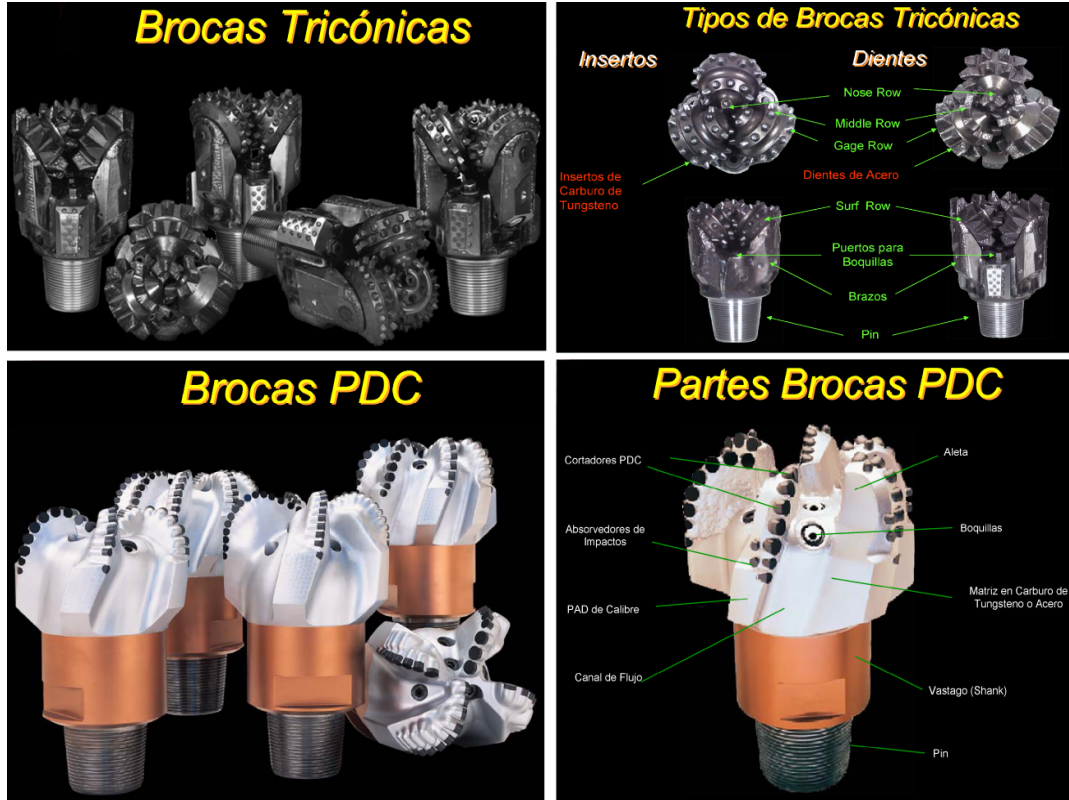
http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/200_31030e%207.000%20%20Type%205C%20PDC%20Underreamer.pdf

http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/201_31040e%209.625%20Type%205C%20PDC%20Underreamer.pdf

http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/202_31050e%2013.375%20%20Type%205C%20PDC%20Underreamer.pdf

- Brocas Triconicas o PDC, se utilizan una broca piloto para la perforación de un pozo pequeño que luego es ensanchado por las aletas de los patines del ensanchador expandidas. Ver figura 26.

Figura 26. Brocas Triconicas y PDC.



Fuente: <http://www.petroblogger.com/2010/01/brocas-triconicas-y-pdc-partes-y-fotos.html>

4.4.2 Sistema no Recuperable Casing Drilling.

Un arreglo no recuperable (ver figura 27 y 28), o fijo, puede ser utilizado para perforar pozos con tuberías de revestimiento cortas (*liner*) o con sartas de revestimiento completas. Una broca va conectada directamente al revestimiento para lo cual es posible usar un zapato perforador perforable (*DrillShoe*) o una broca convencional. La broca puede permanecer en la tubería de revestimiento y cementarse en su lugar o puede soltarse y dejarse caer en el fondo del pozo para posibilitar la adquisición de registros. Las brocas o zapatos perforables, como las brocas Weatherford Tipo II o *DrillShoe* Tipo III o EZ Case de Baker Hughes, poseen estructuras de corte externas para perforar pero pueden ser removidas mediante fresado.

Figura 27. Ensamblaje de Fondo no Recuperables de Tesco Corporation.

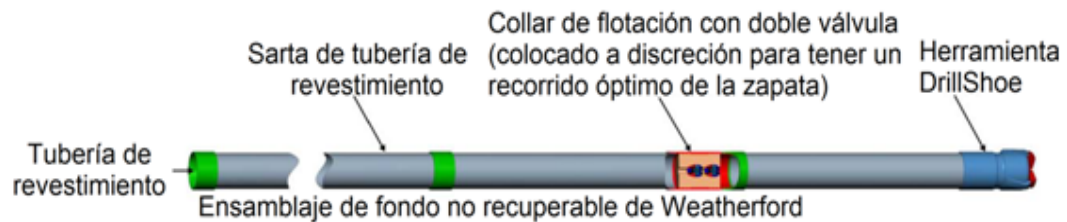


Fuente: Modificado por los autores de:

[http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/342_70000e%20Bit%20Release%20Tool%20\(BRT\)%20web.pdf](http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/342_70000e%20Bit%20Release%20Tool%20(BRT)%20web.pdf)

Al igual que Tesco Corporation con su sistema no recuperable *Casing Drilling*, la empresa Weatherford ha desarrollado este mismo sistema en lo que ellos denominan *Drilling with Casing* (DwC).

Figura 28. Ensamblaje de Fondo no Recuperables de Weatherford.



Fuente: *Cement in place Drilling with Casing system provides safe, reliable method for improving drilling efficiency*, OTC 16565, 2004.

El zapato perforador perforable está fabricado en una aleación especial de acero que lo hace fácilmente perforable una vez se realiza el *drill out* de manera rápida y efectiva para continuar con la siguiente sección, garantizando a su vez la llegada al punto de asentamiento planeado en una sola corrida. La tubería de perforación es reemplazada por el revestimiento y mediante la misma sarta se transmite toda la energía hidráulica y mecánica para realizar el trabajo de perforación. Este tipo de *Casing Drilling* está clasificado como tecnología no recuperable ya que el zapato perforador queda en fondo para después ser perforado con la broca de la siguiente sección de pozo.

Hay que tener en cuenta que este sistema solo es recomendable para secciones verticales y hasta secciones que necesiten el mantenimiento de ángulo, pudiendo aplicarse a todos los tamaños de *casing*.

4.4.2.1 *Herramientas y Accesorios Utilizados en Casing Drilling no Recuperable. Zapata perforadora y perforable, es una zapata la cual está adaptada para perforar como si se tratase de una broca, esta zapata perforadora o DrillShoe (DS) tiene su aparición con un prototipo en el año de 1999, siendo en enero del 2000 cuando se presenta la DS1 (ver figura 29), pocos meses después en mayo se presenta la DS2 (ver figura 29), y tres años después en agosto del 2003 se presenta la DS3 (ver figura 29), cada una con su aplicación particular dependiendo de las formaciones a ser atravesadas.*

Figura 29. Generaciones de *DrillShoe* DS1, DS2, DS3 de Weatherford.



Fuente: *New Developments in the Technology of Drilling with Casing: Utilizing a Displaceable DrillShoe Tool*, WOCD-0306-05, 2003.

La configuración de las *DrillShoe* (DS1 & DS2) está dada por una nariz maquinada en aluminio "Grado de Aviación o *aircraft-grade aluminum*". Partículas redondas de 6 mm de TSP (*Thermally Stable Polycrystalline Diamond*) que son presionadas dentro de agujeros previos en la cara frontal de las aletas. Las aletas son entonces bañadas con carburo de tungsteno

mediante HVOF (*High-Velocity Oxy Fuel*), este proceso envuelve finas y diminutas partículas de carburo de tungsteno las cuales se disparan hacia la herramienta a una velocidad supersónica. Con el impacto, las partículas se adhieren por sí mismas sobre la superficie de la herramienta. El resultado es un sólido y con un duro escudo, no-poroso el cual ofrece una alta fuerza de enlace con el material subyacente. Ver figura 30.

Otro elemento de su configuración es un cuerpo maquinado en una pieza de acero calidad 4145 AISI que contiene la conexión y la zona de protección al calibre con carburo de tungsteno, siendo una excelente herramienta de rimado.

Figura 30. Partes de una *DrillShoe*.



Fuente: Modificado por los autores de:

<http://www.weatherford.com/ECMWEB/groups/web/documents/weatherfordcorp/wft112557.pdf>

La segunda generación de las *DrillShoe* contiene además:

- ◆ Cortadores de diamante térmicamente estables TSP.
- ◆ Protección de Carburo de Tungsteno en el "Gauge".
- ◆ Completamente perforable con PDC o tricónicas.
- ◆ Boquillas perforables para alto niveles de potencia (HSI).
- ◆ Cortadores PDC en el hombro.

La aparición de la tercera generación de la *DrillShoe* (ver figura 31) se da por la necesidad de perforar con tubería de revestimiento formaciones que presentan mayor presión de sobrecarga en rangos de 7000 a 15000 psi, a diferencia de las anteriores que son totalmente perforables, la nariz de esta se torna perforable después de un ciclo de simples presiones.

Figura 31. *DrillShoes* de Diferentes Empresas Utilizados en *Casing Drilling* no Recuperables.



XCD3 casing Drilling Bit
de Tesco



EZCase Casing Bit System
de Baker Hughes Christensen



Defyer DCP Series Drillable
Casing Bit de Weatherford

Fuente: Modificado por los autores de:

http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/640_31070e%20XCD3%20Drill%20bit.pdf

http://www.oilproduction.net/files/casing_drilling/Baker_casing_bit.pdf

<http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/WFT119268.pdf>

- *Bit Release Tool (BRT)*, Los pozos son perforados con una broca de PDC o un *DrillShoe* que es fijada al extremo de la tubería de revestimiento mediante un dispositivo de desenganche mecánico (*Bit Release Tool – BRT*). Este dispositivo también funciona como estabilizador, crossover, unión espaciadora y es el encargado de desenganchar la broca. Ver figura 32.

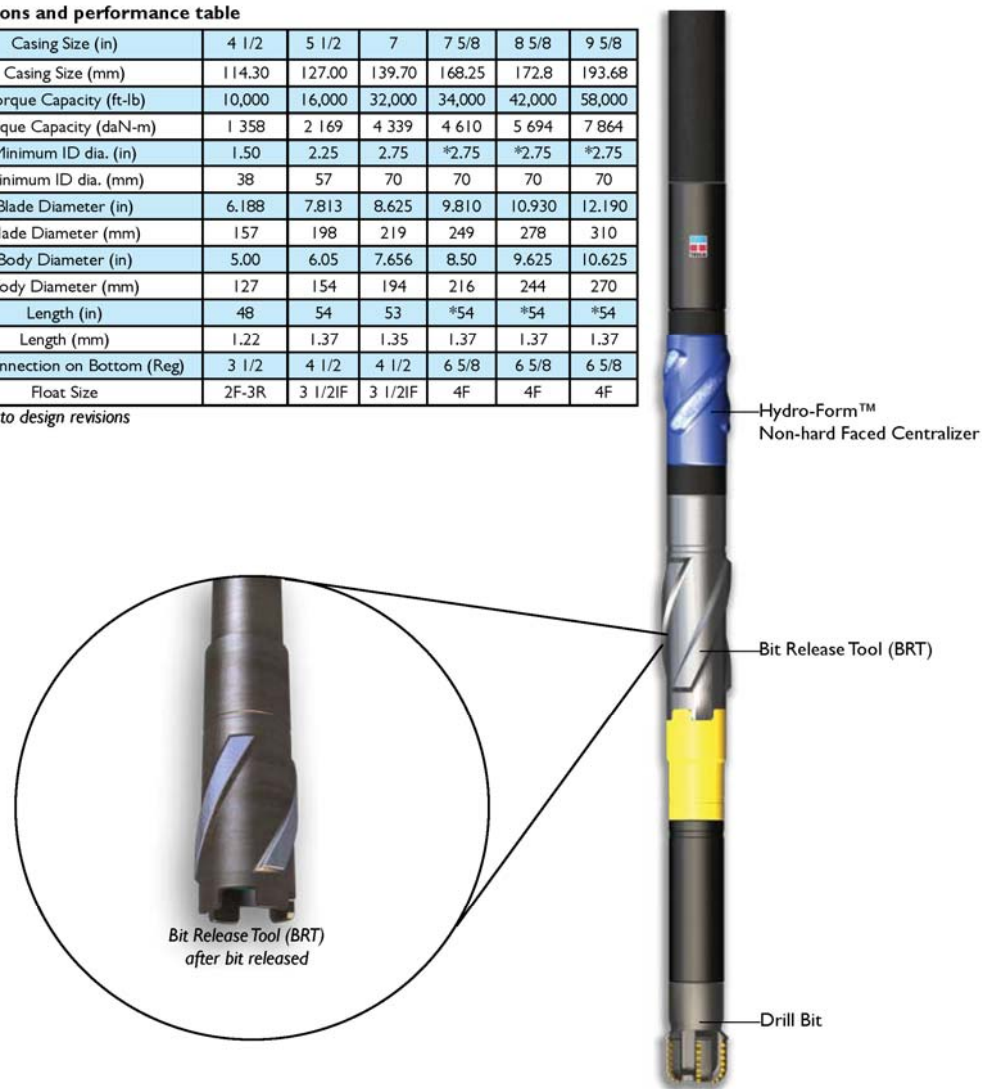
Figura 32. *Bit Release Tool (BRT)* y sus Especificaciones Técnicas.

TECHNICAL SPECIFICATIONS

Dimensions and performance table

Casing Size (in)	4 1/2	5 1/2	7	7 5/8	8 5/8	9 5/8
Casing Size (mm)	114.30	127.00	139.70	168.25	172.8	193.68
Torque Capacity (ft-lb)	10,000	16,000	32,000	34,000	42,000	58,000
Torque Capacity (daN-m)	1 358	2 169	4 339	4 610	5 694	7 864
Minimum ID dia. (in)	1.50	2.25	2.75	*2.75	*2.75	*2.75
Minimum ID dia. (mm)	38	57	70	70	70	70
Blade Diameter (in)	6.188	7.813	8.625	9.810	10.930	12.190
Blade Diameter (mm)	157	198	219	249	278	310
Body Diameter (in)	5.00	6.05	7.656	8.50	9.625	10.625
Body Diameter (mm)	127	154	194	216	244	270
Length (in)	48	54	53	*54	*54	*54
Length (mm)	1.22	1.37	1.35	1.37	1.37	1.37
Box Connection on Bottom (Reg)	3 1/2	4 1/2	4 1/2	6 5/8	6 5/8	6 5/8
Float Size	2F-3R	3 1/2IF	3 1/2IF	4F	4F	4F

* subject to design revisions

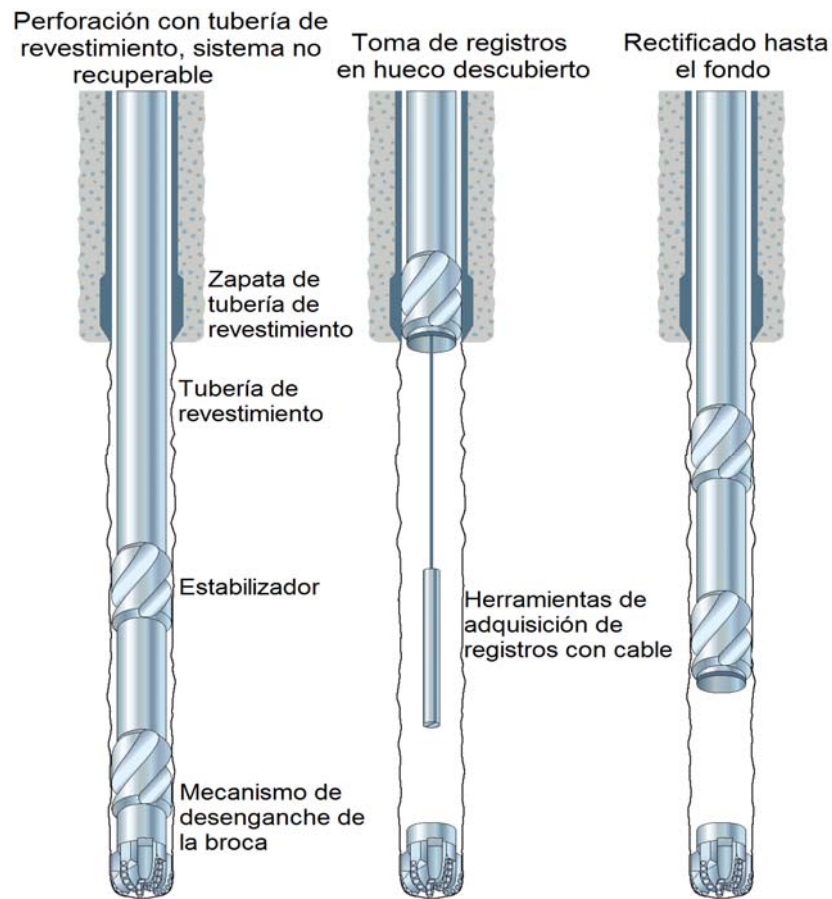


Fuente:

[http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/342_70000e%20Bit%20Release%20Tool%20\(BRT\)%20web.pdf](http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/342_70000e%20Bit%20Release%20Tool%20(BRT)%20web.pdf)

Luego de alcanzar la TD en aquellos pozos en los que se necesitaba correr registros para efectuar la evaluación de formaciones, se desengancha la broca dejando caer una bola que al golpear con la broca esta se desprende y cae al fondo del pozo (ver figura 33). Y se realiza la adquisición de registros con cable en el tramo descubierto (ver figura 34). Después de adquiridos los registros, se sitúa una válvula flotante de cementación, operada con *wireline*, en el extremo inferior de la tubería de revestimiento. Esta válvula permite el bombeo de cemento hacia el interior del espacio anular del pozo pero impide su contraflujo hacia el interior de la tubería de revestimiento. Luego se baja la siguiente tubería de revestimiento hasta la TD y se hace la cementación en ese lugar.

Figura 34. Desprendimiento de la Broca y Toma de Registros.



Fuente:

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.ashx

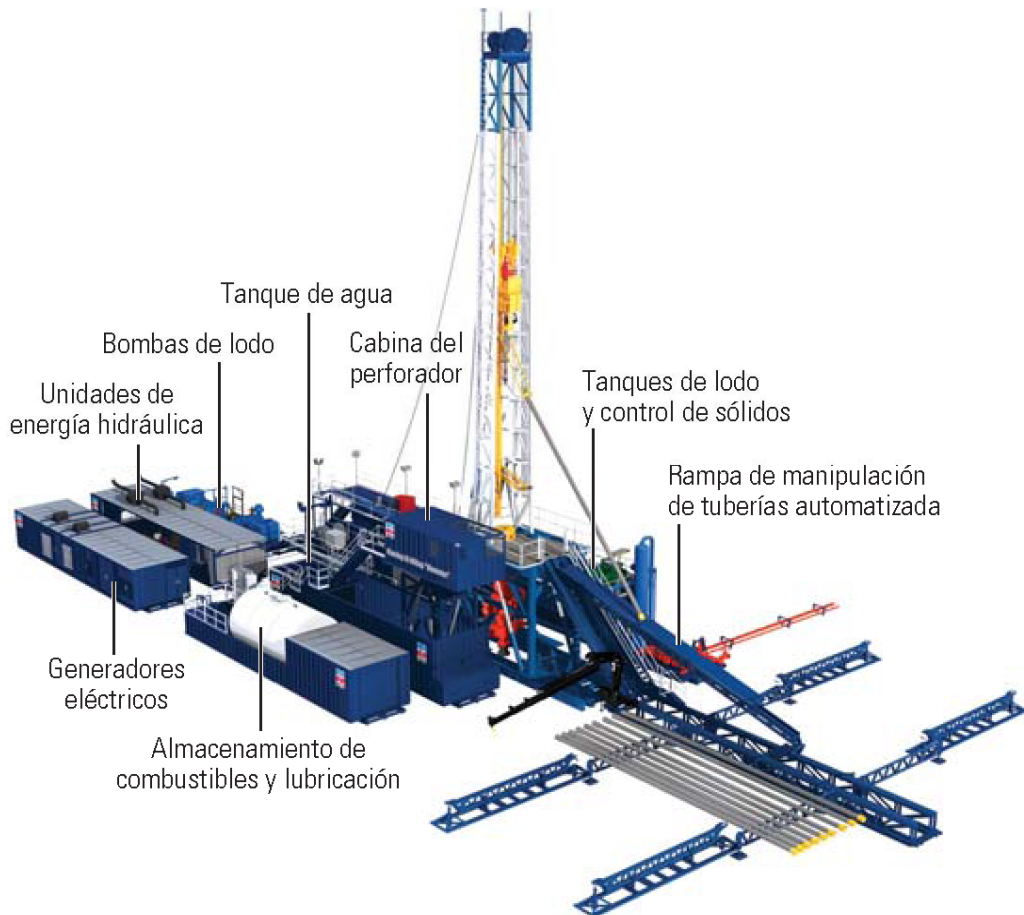
4.5 EQUIPOS DE SUPERFICIE UTILIZADOS PARA CASING DRILLING

Tesco Corporation cuenta con el conocimiento y la experiencia para diseñar, fabricar, entregar y dar soporte completo de equipos de perforación *Casing Drilling* independientemente del destino o aplicación.

Los equipos de perforación *Casing Drilling* de Tesco (ver figura 35) fueron diseñados sobre patines para campos petroleros estándar, de modo que el

equipo de perforación entero puede ser trasladado en 12 cargas en lugar de las 23 cargas requeridas para los equipos de perforación convencionales. Los equipos de perforación convencionales más modernos requieren aproximadamente treinta y tres (33) viajes de tractocamión para efectuar un traslado, con un tiempo de traslado que promedia los 2.2 días. Los nuevos equipos de perforación pueden ser transportados con camiones con malacate para campos petroleros estándar sin utilizar grúas. El transporte de un equipo de perforación requiere 12 horas desde que abandona la localización hasta el comienzo de la perforación del siguiente pozo.

Figura 35. *Rig* o Equipo de *Casing Drilling* de Tesco.



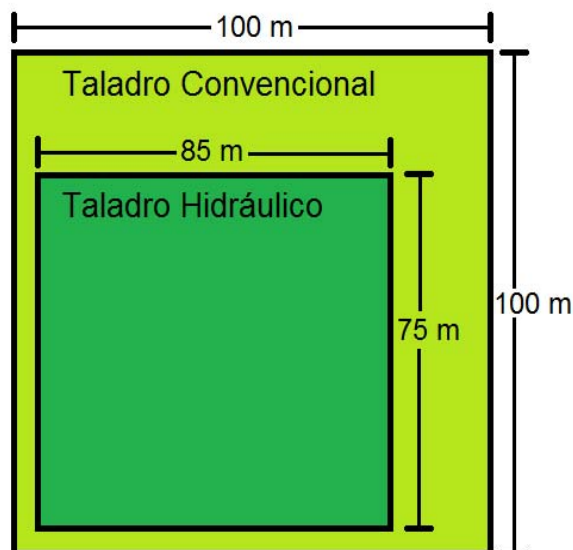
Fuente:

http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2005/or2005_sp_aut04_perforacionpozosdireccionales.aspx

Estas unidades compactas incluyen un sistema de impulsión superior o *top drive* que maneja las cargas más grandes de la torre de perforación y un sistema automatizado de manipulación de las tuberías en la rampa, que transfiere la tubería de revestimiento al piso del equipo de perforación. Además, ofrecen mayor eficiencia de combustible y requieren menos superficie en la localización del pozo. La reducción en la superficie necesaria para el equipo, posibilita un menor impacto al medio ambiente y una disminución de costos de construcción de locación. En general esta reducción se ve reflejado en: menor nivel de ruido, menor área afectada y un menor impacto visual. Ver figura 36.

Los equipos de perforación *Casing Drilling* pequeños y móviles poseen una profundidad nominal de 4.572 m (15.000 pies) y fueron diseñados para ejecutar operaciones de perforación óptimas con tubería de revestimiento, pero también pueden utilizar sartas de perforación convencionales.

Figura 36. Diferencia Aproximada entre el Área Ocupada por el *Rig* de Tesco para *Casing Drilling* vs *Rig* de Perforación Convencional.



Fuente: Autores y *Casing Drilling Activity Expands in South Texas*, SPE/IADC 79862, 2003.

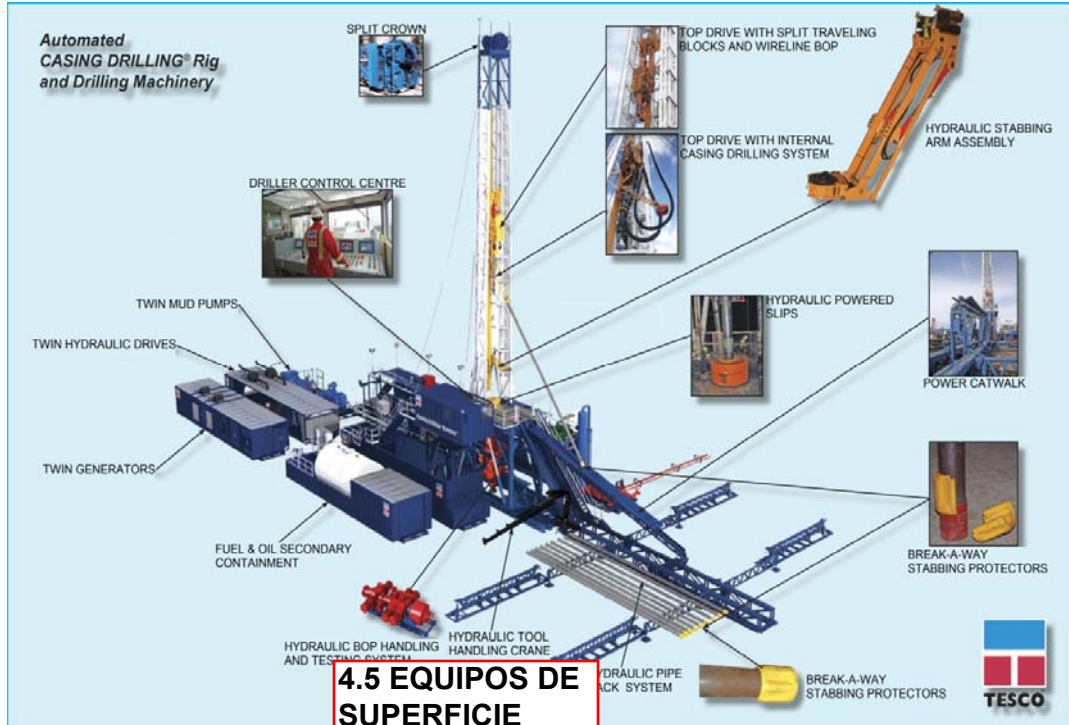
Los equipos de perforación *Casing Drilling* de Tesco han sido desarrollados con tecnología innovadora incluida la hidráulica avanzada, componentes eléctricos, control de lógica programable (PLC), manejo automatizado de la tubería y por supuesto tienen incorporados los *Top Drives* de Tesco. Estas innovaciones aumentan la eficiencia y mejoran la seguridad mediante la reducción de mano de obra en los trabajos potencialmente peligrosos. En la figura 37 se observa el *Rig* para *Casing Drilling, Hydraulic Automated Model CDR 250 H*.

Las plataformas de perforación utilizan un sistema de distribución de energía avanzada, que distribuye la potencia hidráulica a las tres funciones principales del equipo (bombas de lodo, *top drive* y malacate) desde los motores principales y las bombas hidráulicas.

Los equipos de perforación *Casing Drilling* de Tesco cuentan con controladores lógicos programables (PLC) para supervisar y evaluar la variedad de datos de todo el equipo de perforación. Desde el centro de control del perforador el PLC controla todas las funciones de perforación y muestra de manera rutinaria, alarmas y funciones de cada paso del proceso de perforación.

Una de las mayores ventajas del equipo de perforación de Tesco es la inclusión de su tecnológico y revolucionario *top drive*. Todos los equipos de Tesco están diseñados con el *top drive* de forma permanente en el mástil. Incluso subir y bajar el mástil se lleva a cabo con el *top drive* en su lugar. Los directores de estos equipos de perforación han confirmado que el uso constante del sistema *top drive* de Tesco hace sus equipos más eficientes con resultado en menos accidentes.

Figura 37. Rig para Casing Drilling, Hydraulic Automated Model CDR 250 H.



4.5 EQUIPOS DE SUPERFICIE UTILIZADOS PARA CASING DRILLING

http://www.tescocorp.com/Assets/2015/05/20150520_53000e%20Casing%20Drilling%20Rig%20Machinery%20Web.pdf

4.5.1 Top Drive de Tesco Corporation⁶.

El sistema *top drive* puede definirse como una herramienta de manera general, pero siendo más precisos podemos definirlo como un motor eléctrico o hidráulico que se suspende en cualquier tipo de mástil de un equipo de perforación. Esta herramienta se encarga de hacer rotar la sarta de perforación y la broca. En la figura 38 se observa un *top drive* Eléctrico y uno Hidráulico.

Actualmente Tesco Corporation dispone de cinco modelos de *top drive* eléctricos, a partir de 400 HP a 1350 HP, estos son la opción ideal para las plataformas modernas (tierra o costa fuera). Los *top drive* hidráulico están

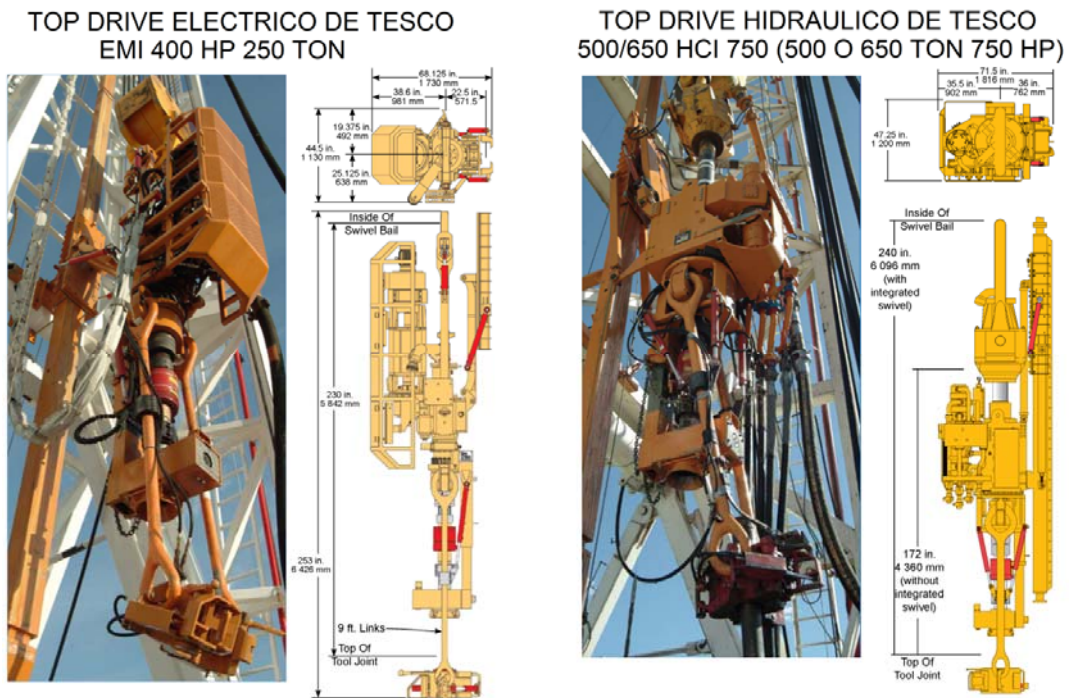
⁶ Top Drive Rig Floor Safety Orientation Doghouse Manual. Bulletin 20900e. Dec. 2002 TC120.

disponibles en siete modelos a partir de 460 HP a 1205 HP, siendo estos la opción tradicional.

Tanto las unidades top drive hidráulicas y eléctricas de Tesco están disponibles para venta o alquiler a largo plazo. Todos los equipos son portátiles (con y sin *swivel*). Cabe señalar que el *swivel* es un dispositivo que permite la conexión de la cabeza de circulación de lodos.

En ese sentido, el *Casing Drive System* (CDS) que se ha incorporado al *top drive* permite tomar diámetros desde cinco a 20 pulgadas.

Figura 38. *Top Drive* Eléctrico y Hidráulico.



Fuente:

http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/367_20050e%20-%20250%20EMI%20400.pdf

http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/371_20600e%20-%20500-650%20HCI%20750.pdf

El sistema de *top drive* reemplaza las funciones de una mesa rotaria, permitiendo rotar la sarta de perforación desde el tope, usando una cabeza de inyección propia, en lugar de la cabeza de inyección, *kelly* y mesa rotaria convencionales. Además el sistema se maneja a control remoto desde la consola del perforador. Los movimientos de los tubulares Incluyen la rotación y manipulación con sistemas robóticas.

Beneficios del sistema *top drive*:

- Se instala fácilmente en cualquier tipo de mástil o torre de perforación, con las mínimas modificaciones y frecuentemente en un solo día.
- Sustituye a la mesa rotaria y al vástago (*Kelly*). El *top drive* hace rotar la sarta de perforación de manera directa.
- “Mejora la seguridad en el manejo de la tubería”. Todas las operaciones se realizan por control remoto desde la cabina del perforador; reduciendo las labores manuales y riesgos asociados que tradicionalmente acompañan a esta tarea.
- Capacidad de enroscar las conexiones dándoles un torque adecuado.
- Perfora secciones de 90 pies (1 tiro), reduciendo el tiempo de conexiones, al eliminar dos tercios de las mismas.
- Realiza toma de núcleos en intervalos de 90 pies sin necesidad de tener que hacer conexiones.
- En la perforación direccional, mantiene la orientación en intervalos de 90 pies, reduciendo el tiempo de supervisión (*survey time*) mejorando el control direccional.
- Apto para toda operación de perforación: direccional, horizontal, bajo balance, perforación de gas o aire, control de pozo, pesca, etc.
- Reduce el riesgo de aprisionamiento de la sarta, por su habilidad de rotar y circular al mismo tiempo.
- Mejora la respuesta en operaciones de control de pozo. Durante perforaciones bajo balance con presión hidrostática por debajo de la presión de la formación, el *top drive* aumenta la seguridad del pozo al reducir el

desgaste del preventor de reventones y al permitir que este y el preventor de cabeza rotario empaquen alrededor de un tubo redondo en lugar de alrededor de un *kelly*, cuadrante o hexagonal.

- Se tiene para perforación en tierra (*onshore*) o costa fuera (*offshore*).

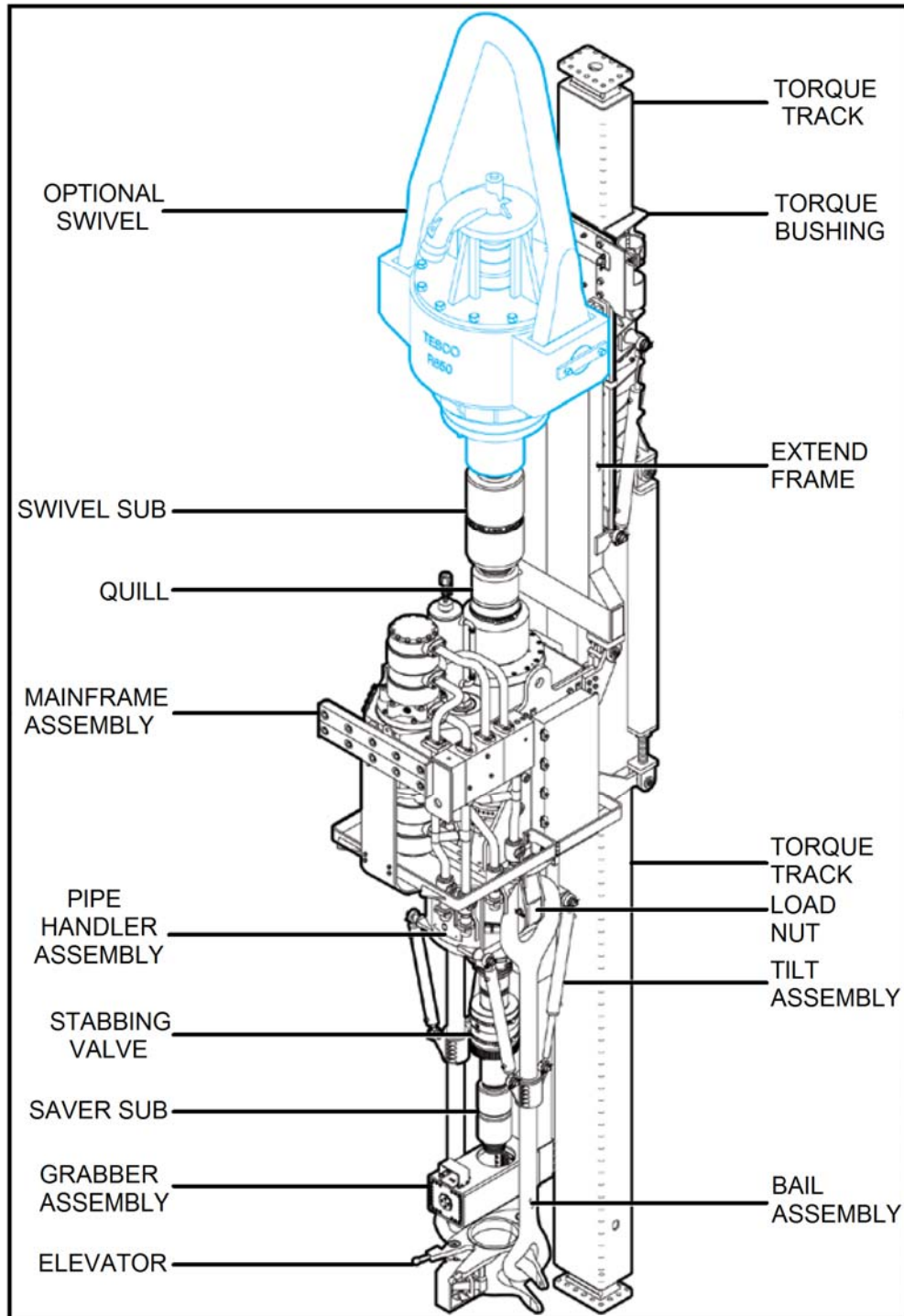
4.5.1.1 Componentes del Sistema Top Drive.

- Componentes primarios: En primera lugar tenemos los componentes primarios, llamados así porque son parte de la herramienta que se instala en el mástil del equipo de perforación. Estos componentes se pueden observar en la figura 39.

Estos componentes debido a la universalización y conocimiento dentro la industria petrolera se halla en el idioma inglés, junto a alguno de ellos se indica su posible traducción en español.

- ◆ *Torque track* (huella de torsión).
- ◆ *Optional swivel* (unión giratoria opcional).
- ◆ *Torque bushing* (cojinete de torque).
- ◆ *Swivel sub* (sub unión giratoria).
- ◆ *Extend frame* (extensión del armazón).
- ◆ *Quill* (pluma).
- ◆ *Mainframe assembly* (ordenador central).
- ◆ *Load nut* (tuerca de carga).
- ◆ *Pipe handler assembly* (arreglo del asa de la tubería).
- ◆ *Tilt assembly* (mecanismo de inclinación).
- ◆ *Stabbing valve* (válvula punzante).
- ◆ *Saver sub* (sub ahorrador).
- ◆ *Grabber assembly* (llave de contrafuerza).
- ◆ *Bail assembly* (arreglo del eslabón).
- ◆ *Elevator* (elevador).

Figura 39. Componentes Primarios.



Fuente: http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/401_20900e%20-%20Dog%20House%20Manual%20Oct%202006.pdf

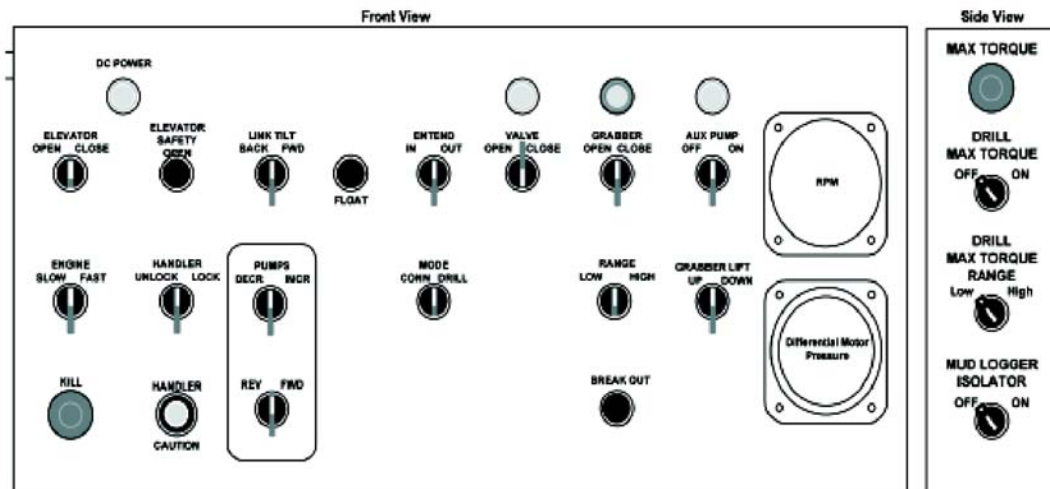
- Componentes secundarios: denominamos a estos así, porque son principalmente elementos de apoyo, pero aún así cabe aclarar que sin ellos el sistema en su totalidad no funcionaría.

Los principales componentes secundarios lo conforman:

- ◆ Panel de Perforaciones (*Drillers Panel*): el Panel de Perforaciones es un tablero de acero inoxidable equipado con todos los controles o mandos, los indicadores luminosos, instrumentos de medición y conectores requeridos para operar el *top drive* desde la posición del perforador.

Todos los mandos son de 24 voltios (DC). Hay dos cables principales, compuesto a su vez por otros 37 cables, cada uno con una función específica. Uno de ellos conecta el módulo de poder (*power module*) al panel del perforaciones y otro conecta el *top drive* también con panel del perforaciones. El panel de perforación se muestra en la figura 40.

Figura 40. Panel de Perforaciones (*Drillers Panel*).



Fuente: http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/401_20900e%20-%20Dog%20House%20Manual%20Oct%202006.pdf

- ◆ Módulo de Poder (*Power Module*): los sistemas *top drive* de carácter hidráulico, vienen complementadas con bombas hidráulicas de diferentes clases. Estas bombas envían un flujo hidráulico a través de un bucle cerrado, un sistema de alta presión hacia el motor del *top drive*, el cual provee la rotación a la pluma (*quill*).

Bombas adicionales envían un flujo hidráulico a través de un sistema auxiliar al *top drive*, permitiendo la operación de varias funciones automáticas así como la circulación del aceite hidráulico a través de una filtración y de un sistema de enfriamiento antes de retornar hacia el depósito.

El módulo de poder también contiene un tablero eléctrico que acepta una entrada de 480 o 600 voltios AC de los generadores del equipo de perforación y lo convierte a otro voltaje para que de esta manera puedan operar los componentes eléctricos del sistema *top drive*.

- ◆ Bucle de Servicio (*Service Loop*): el bucle de servicio es un conjunto de líneas que permiten la comunicación de los elementos que comprenden al sistema *top drive*.

El bucle de servicio envía y recibe comunicación eléctrica desde el módulo de poder y el panel de perforación, así como el flujo hidráulico hacia y desde el *top drive*.

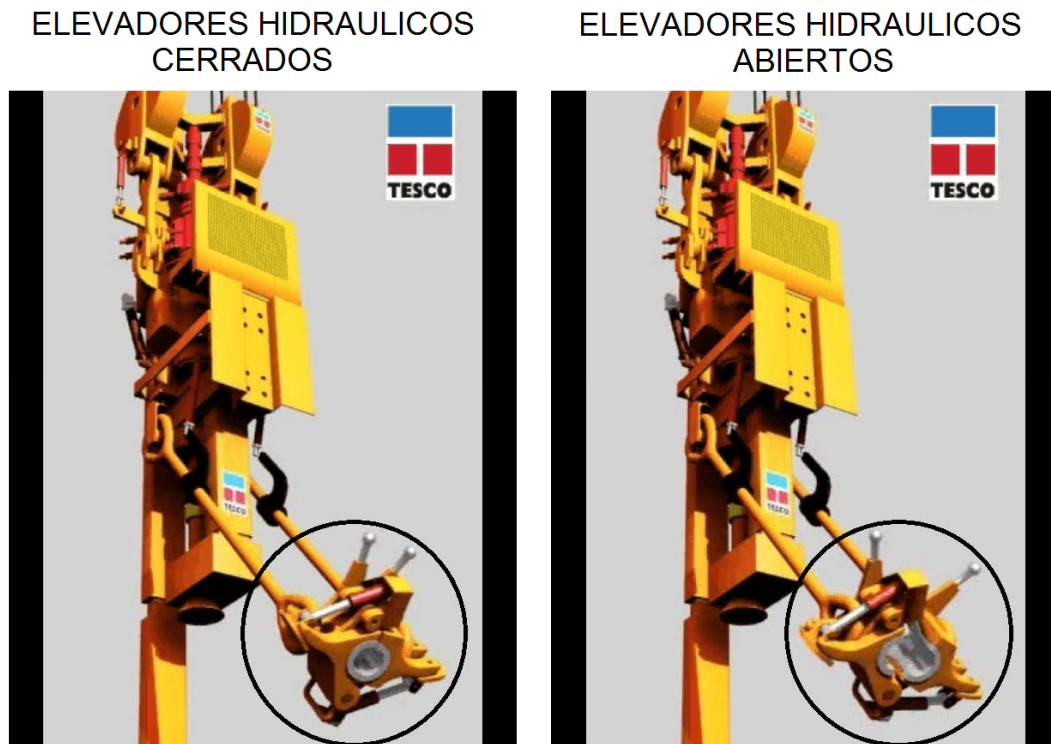
Es de alta importancia que se da al momento de instalar estas líneas; debiendo tener el cuidado para que no se dañen por el levantamiento o se vean obstruidas en medio de la torre.

El bucle de servicio no debería de estar en contacto con ninguna parte de la torre.

- ◆ Elevadores Hidráulicos (*Hydraulic Elevators*): Los elevadores automáticos, eliminan la necesidad de tener a una persona operándolos manualmente.

Esto da la capacidad de abrir y cerrar los elevadores en posiciones sumamente altas de BHA (*Bottom Hole Assembly*), y reduciendo de la misma forma la exposición del operario a los riesgos adicionales asociados con operaciones manuales de los elevadores. En la figura 41 se observan los elevadores hidráulicos cerrados y abiertos.

Figura 41. Elevadores Hidráulicos (*Hydraulic Elevators*).



Fuente: Tomado del video:

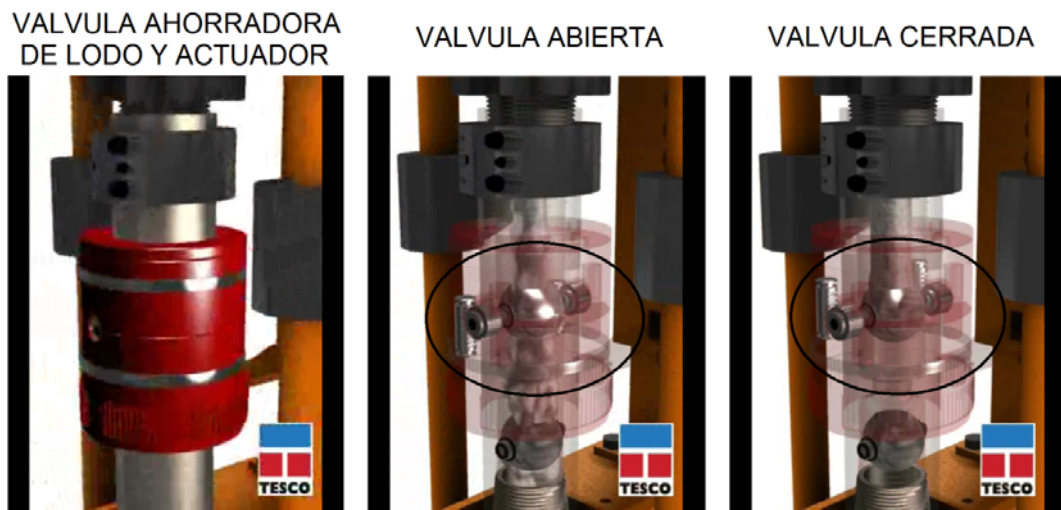
[http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/39_Top_Drive_-_Elevators_Open-Close\[1\].wmv.wmv](http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/39_Top_Drive_-_Elevators_Open-Close[1].wmv.wmv)

- ◆ Válvula ahorradora de lodo y actuador (*Mud Saver Valve and Actuator*): estos son elementos que actúan como parte del sistema de seguridad del *top drive*. La válvula ahorradora de lodo junto con el actuador remoto actúan como

una válvula de prevención de reventones de emergencia similar a un BOP. El actuador está diseñado para abrir o cerrar la válvula ahorradora de lodo en cualquiera punto en la torre. En la figura 42 se observa la válvula ahorradora de lodo y el actuador.

Es crítico que el actuador nunca funcione mientras la pluma (*quill*) este girando; esto puede dañar los componentes internos y llevar al fracaso del actuador.

Figura 42. Válvula Ahorradora de Lodo y Actuador (*Mud Saver Valve and Actuator*).



Fuente: Tomado del video:

[http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/47_Top_Drive_Mud-Save_Valve_Operation\[1\].wmv.wmv](http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/47_Top_Drive_Mud-Save_Valve_Operation[1].wmv.wmv)

4.5.1.2 *Funcionamiento del Top Drive*. Es necesario hacer mención que dentro el sistema top drive, como cualquier otra tarea, se identifica intervenciones de carácter manual y de carácter automatizado; este último que caracteriza al sistema top drive.

- Funciones automatizadas: están comprendidas por las operaciones de extensión, inclinación, operación de la llave de contrafuerza (*grabber*).

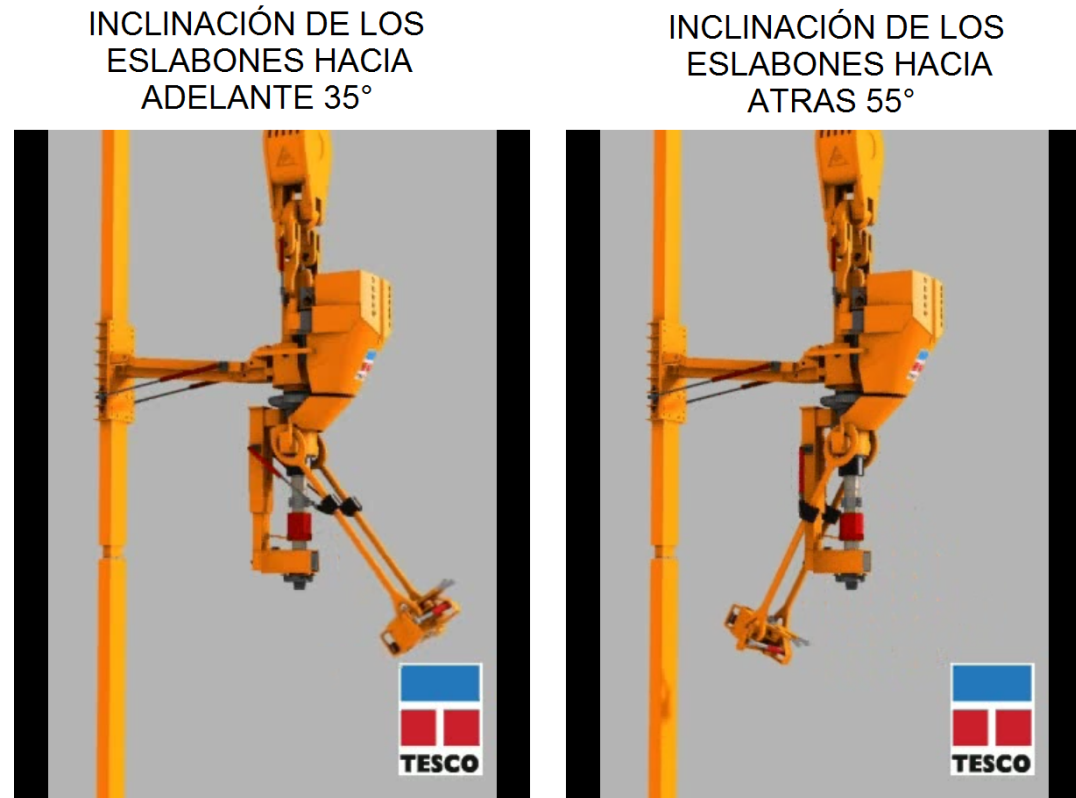
- ◆ Extensión: esta operación permite al *top drive* ubicarse por encima de la ratonera (*mouse hole*), lugar donde se alojarán las tuberías que han de bajarse para la perforación del pozo.

1. Es acá donde el *top drive* baja y se extiende hasta la ratonera (*mouse hole*).
2. Realiza la conexión por medio de la pluma (rotación del *quill*), con la tubería alojada en la ratonera (*mouse hole*).
3. El *top drive* inicia su elevación por la torre, junto a la tubería conectada.

Los 3 pasos mencionados anteriormente se repiten 3 veces, ya que el *top drive* nos ofrece la facilidad de perforar por tiros (1 tiro = 90 pies = 3 tuberías).

- ◆ Inclinación de los eslabones (*Link Tilt*): normalmente conocido como “afianzadores”, estos pueden ser inclinados hacia delante unos 35° y hacia atrás unos 55° como se muestra en la figura 43, moviendo de esta manera al elevador y permitiendo realizar diversas tareas asociadas con el manejo tuberías de forma segura y reduciendo el tiempo en las operaciones. Durante la elevación, los eslabones (*link tilt*) y el elevador se afianzan a la tubería para otorgarle un mejor sostenimiento.

Figura 43. Inclinación de los Eslabones (*Link Tilt*).



Fuente: Tomado del video:

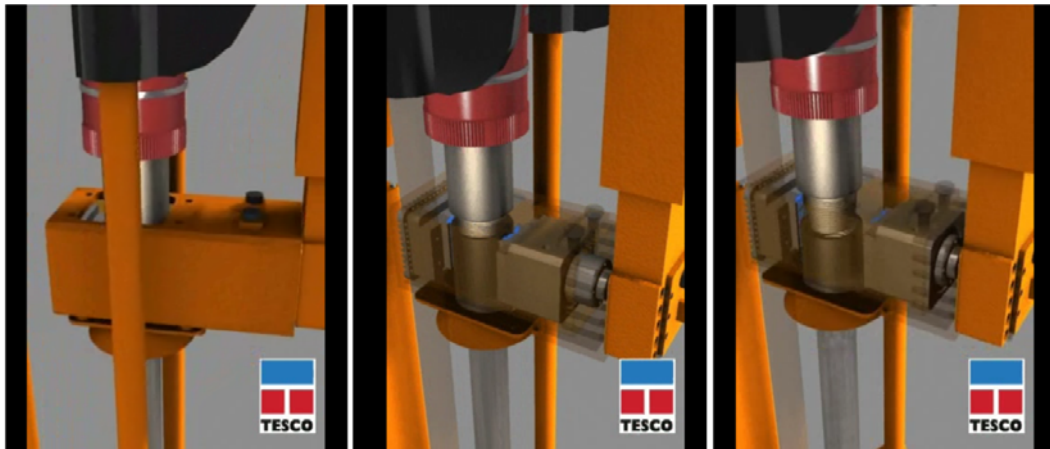
[http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/44_Top_Drive_Link_Tilt_Mode\[1\].wmv](http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/44_Top_Drive_Link_Tilt_Mode[1].wmv)

- ◆ Operaciones de la llave de contrafuerza (*Grabber*): la llave de contrafuerza o *grabber* actúa como una tenaza, que permite al momento del enrosque y desenrosque de las tuberías, otorgar un adecuado torque, en la figura 44 se observa el *grabber* realizando esta operación.

Normalmente el *grabber* necesita una presión por encima de los 1000 psi, para poder efectuar su debida operación de afiance. Cabe recordar que esta presión proviene del módulo de poder (*power module*). La operación realizada por el *grabber* suele tomar un tiempo aproximado de 20 - 30 segundos.

Figura 44. Operaciones de la Llave de Contrafuerza (*Grabber*).

GRABBER AL MOMENTO DEL ENROSQUE O DESENROSQUE DE LA TUBERIA



Fuente: Tomado del video:

[http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/43_Top_Drive_Grabbler_Operation_Break\[1\].wmv.wmv](http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/43_Top_Drive_Grabbler_Operation_Break[1].wmv.wmv)

- Proceso de perforación: hay que tener en cuenta que con este nuevo sistema, se debe adherirse a las mismas prácticas operativas, de seguridad y procedimientos utilizados en perforación rotaria convencional.

Antes de cualquier maniobra con el *top drive*, se debe tener en cuenta que este ocupa mucho más espacio en el piso de la torre de lo que el *kelly* lo hace; así que el trabajo debe mantenerse libre de obstáculos que pudiesen interferir con el movimiento de la herramienta y del mismo personal.

Cuando el *top drive* se está moviendo a través de la torre, se debe estar muy al tanto en todo momento de la posición que el operario vaya a ocupar y que el *top drive* este ocupando, ya que no siempre se lo podrá ver.

El procedimiento básico de perforación con *top drive* es el siguiente:

1. Se baja el top drive y se extiende hasta por encima de la ratonera (*mouse hole*).

2. Se realiza la conexión por medio de la pluma (*rotación del quill*), con la tubería alojada en la ratonera (*mouse hole*). La conexión se lleva a cabo dentro la caja de conexión (*thread box*), donde la llave de contrafuerza (*grabber*) y la pluma *quill* le aplican el torque necesario.
3. El *top drive* se eleva a lo largo de la torre, junto a la tubería conectada.
4. Durante la elevación, los eslabones (*link tilt*) y el elevador se afianzan a la tubería para otorgarle un mejor sostenimiento.
5. Se procede a realizar la conexión, se utilizan las llaves cadenas para sostener la tubería que se encuentre suspendida en la mesa rotaria, ayudándonos del mismo modo a una efectiva conexión. La llave de contrafuerza (*grabber*) y la pluma (*quill*) se encargarán de otorgarle el torque adecuado.
6. Una vez hecho la conexión, se procede a retirar las cuñas de perforación (*slips*) de la mesa de perforación; luego desde la cabina del perforador, se activan las bombas de lodo e inmediatamente se activa la función de perforación. Al mismo tiempo se asigna a la pluma (*quill*) el RPM indicado (revoluciones por minuto), ya sea incrementando o reduciendo el flujo hidráulico proveniente de las bombas.

Se debe tomar en cuenta que sería demasiado crítico que el actuador no funcione mientras la pluma (*quill*) este rotando, ya que esto dañaría los componentes internos y conduciría a una falla del actuador. Ya que sin fluido de perforación no hay un funcionamiento efectivo de las herramientas.

7. Se encuentra ahora el equipo ya perforando y se debe de tener controlando los datos obtenidos del panel del perforador y demás instrumentos de medición. (presiones y volúmenes).
- Funciones manuales: básicamente las funciones manuales (operaciones donde intervienen directamente los operarios), comprenden aquellas que

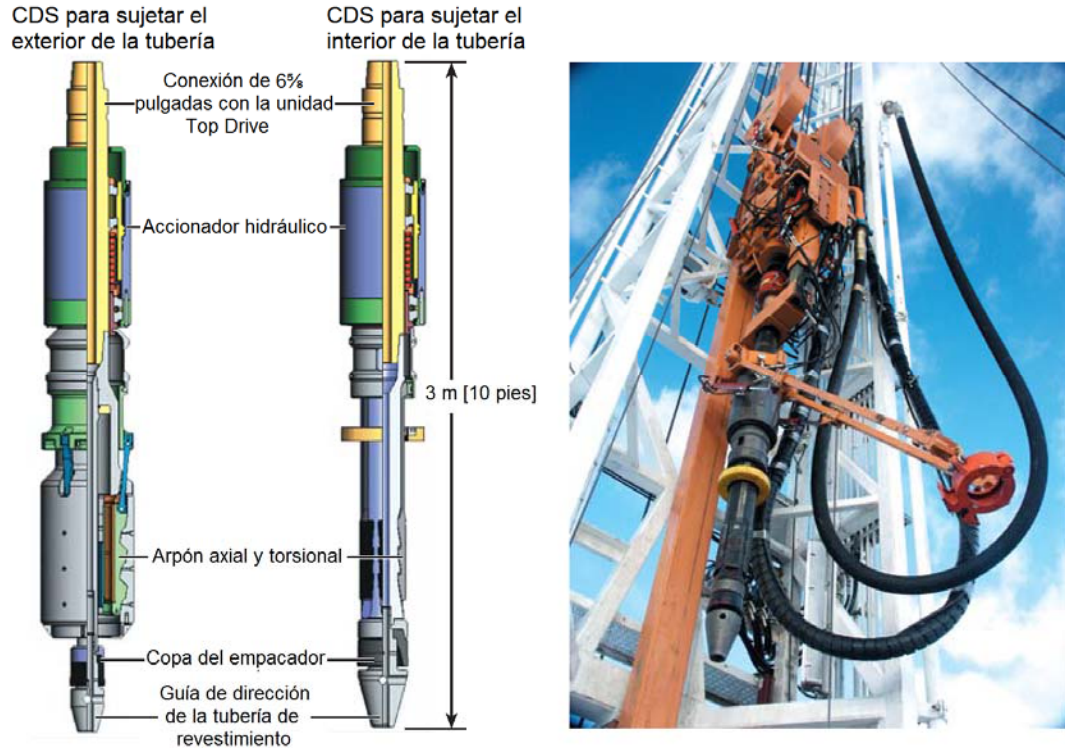
incluyen la perforación convencional; claro está que con este sistema hay beneficios que se tornan en ventajas. Estas operaciones son:

- ◆ Limpiado de las tuberías y el piso de la mesa.
- ◆ Uso de las llaves cadenas: necesarias para ajustar y desajustar las tuberías en boca de pozo.
- ◆ Puesta de las cuñas de perforación (*slip*): permiten sostener la tubería en la mesa rotaria y evitar que resbale dentro del pozo cuando se está conectando o desconectando con el *top drive*.
- ◆ Control de las mediciones y datos del panel de perforaciones (*driller panel*): uno de las funciones principales e importantes, del cual el encargado de perforación junto con la coordinación de todo el personal determinarán el éxito de la perforación.

4.5.2 Casing Drive System (CDS).

Para manipular y rotar el revestimiento en superficie Tesco ha desarrollado la herramienta *Casing Drive System* (CDS), que se muestra en la figura 45. Esta herramienta a través de su funcionamiento hidráulico, permite tener control total sobre la sarta de *casing* para levantar el revestimiento desde el *V door* del taladro de perforación, hacer conexiones, llevar el *casing* a posición vertical, llenar con fluido de perforación y transferir la rotación del *top drive* a la sarta de *casing* durante la perforación, todo de una forma segura para el personal y eficiente para la operación donde siempre el perforador del taladro tiene el control de la sarta.

Figura 45. Herramienta *Casing Drive System* (CDS) de Tesco.



Fuente:

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.ashx

El sistema CDS es una herramienta de accionamiento hidráulico, cuya fuente es una unidad de potencia eléctrica que permite tomar el *casing* con brazos hidráulicos (*link tilt*) desde el *V door*, levantar y atraparlo por el ID o el OD (mandril tipo interno o externo según el tamaño de revestimiento) por medio del accionar de cuñas especiales o *grapples* para llevar la sarta de *casing* hasta la profundidad programada en todos los tamaños de revestimiento y geometrías de pozo. La tabla 4 y la figura 46 muestran las especificaciones técnicas y los modelos de de los CDS respectivamente.

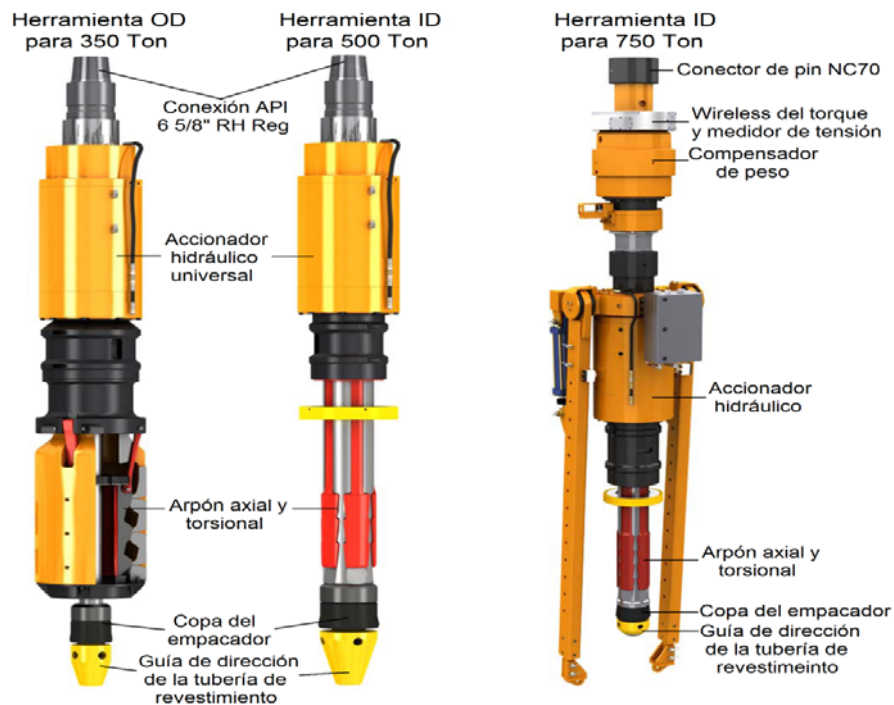
Tabla 4. Especificaciones Técnicas de los CDS Disponibles de Tesco.

Capacidad de Levantamiento	Diámetro de Casing	Longitud	Máximo Torque	Máxima Presión de Fluido de Perforación	Velocidad Máxima de Operación	Máxima Capacidad de Desplazamiento Descendente
350 Ton Externo	3-1/2" – 8-5/8"	10'	40000 ft/lbs	5000 psi	200 rpm	25000 lb
500 Ton interno	4-1/2" – 20"	10'	40000 ft/lbs	5000 psi	200 rpm	25000 lb
750 Ton interno	9-5/8" – 20"	10'	80000 ft/lbs	5000 psi	100 rpm	40000 lb

Fuente:

http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/245_41000e%20Casing%20Drive%20System%20Web.pdf

Figura 46. Casing Drive System (CDS) Disponibles de Tesco.

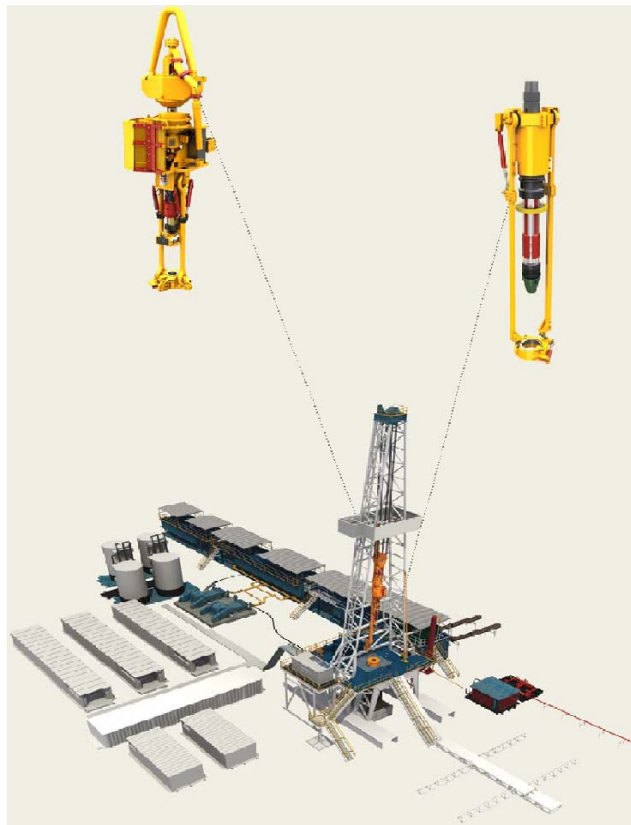


Fuente:

http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/245_41000e%20Casing%20Drive%20System%20Web.pdf

El principal requerimiento técnico para la aplicación del CDS es que el equipo de perforación debe disponer para su operación de un *top drive* que puede ser de cualquier fabricante en todos sus tamaños y capacidades. El CDS es adaptable muy fácilmente a equipos de perforación de gran capacidad como un 3.000 HP o de baja capacidad como un 750 HP. Adicionalmente requiere de una conexión eléctrica de 450 voltios para la unidad de potencia y para el manejo del *casing* se pueden utilizar cuñas manuales o un *spider* "cuñero" con los *slips* respectivos al tamaño del revestimiento a utilizar. La figura 47 muestra la adaptabilidad del *top drive* y del CDS a cualquier equipo de perforación.

Figura 47. CDS Adaptable a Cualquier Equipo de Perforación.



Fuente:

http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/245_41000e%20Casing%20Drive%20System%20Web.pdf

Las aplicaciones y bondades de la herramienta CDS va desde que permite rotar, circular y reciprocar la sarta de *casing* simultáneamente, se encuentra disponible para usar en todas las medidas y diámetros de revestimiento, se puede utilizar a diferentes profundidades de pozo en diferentes grados de inclinación, incluyendo todas las geometrías de hueco, operable en localización *onshore* y *offshore*; con la ventaja de proporcionar un ambientes de trabajo seguro, ya que reduce el número de personas expuestas en la operación, eliminando los incidentes HSEQ.

El CDS incrementa la seguridad en el equipo de perforación, como ya se ha dicho, debido a que reduce la cantidad de equipamiento y personal en la boca de pozo. Toda la maniobra está bajo el control del perforador y lo más importante, elimina el trabajo en altura. En resumen el CDS aumenta la seguridad del personal durante una de las más peligrosas operaciones que se llevan a cabo en un equipo de perforación como se muestra en la figura 48.

El *Casing Drive System* se instala rápidamente y elimina lo siguiente:

- Llave hidráulica (y el operador de la misma).
- Elevadores de *casing* de gran tamaño.
- El piso de entubar (y el enganchador).
- Plataformas elevadas de trabajo.
- Las herramientas de llenado de *casing*.

Figura 48. El CDS Reduce el Personal en la Boca del Pozo y Elimina el Trabajo en Alturas.



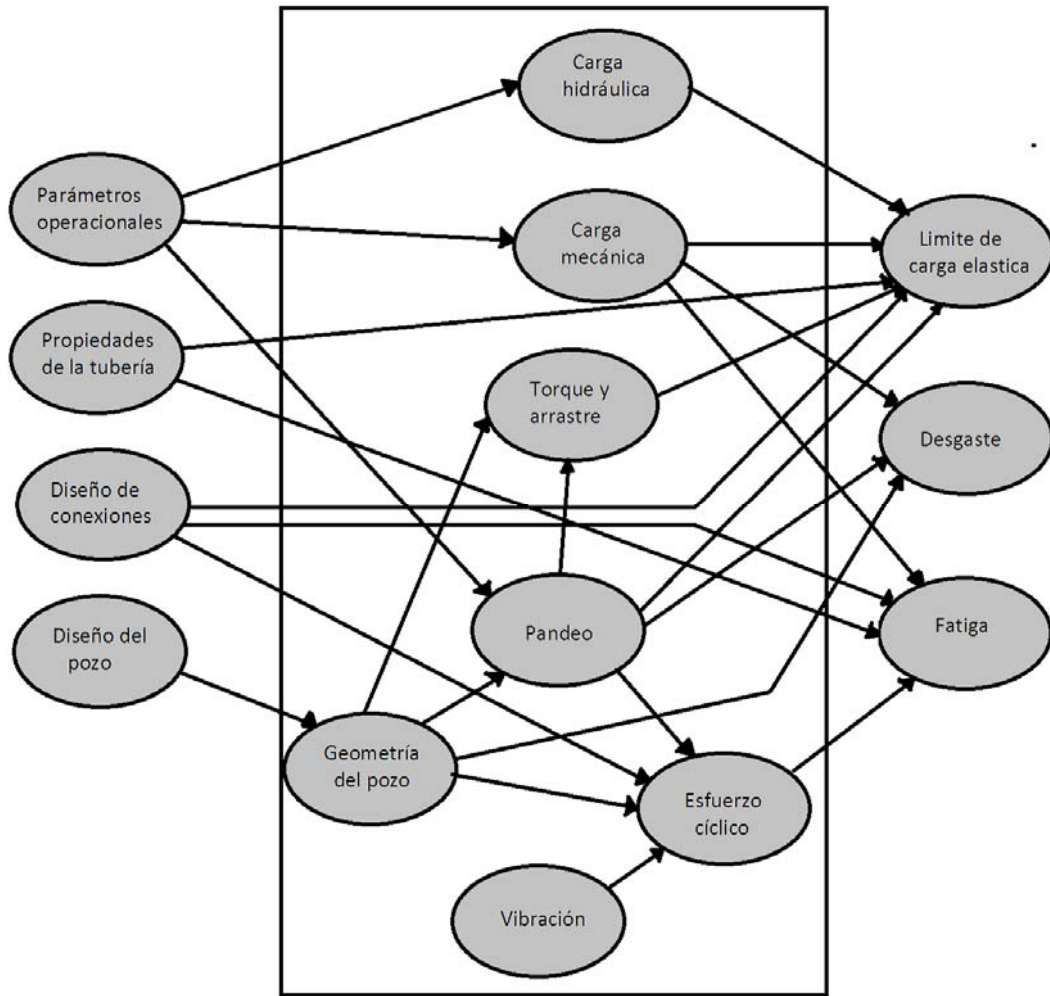
Fuente: Fotografías tomadas por los autores.

4.6 CONSIDERACIONES DE PARA DISEÑAR UN POZO CON *CASING DRILLING*

El diseño para perforar un pozo con el sistema *Casing Drilling* es muy similar a diseñar un pozo convencional. Las consideraciones tales como estabilidad de la perforación, buen control, entubación fijada la profundidad, planeamiento direccional, y selección de la broca se tratan con mayor cuidado que en el diseño de perforar convencionalmente. Una diferencia significativa es que el *casing* está sujeto a las tensiones adicionales en el sistema *Casing Drilling*.

La figura 49 muestra algunas de las interacciones que afectan la integridad del *casing* usado para perforar. Las tres consideraciones primarias para dicha integridad (cargas, fatiga, y desgaste) se muestran a la derecha, mientras que otros parámetros de operación (los parámetros de funcionamiento, las características de la broca, diseño del punto de conexión) se muestran a la izquierda.

Figura 49. Factores e Interacciones que Afectan la Integridad del *Casing*.



Fuente: *Casing Drilling Application Design Considerations*, IADC/SPE 59179. 2000.

La mayoría de estos factores que afectan el sistema *Casing Drilling* se pueden manejar con técnicas convencionales de la ingeniería de perforación, pero tres aspectos como *buckling* o pandeo, fatiga, e hidráulica merecen tratamiento de diseño especial.

En la planeación de la perforación en campos de desarrollo se debe implementar la “reingeniería de diseño de pozos” en todos los procesos establecidos para la perforación de pozos de petróleo y gas. Esto permitirá reducir constantemente los costos de la perforación y aumentar la rentabilidad

de los proyectos de inversión en campos con explotación intermedia o avanzada, e incorporar nuevas tecnologías que permitan a la empresa lograr dichos objetivos.

Cualquier empresa perforadora se preocupa por su permanencia en el mercado, por lo que tiene entre sus principales objetivos el estar a la vanguardia en la tecnología de perforación y así ser competitivos en los mercados nacionales e internacionales, en el entendimiento de que toda incorporación de tecnología deberá ser orientada a una reducción en costos o en un incremento en la inversión de sus clientes. Con esta actitud se detecto la técnica de perforación no convencional *Casing Drilling*.

4.6.1 Requisitos para Utilizar la Técnica Casing Drilling.

La aplicación de la técnica *Casing Drilling*, deberá implementarse únicamente en los pozos y campos que cumplan con los siguientes requisitos.

- Los campos deben de ser, de desarrollo en explotación intermedia o avanzada, donde se requiere aumentar la rentabilidad de los proyectos de inversión (activos). Por lo tanto las formaciones a perforar deben estar perfectamente identificadas y serán factibles de perforar con esta técnica
- En pozos verticales someros a medianos con una profundidad promedio entre 4.900 y 11.000 pies.
- Pozos que requieran solo 2 ó 3 etapas para su perforación.
- Que sus necesidades de producción se manejen a través de diámetros reducidos.
- Que las conexiones a utilizar para este tipo de tuberías tengan valores de torsión y arrastre, igual o mayor que la correspondiente tubería de perforación utilizada normalmente para perforar pozos similares.
- Los diámetros recomendables para utilizar esta técnica son 4 ½", 5", 5 ½", 6", 6 ⅝" y 7".

4.6.2 Recomendaciones Durante la Perforación.

- Se requiere del compromiso y trabajo conjunto de los involucrados para asegurar el éxito de la operación y así obtener el mayor beneficio en la aplicación de esta nueva técnica.
- Es recomendable antes de iniciar la actividad operativa tener una relación de los accesorios, herramientas y servicios que serán utilizados durante la perforación del pozo, para evitar los tiempos de espera, a fin de mejorar la logística del pozo.
- Se deberá proporcionar anticipadamente los programas detallados de perforación a todo el personal involucrado, para garantizar el buen desempeño y optimización de la perforación con esta nueva técnica.
- Es recomendable supervisar directamente la reología del lodo de perforación para mantener valores bajos en la viscosidad plástica y punto de cedencia, para optimizar la hidráulica durante la perforación.
- Se deberá conocer el gradiente de formación y fractura para mantener el gradiente del lodo de perforación muy cercano al de formación durante la perforación, a fin de evitar el riesgo de pegadura por presión diferencial y también de esta manera incrementar el ritmo de penetración.
- En la perforación se deberán manejar los parámetros de operación dentro de un rango razonable, que permita utilizar eficientemente las tuberías y conexiones programadas en el diseño.

La técnica no convencional *Casing Drilling* es una alternativa más, por lo tanto no deberá utilizarse indiscriminadamente para cualquier pozo y campo, sin antes haber hecho una evaluación extensa de pozos candidatos a este tipo de tecnología.

4.7 TIEMPOS OPERACIONALES Y VENTAJA ECONÓMICA

Luego de haber expuesto la tecnología de perforación con tubería de revestimiento, es necesario comparar con los métodos convencionales de perforación los cuales utilizan la tubería de perforación (*drillpipe*). En los campos petroleros de Colombia ya se ha practicado la perforación con tubería de revestimiento, por lo que la comparación se hará entre pozos de similares características perforados en Colombia y alrededor del mundo.

Uno de los principales atractivos de la técnica *Casing Drilling* es la ventaja que ofrece con respecto al tiempo de operación, que se ve reflejado en una reducción económica en la construcción del pozo, todo esto en comparación con la perforación con tubería *drillpipe*.

4.7.1 Aplicación de la Tecnología Casing Drilling en los Pozos del Bloque Cóndor, como Alternativa de Solución a los Problemas de Pérdidas de Circulación en el Piedemonte Llanero - Colombia.

En el año 2008, Lukoil Overseas Colombia Ltd. Realizó la primera aplicación de la tecnología *Casing Drilling* en Colombia, buscando obtener beneficios sustanciales durante la perforación en zonas de pérdidas de circulación del piedemonte llanero Colombiano. En esta aplicación se perforaron dos secciones en dos pozos del campo Cóndor, utilizando tecnología no recuperable en la sección de revestimiento de 20" y tecnología recuperable para la sección de revestimiento de 13 3/8".

La Compañía Lukoil tiene presencia en diferentes países del mundo en Colombia hace presencia en el proyecto Cóndor. El Bloque Cóndor está localizado en el piedemonte llanero (cordillera oriental), entre los departamentos de Boyacá, Casanare, Cundinamarca y Meta, jurisdicción de San Luís de Gaceno, como se observar en la figura 50. Se encuentra ubicado aproximadamente a 60 kilómetros al sureste de la ciudad de Bogotá y a 80

kilómetros al suroeste de los campos Cusiana y Cupiagua de la compañía BP, en la estructura del anticlinal Medina.

Figura 50. Ubicación del Bloque Córdor.



Fuente: DURÁN V.M. Lukoil Overseas Ltd., RINCÓN J.A. Tesco Corporation Colombia. Aplicación de la Tecnología *Casing Drilling* en los Pozos del Bloque Córdor, como Alternativa de Solución a los Problemas de Pérdidas de Circulación en el Piedemonte Llanero - Colombia.

Entre julio de 2005 y junio de 2006 Lukoil Overseas Colombia Ltd. perforó el pozo Córdor 1 de manera convencional, con grandes dificultades en materia de pérdidas de circulación, perdiendo un volumen estimado de 94.000 Barriles de lodo haciendo necesario emplear 24 tapones de cemento para poder avanzar en la perforación de las formaciones Carbonera 1, Carbonera 2, Carbonera 3, Carbonera 4 y Carbonera 5 con sus correspondientes tiempos no productivos por detención de la perforación para bombeo de píldoras con material de perdida, viajes de tubería para bombeo de tapones de cemento, tiempo de fragüe y servicios al taladro de perforación.

En aras de continuar y mejorar el desempeño de la campaña de perforación en el bloque Córdor y estudiando los más recientes avances tecnológicos de la industria de perforación en materia de control o reducción de pérdidas de circulación, Lukoil Overseas Colombia Ltd., determinó como mejor opción para la perforación de las secciones problemáticas de sus pozos Lengupá 1 y

Cóndor 2, la tecnología *Casing Drilling* de Tesco en sus opciones recuperable y no recuperable. En la figura 51 se observan las locaciones de los pozos Lengupá 1 y Cóndor 2.

Figura 51. Locaciones de los Pozos Lengupá 1 y Cóndor 2.



Pozo Lengupá 1

Pozo Cóndor 2

Fuente: DURÁN V.M. Lukoil Overseas Ltd., RINCÓN J.A. Tesco Corporation Colombia. Aplicación de la Tecnología *Casing Drilling* en los Pozos del Bloque Cóndor, como Alternativa de Solución a los Problemas de Pérdidas de Circulación en el Piedemonte Llanero - Colombia..

Para el caso del bloque Cóndor, la principal aplicación de la tecnología radica en la posibilidad de perforar sin retornos de cortes de manera segura y en la reducción o minimización de las pérdidas de circulación. Estos dos principios se obtienen gracias, en primer lugar, al uso de *casing* como sarta de perforación, para proteger la integridad del hueco perforado y en segundo lugar el efecto *plastering*.

Para los dos proyectos se utilizó la opción no recuperable, este tipo de aplicación se empleó en la sección de 24" con el zapato *EzCase* fabricado por la compañía Baker Hughes Christensen y revestimiento de conexión BTC. La opción recuperable se usó en la sección de 17 ½" con revestimiento de 13 ⅜" *Buttress* en los dos pozos del proyecto.

Durante el desarrollo del proyecto se emplearon los anillos de torque MLT, logrando proporcionar un delta de torque de 60.210 lbf/t adicional al nominal del revestimiento en uso *yield* torque 13.380 lbf/ft, en revestimiento de 13 3/8" 68 lb/ft, L-80, con lo cual tenemos un *yield* torque total de 73.590 lbf/ft. Al lograr estos valores de resistencia al torque de perforación, el revestimiento se declara en condiciones operativas para poder ser empleado para perforar y se estará dentro de los valores obtenidos en las simulaciones realizadas con los software especializados en torque y arrastre.

El ensamblaje de fondo empleado durante la sección no recuperable de los pozos del proyecto, está constituido por un zapato perforador perforable *EzCase* de 24" con conexión 20" *BTC*, una junta de *casing* de 20" *BTC* 106,5Lb/Ft K-55 y un *float collar* de 20" convencional *BTC*.

En las secciones recuperables de los pozos del proyecto, se emplearon ensamblajes de fondo en diferentes configuraciones estándar tales como: ensamblaje rígido pendular, ensamblaje con motor de fondo únicamente, ensamblaje con MWD electromagnético únicamente, ensamblaje con motor y MWD electromagnético, entre otros. La recuperación y asentamiento de BHA en todas las fases fue exitosa. El ensamblaje típico está compuesto de abajo hacia arriba de: broca de 12 WOD, conjunto ensanchador de hueco a 17 1/2", motor de fondo de alto torque y bajas revoluciones por minuto, MWD electromagnético, botella de perforación no magnética, estabilizador interno, botella de perforación corta, estabilizador no magnético, ensamblaje *de Casing Drilling* DLA (*Drill Lock Assembly*) y juntas de *casing* hasta superficie.

El desempeño del trabajo direccional, adquisición de datos de posición y orientación desarrollados con la tecnología *Casing Drilling* superó las expectativas, permitiendo deslizar y ganar ángulo y dirección según el plan trazado para el pozo en la etapa de *planning*.

Durante la perforación se observaron vibraciones laterales y axiales generadas por la broca, motor de fondo y la misma sarta cuando perfora en un hueco sin fluido. El problema fue resuelto bombeando frecuentemente a través del anular la píldora "*gunk squeeze*" que es una mezcla de diesel con bentonita o también levantando la sarta y cambiando los parámetros de perforación.

4.7.1.1 Presentación de datos y Resultados. Como resultado de la aplicación de la tecnología *Casing Drilling* en los pozos del bloque Cóndor se obtienen los siguientes resultados en ahorros de tiempo y reducción de costos:

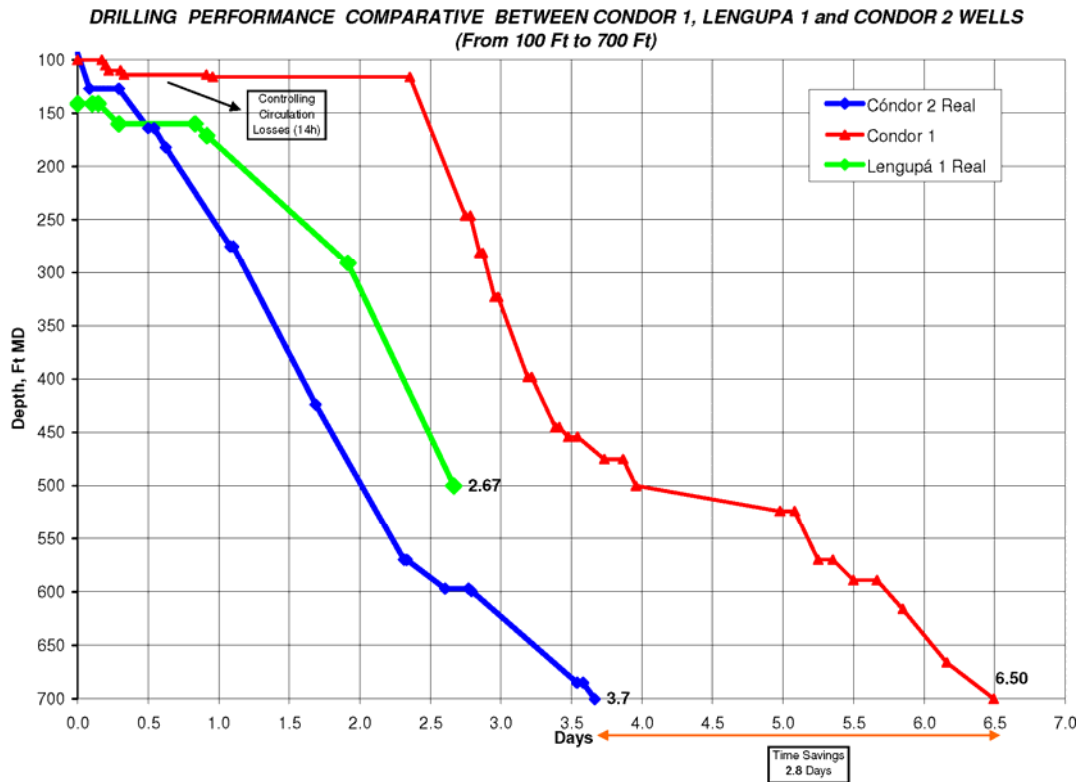
Se perforaron exitosamente dos secciones de 24" con revestimiento de 20" BTC con tecnología no recuperable de forma exitosa logrando sentar los revestimientos a las profundidades planeadas sin inconvenientes y dos secciones de 17 ½" con *casing* de 13 ⅜" BTC vertical y direccionalmente, presentándose algunos inconvenientes pero logrando aislar zonas de pérdidas de forma exitosa hasta donde se decidió perforar. Durante la perforación se evidenció una reducción significativa de las pérdidas de circulación gracias a la acción del efecto *plastering* de acuerdo a lo planeado.

En la figura 52, se observa el desempeño de la perforación con la tecnología *Casing Drilling* en los pozos del proyecto, Lengupá 1 y Cóndor 2, comparado con el pozo Offset Cóndor 1, Las profundidades finales comparadas para cada pozo en la sección de superficie (24") son: Lengupá 1.500 ft, Cóndor 1.700 ft y Cóndor 2.700 ft. En la sección de superficie las cifras obtenidas se resumen así:

Cóndor 1 convencional Vs. Lengupá 1 *Casing Drilling*, el resultado de la aplicación de la tecnología muestra que en el pozo Cóndor 1, se alcanzó la profundidad de 500 Ft en 3,9 días, mientras que en el pozo Lengupá 1, se llegó en 2,67 días, ahorrando de esta forma 1,23 días de operación.

Cóndor 1 convencional Vs. Cóndor 2 *Casing Drilling*, el resultado de la aplicación de la tecnología muestra que en el pozo Cóndor 1, se alcanzó la profundidad de 700 ft en 6,5 días, mientras que en el pozo Cóndor 2, se llegó en 3,7 días, ahorrando de esta forma 2,8 días de operación.

Figura 52. Comparativo de Tiempos entre el Pozo Offset Cóndor 1 y los Pozos del Proyecto, Lengupá 1 y Cóndor 2 Seccion 24”.

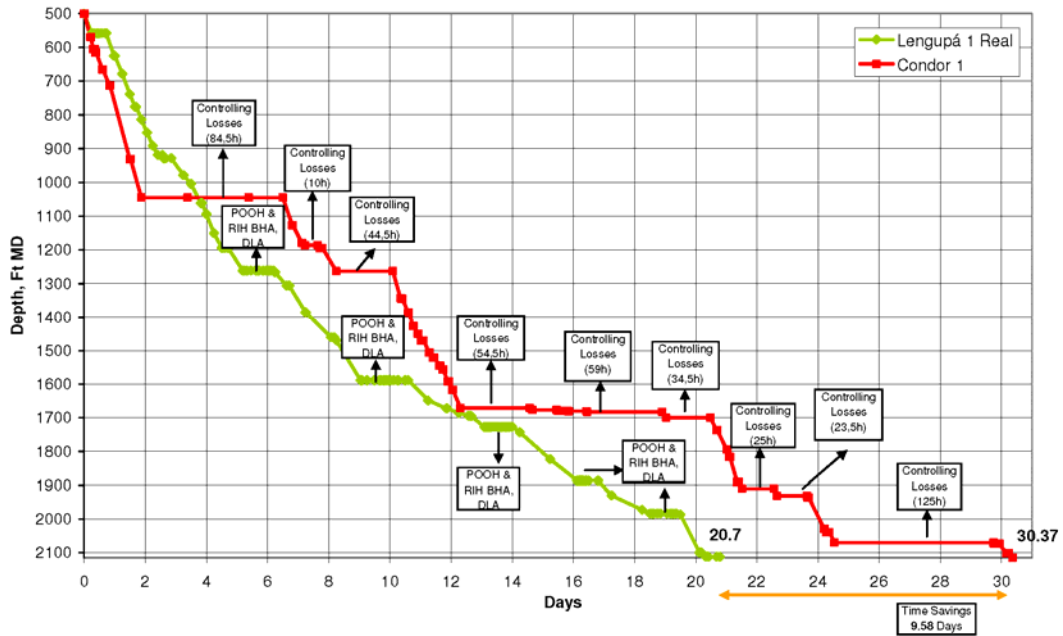


Fuente: DURÁN V.M. Lukoil Overseas Ltd., RINCÓN J.A. Tesco Corporation Colombia. Aplicación de la Tecnología *Casing Drilling* en los Pozos del Bloque Cóndor, como Alternativa de Solución a los Problemas de Pérdidas de Circulación en el Piedemonte Llanero - Colombia.

En la figura 53, se observa el desempeño de la perforación con la tecnología *Casing Drilling* en el pozo del proyecto, Lengupá 1, comparado con el pozo Offset Cóndor 1, para la sección de 17 ½". La profundidad final del comparativo es 2.115 ft las cifras obtenidas se resumen así:

Cóndor 1 convencional Vs. Lengupá 1 *Casing Drilling*, el resultado de la aplicación de la tecnología muestra que en el pozo Cóndor 1, se alcanzó la profundidad de 2.115 ft en 30,37 días, mientras que en el pozo Lengupá 1, se llegó en 20,7 días, ahorrando de esta forma 9,58 días de operación.

Figura 53. Comparativo de Tiempos entre el Pozo Offset Cóndor 1 y el Pozo del Proyecto, Lengupá 1 Sección 17 ½".



Fuente: DURÁN V.M. Lukoil Overseas Ltd., RINCÓN J.A. Tesco Corporation Colombia. Aplicación de la Tecnología *Casing Drilling* en los Pozos del Bloque Cóndor, como Alternativa de Solución a los Problemas de Pérdidas de Circulación en el Piedemonte Llanero - Colombia.

En relación al ahorro de costos obtenido por la implementación de la tecnología, se tiene:

En la sección superficial de 24" en el pozo Lengupá 1 las pérdidas de lodo fueron de 7.558 bbl, pero en el pozo offset convencional Cóndor 1 a la misma profundidad el volumen perdido fue de 29.893 bbl, con lo cual los ahorros en costos por los 22.335 bbl de lodo ahorrado con un valor por barril de U\$ 23,37 ascienden a U\$ 521.968,95.

Con un valor de operación diaria para Lukoil Overseas Colombia Ltd, en esta sección superficial de U\$ 80.000 y después de obtener 1,23 días de ahorro se calculan U\$ 98.400 adicionales en ahorros.

De igual forma y gracias al uso de la tecnología *Casing Drilling*, no fue necesario utilizar tapones de cemento para control de perdidas, como si fue necesario en el pozo offset Cóndor 1, donde a la misma profundidad ya se habían balanceado tres tapones de cemento con un volumen total de 269 bbl con un costo promedio por barril de U\$ 106,67 es decir, se dejó de gastar U\$ 28,694 adicionales sin incluir los viajes de tubería requeridos para el bombeo de los mismos.

En la sección superficial de 24" en el pozo Cóndor 2 las pérdidas de lodo fueron de 3.664 bbl, pero en el pozo offset convencional Cóndor 1 a la misma profundidad el volumen perdido fue de 4.743 bbl, con lo cual los ahorros en costos por los 1.079 bbl de lodo ahorrado con un valor por barril de U\$ 24 ascienden a U\$ 25,896.

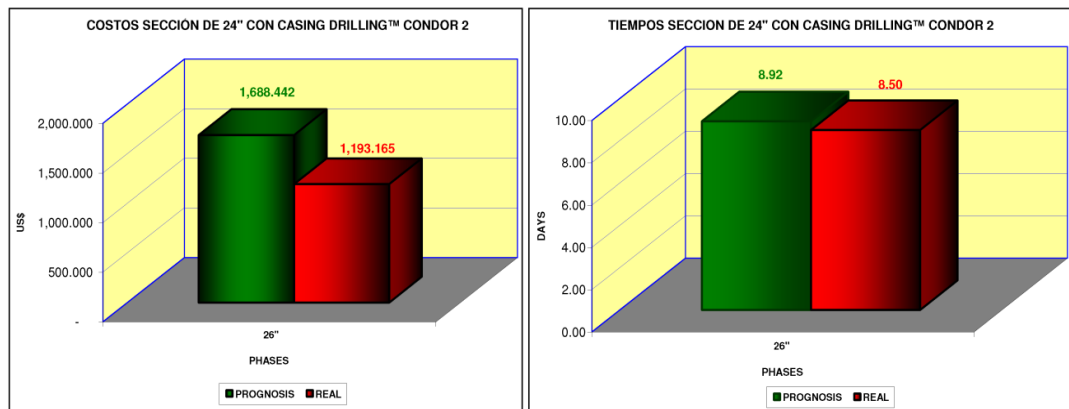
Con un valor de operación diaria para Lukoil Overseas Colombia Ltd. En esta sección superficial de U\$ 80.000 y habiendo ganado 2,8 días de ahorro se obtienen U\$ 224.000 adicionales de ahorro.

También se observó para el pozo Cóndor 2 que gracias al uso de la tecnología *Casing Drilling* tampoco fue necesario colocar tapones balanceados de cemento para control de pérdidas, es decir se dejó de gastar U\$ 28.694 adicionales sin incluir los viajes de tubería requeridos para el bombeo de los mismos.

De esta forma y sólo en la primera sección con la aplicación de la tecnología en dos pozos, fue posible obtener ahorros para Lukoil Overseas Colombia Ltd., cercanos a un millón de dólares calculados a partir del pozo de referencia.

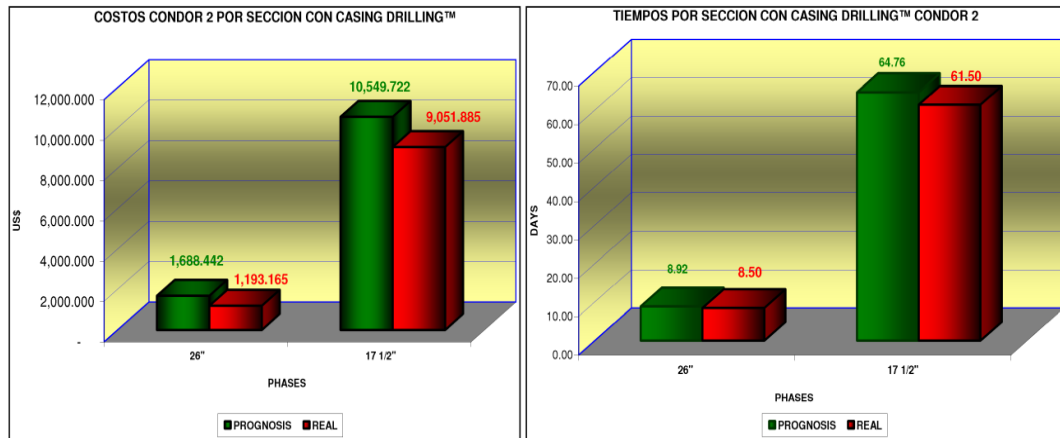
En la figura 54 se muestran los costos totales de la sección de 24" del pozo Cónдор 2 y los tiempos totales de la sección de 24" del pozo Cónдор 2. La figura 55 muestra los costos acumulados de la sección de 24" y 17 ½" del pozo cónдор 2 y los tiempos acumulados de la sección de 24" y 17 ½" del pozo Cónдор 2.

Figura 54. Costos Totales sección 24" Pozo Cónдор 2, y Tiempos Totales Sección 24" Pozo Cónдор 2.



Fuente: DURÁN V.M. Lukoil Overseas Ltd., RINCÓN J.A. Tesco Corporation Colombia. Aplicación de la Tecnología *Casing Drilling* en los Pozos del Bloque Cónдор, como Alternativa de Solución a los Problemas de Pérdidas de Circulación en el Piedemonte Llanero - Colombia.

Figura 55. Costos Acumulados Sección 24" y 17 ½" Pozo Cóndor 2, y Tiempos Acumulados Sección 24" y de 17 ½" Pozo Cóndor 2.



Fuente: DURÁN V.M. Lukoil Overseas Ltd., RINCÓN J.A. Tesco Corporation Colombia. Aplicación de la Tecnología *Casing Drilling* en los Pozos del Bloque Cóndor, como Alternativa de Solución a los Problemas de Pérdidas de Circulación en el Piedemonte Llanero - Colombia.

Con respecto a la perforación llevada en el bloque Cóndor con la técnica *Casing Drilling* se puede concluir que:

- El correcto análisis de información de los pozos *offset* y la adecuada selección e implementación de la tecnología por parte de las dos compañías involucradas, dio lugar al logro de los objetivos trazados en relación a la reducción de tiempos asociados a la perforación a causa de los problemas encontrados en pozos anteriores, mostrando a su vez una opción para la continuidad de los programas de perforación en el área de forma segura y eficiente aplicando en todo momento las lecciones aprendidas en cada trabajo a través de la innovación y conocimiento.
- Con la aplicación de la tecnología *Casing Drilling* se obtiene una mejor calidad en la geometría del hueco, lo cual incide directamente en los volúmenes de cemento requerido.
- Operación segura para el personal involucrado en el área.

- La tecnología ha permitido ahorros significativos en tiempos de operación, minimiza las pérdidas del fluido de perforación, lo que redundará en menores costos operativos.
- Esta aplicación demostró ser una práctica con gran aplicación para el futuro desarrollo del bloque Cándor.
- Se registraron lecciones aprendidas importantes en relación a la selección y posicionamiento de motores de fondo en la sarta empleada para perforar con la tecnología *Casing Drilling* en este bloque y la importancia del manejo adecuado de los *dog legs* en función al diámetro de los revestimientos en uso y según estudios realizados y recomendados.
- Es posible realizar trabajo direccional en conjunto con la tecnología *Casing Drilling* de acuerdo al plan direccional trazado.
- Al emplear la tecnología *Casing Drilling* se comprobó que es posible avanzar perforando sin retornos adecuadamente.

4.7.2 Aplicación de la tecnología Casing Drilling y Casing Drive System (CDS), como una Alternativa para la Optimización de las Operaciones de Perforación de Secciones Iniciales y Corrida de Revestimiento en Secciones Intermedias o de Producción.

ECOPETROL S.A. seleccionó *Casing Drilling* en la perforación de dos pozos de desarrollo Castilla Norte 46 y Nutria 38 localizados en los campos Castilla y Nutria respectivamente; junto con la utilización del sistema *Casing Drive System* (CDS) en la corrida de revestimiento de la sección intermedia en el pozo Suria Sur 18 ST1 localizado en el campo Suria; como una oportunidad de aplicación de nuevas tecnologías en las operaciones de perforación de la compañía operadora.

Como resultado se logró obtener ahorros en los tiempos operacionales, disminución de los problemas asociados a eventos no planeados en el pozo, obteniendo ahorros en los costos de la operación con el valor agregado que el

revestimiento siempre llegó a la profundidad planeada de manera segura y eficiente.

Para el caso en particular de los pozos perforados en el campo Castilla y Nutria se resolvieron problemas operacionales como taponamiento de *flowline*, perdidas de circulación y se consiguió llevar el revestimiento hasta el punto planeado, disminuyendo los tiempos no productivos que tienen como objetivo principal optimizar los tiempos y costos asociados a la perforación de la primera sección de pozo y la corrida de revestimientos en la sección intermedia, lo que al final se traduce en ahorros importantes para el operador permitiendo así optimizar su plan de perforación.

El pozo Castilla Norte 46 se encuentra ubicado en el campo Castilla en la cuenca de los llanos orientales cerca Villavicencio, la sección inicial va desde superficie hasta 1.000 pies de profundidad y se completa con revestimiento de 13 $\frac{3}{8}$ " BTC, 68 lb/ft. En esta sección se encuentra la formación Guayabo compuesta principalmente por una litología conglomerática los primeros 100 ft y desde este punto hasta 1.000 ft compuesta de arena y arcillas muy reactivas. El principal problema observado en este campo incluye el taponamiento de *flowline* debido a la cantidad de arcillas presentes durante la sección. Esta sección fue perforada con la tecnología *Casing Drilling*.

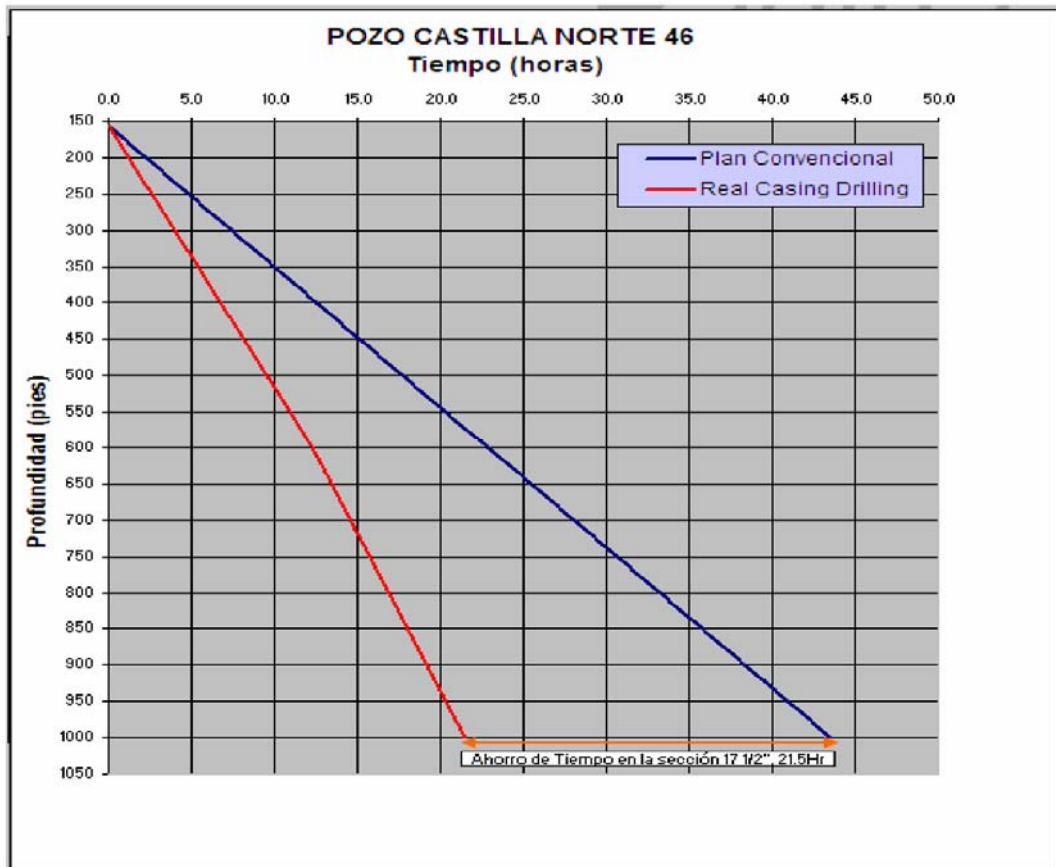
El objetivo principal fue perforar la sección de 17 $\frac{1}{2}$ " pulgadas usando *casing* de 13 $\frac{3}{8}$ " desde 156 ft hasta 1.000 ft. Desde superficie hasta 156 ft se perforó convencionalmente usando una broca tricónica. Se perforaron en total 844 ft durante 20 horas en fondo incluyendo conexiones para una ROP promedio de 42 ft/hr. Utilizando la tecnología *Casing Drilling* fue posible obtener los siguientes ahorros:

Ahorros en tiempo:

- El tiempo planeado por ECOPETROL para perforar y dejar el revestimiento en 1.000 ft es de 43,5 hr, con perforación convencional.

- El tiempo empleado para perforar y dejar el revestimiento en 1.000 ft con la tecnología *Casing Drilling* es de 21,5 hr.
- El ahorro obtenido es de 22 horas. Como se observa en la figura 56.

Figura 56. Grafico Comparativo de Tiempo para el Pozo Castilla Norte 46.

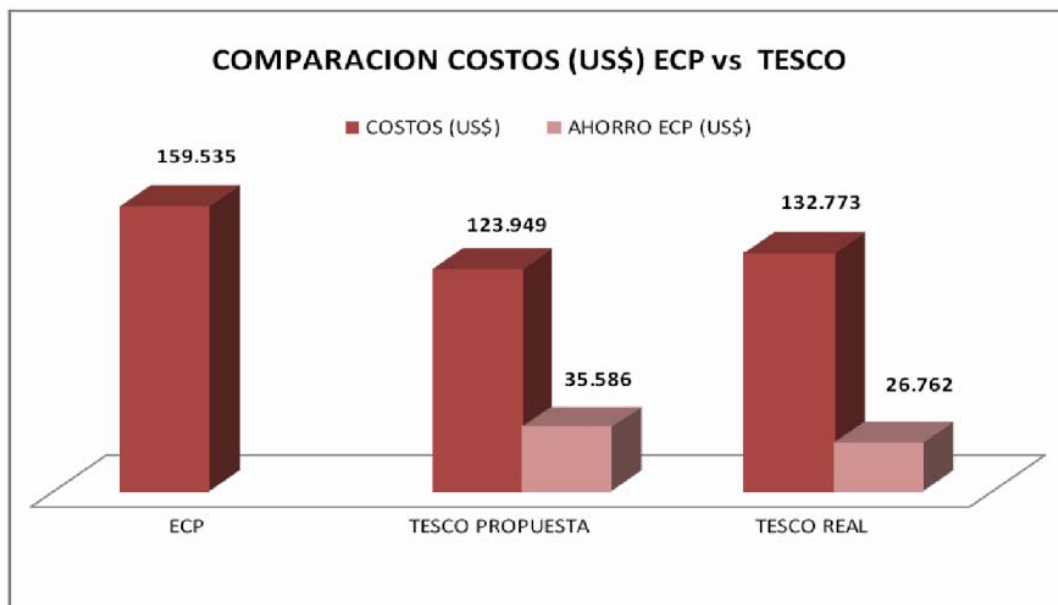


Fuente: RODRÍGUEZ S.Y., MÁRQUEZ E.M. ECOPETROL S.A., LÓPEZ DE MESA F., OROZCO I. TESCO CORPORATION. Aplicación de la Tecnología *Casing Drilling* y *Casing Drive System* (CDS), como una Alternativa para la Optimización de las Operaciones de Perforación de Secciones Iniciales y Corrida de Revestimiento en Secciones Intermedias o de Producción. 2009.

Ahorros en Costos:

- El costo planeado por ECOPETROL para perforar y dejar el revestimiento en 1.000 pies es de U\$ 159.535 con perforación convencional.
- El costo para perforar la sección y dejar el revestimiento a 1.000 ft usando la tecnología *Casing Drilling* es de U\$ 132.773
- El ahorro obtenido es de U\$ 26.762. Como se observa en la figura 57.

Figura 57. Comparativo de Costos para el Pozo Castilla Norte 46.

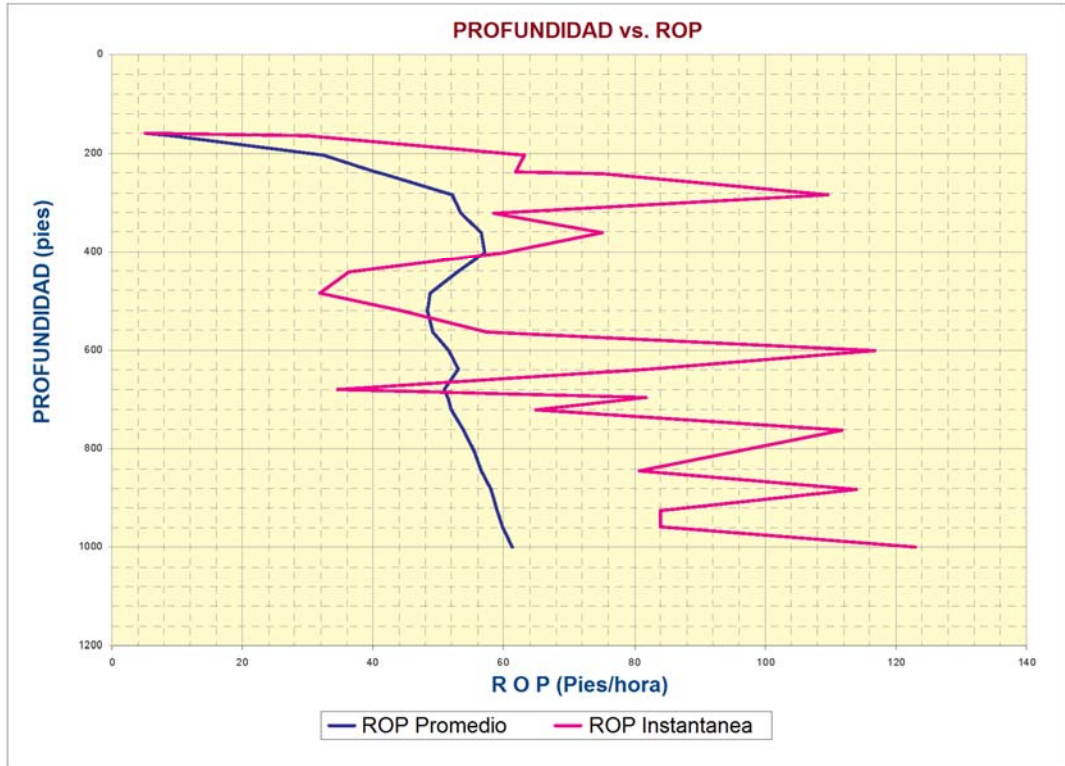


Fuente: RODRÍGUEZ S.Y., MÁRQUEZ E.M. ECOPETROL S.A., LÓPEZ DE MESA F., OROZCO I. TESCO CORPORATION. Aplicación de la Tecnología *Casing Drilling* y *Casing Drive System* (CDS), como una Alternativa para la Optimización de las Operaciones de Perforación de Secciones Iniciales y Corrida de Revestimiento en Secciones Intermedias o de Producción. 2009.

La formación Guayabo fue perforada exitosamente con la tecnología *Casing Drilling* hasta la profundidad total planeada de 1.000 ft. La tasa de penetración (ROP) promedio efectiva fue de 61,3 ft/hr como se muestra en la figura 58, la ROP promedio con conexiones fue de 40 ft/hr, la longitud total perforada fue

844 ft, tomando para este efecto 20 hr. El trabajo de cementación se realizó satisfactoriamente.

Figura 58. Grafico de Desempeño ROP del Pozo Castilla Norte 46.



Fuente: RODRÍGUEZ S.Y., MÁRQUEZ E.M. ECOPETROL S.A., LÓPEZ DE MESA F., OROZCO I. TESCO CORPORATION. Aplicación de la Tecnología *Casing Drilling* y *Casing Drive System* (CDS), como una Alternativa para la Optimización de las Operaciones de Perforación de Secciones Iniciales y Corrida de Revestimiento en Secciones Intermedias o de Producción. 2009.

El pozo Nutria 38 se encuentra ubicado en el campo Nutria en la cuenca del Magdalena Medio en el área de Lisama. La sección inicial va desde superficie hasta 1.000 ft aproximadamente (Formación Real) y se completa con revestimiento de 9 5/8" BTC, 47 lb/ft. Esta formación está compuesta principalmente de arena, arenisca, arcilla y arcillolita. La sección inicial de los pozos Nutria presenta una zona de pérdidas parciales y en algunos casos totales debido a la baja compactación y altos valores de permeabilidad y

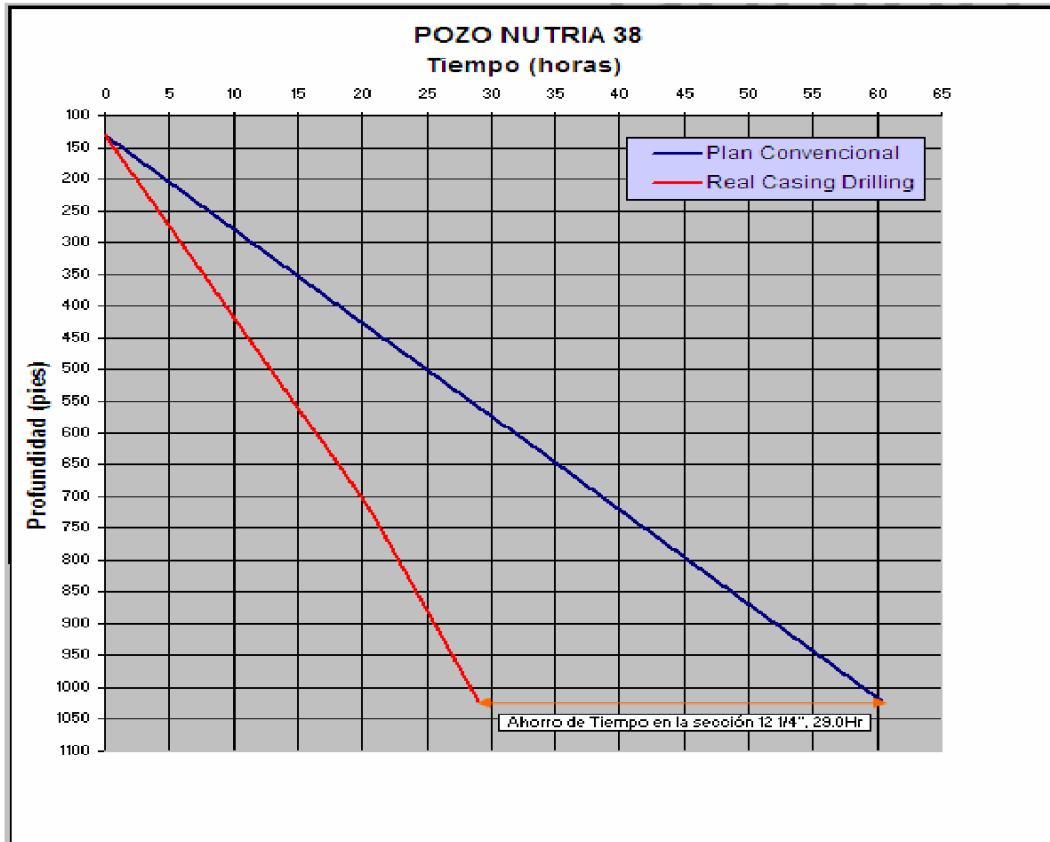
porosidad. En algunos casos, se presenta taponamiento de *flowline* debido al manejo de arcilla y arcillolita. Esta sección también fue perforada con la tecnología *Casing Drilling*.

El objetivo principal fue perforar la sección de 12 ¼" usando *casing* de 9 ⅝" desde 130 ft hasta 1.020 ft. Desde superficie hasta 130 ft se perforó convencionalmente usando una broca tricónica. Se perforaron en total 890 ft durante 15 horas en fondo incluyendo conexiones para una ROP promedio de 61,5 ft/hr. El objetivo se alcanzó en una sola corrida, logrando perforar a través de una zona de pérdidas de circulación sin inconvenientes con lo cual fue posible obtener los siguientes ahorros:

Ahorros en tiempo:

- El tiempo planeado por ECOPETROL para perforar y dejar el revestimiento en 1.020 ft es de 60,3 hr con perforación convencional.
- El tiempo empleado para perforar y dejar el revestimiento en 1.020 ft con la tecnología *Casing Drilling* es de 29 hr.
- El ahorro obtenido es de 32 hr. Como se observa en la figura 59.

Figura 59. Grafico Comparativo de Tiempo para el Pozo Nutria 38.

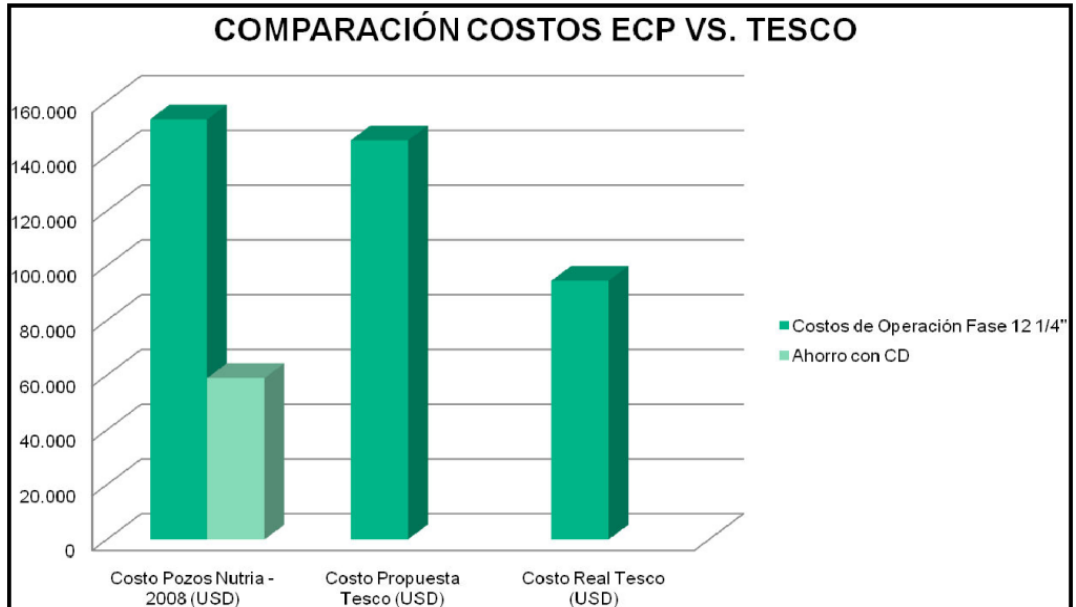


Fuente: RODRÍGUEZ S.Y., MÁRQUEZ E.M. ECOPETROL S.A., LÓPEZ DE MESA F., OROZCO I. TESCO CORPORATION. Aplicación de la Tecnología *Casing Drilling* y *Casing Drive System* (CDS), como una Alternativa para la Optimización de las Operaciones de Perforación de Secciones Iniciales y Corrida de Revestimiento en Secciones Intermedias o de Producción. 2009.

Ahorros en Costos:

- El costo planeado por ECOPETROL para perforar y dejar el revestimiento en 1.020 ft es de U\$ 153.453 con perforación convencional.
- El costo para perforar la sección y dejar el revestimiento a 1.020 ft usando la tecnología *Casing Drilling* es de U\$ 94.496.
- El ahorro obtenido es de U\$ 58.957. Como se observa en la figura 60.

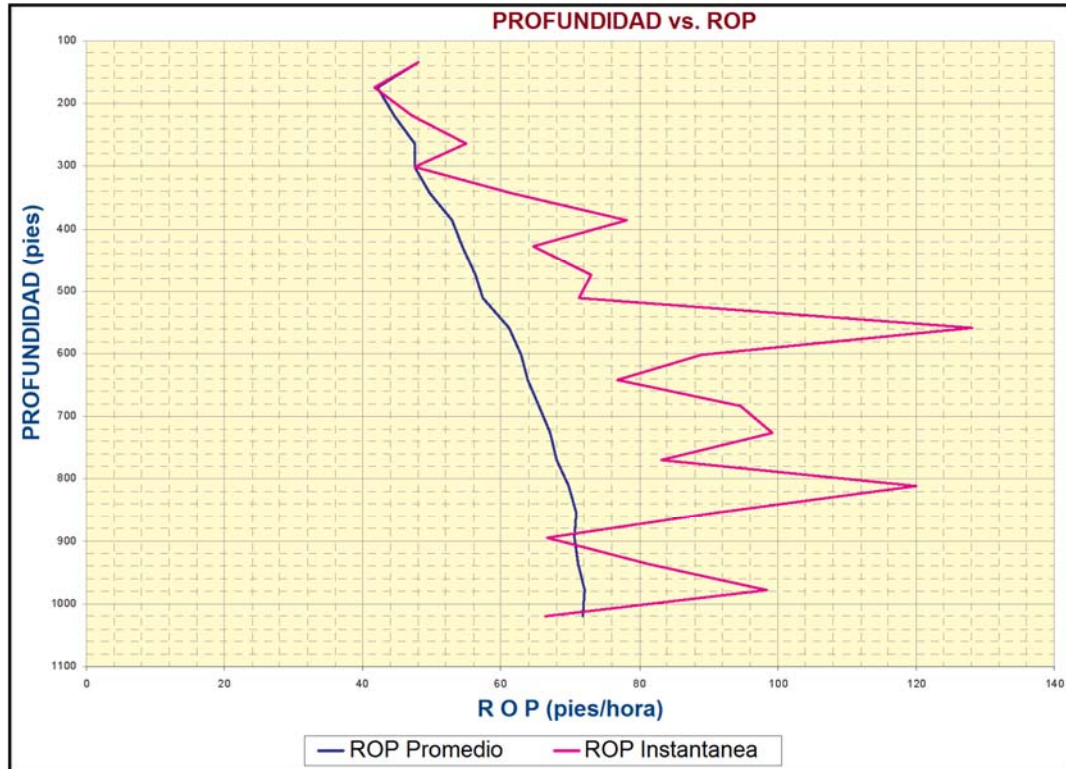
Figura 60. Comparativo de Costos para el Pozo Nutria 38.



Fuente: RODRÍGUEZ S.Y., MÁRQUEZ E.M. ECOPETROL S.A., LÓPEZ DE MESA F., OROZCO I. TESCO CORPORATION. Aplicación de la Tecnología *Casing Drilling* y *Casing Drive System* (CDS), como una Alternativa para la Optimización de las Operaciones de Perforación de Secciones Iniciales y Corrida de Revestimiento en Secciones Intermedias o de Producción. 2009.

La formación Real fue perforada exitosamente con la tecnología *Casing Drilling* hasta la profundidad total planeada de 1.020 ft. La tasa de penetración (ROP) promedio efectiva fue de 71,81 ft/hr (figura 61), la ROP promedio con conexiones fue de 61,5 ft/hr, la longitud total perforada fue 890 ft, tomando para este efecto 15 hr.

Figura 61. Grafica de Desempeño ROP del Pozo Nutria 38.



Fuente: RODRÍGUEZ S.Y., MÁRQUEZ E.M. ECOPETROL S.A., LÓPEZ DE MESA F., OROZCO I. TESCO CORPORATION. Aplicación de la Tecnología *Casing Drilling* y *Casing Drive System* (CDS), como una Alternativa para la Optimización de las Operaciones de Perforación de Secciones Iniciales y Corrida de Revestimiento en Secciones Intermedias o de Producción. 2009.

Adicionalmente se pueden considerar las siguientes ventajas operacionales en ambos casos (Castilla Norte 46 y Nutria 38):

- No hubo taponamiento de *flowline* durante la perforación.
- Se minimizaron las pérdidas de circulación frente a otros pozos de referencia en el área.
- No fue necesario hacer viajes de reacondicionamiento o para quebrar tubería.
- No es necesario gastar tiempo para torquear BHA. Mejor geometría de hueco.
- Menores costos de cementación gracias a la disminución de excesos.
- Menor volumen de tratamiento de cortes de perforación.

- No se requiere *fill up tool* debido a que el CDS sirve para rotar, circular, llevar el revestimiento del *V door* al centro de la rotaria.
- Disminución de riesgos, debido a que no se requiere personal trabajando en alturas.
- No se presentaron *Rig Services* adicionales gracias a los menores requerimientos de potencia para perforar con *casing*.
- Posibilidad de perforar con altos torques gracias al empleo de anillos de torque.
- Altas ROP instantáneas y promedio.
- Ahorros en costos operacionales indirectos, como lodo de perforación, tratamiento de cortes y costos asociados a la cementación.
- Mejoró la consistencia de las paredes del hueco (efecto *plastering*).
- Los cortes de perforación se evidenciaron más finos en el área de las rumbas, mostrando un menor volumen de cortes en superficie (efecto *plastering*).
- Operación más segura y confiable.
- Menores requerimientos de circulación, lo cual implica tener bombas de menor capacidad y por consiguiente tarifas más económicas.
- Menor consumo de combustible.
- Mayor durabilidad de partes como pistón *rubbers*, camisas, pistones, etc.
- Reducción de NPT's por daños en los equipos.
- Menor requerimiento de tubulares, cargas para movilizar e inspección de los mismos.
- Mayor vida útil del cable de perforación.

Ventajas de HSE

- Menor cantidad de personal expuesta durante la operación. (No se hace corrida de revestimiento convencional).
- No hay personal en alturas para manipular el *casing*.
- No se requiere personal para manipular llaves hidráulicas ni para herramientas de llenado de *casing*, evitando así puntos de aprisionamiento de manos.

El pozo Suria Sur 18 ST1 se encuentra ubicado en el campo Suria en la cuenca de los llanos orientales muy cerca de Villavicencio en la vía que conduce a Puerto Lopez. La sección intermedia desde 1.476 ft hasta 10.275 ft, fue perforada de manera convencional con múltiples problemas operacionales como pegas de tubería, problemas durante los viajes de acondicionamiento, etc. Como resultado de esto, se evidenció una gran cantidad de tiempos no planeados durante estas etapas. Las formaciones presentes en esta sección son: León, Carbonera, Lutita E, Carbonera C1, Areniscas Carbonera, Carbonera C2, Lutita E3, San Fernando T1 y Lutita E4. Inicialmente ECOPETROL S.A. tenía planeado correr el revestimiento de forma convencional (llaves hidráulicas y herramienta de llenado) pero esto no fue posible por múltiples problemas durante la bajada del revestimiento. Después de 11 días de tiempo no productivo registrado se optó por utilizar la herramienta *Casing Drive System* (CDS) para correr el revestimiento y completar el pozo de manera exitosa.

Durante la corrida convencional de *casing* el contratista asignado a ese trabajo no cumplió con éxito la tarea de llegar a fondo con el revestimiento y a una profundidad de 7.930 ft, ECOPETROL decide sacar el revestimiento para acondicionar nuevamente el hueco, por tal razón y en vista que los viajes fueron muy difíciles se decide hacer uso de la tecnología *Casing Drive System* "CDS" y poder así llegar a fondo y adicionalmente un mejor rendimiento en la terminación de la fase de 9 5/8".

El objetivo fue utilizar la tecnología CDS, el zapato rimador *Warthog* y los anillos de torque MLT en cada una de las conexiones de las juntas y accesorios para alcanzar el *casing point* planeado de 10.270 ft para el revestimiento de 9 5/8" rotando y circulando para pasar obstrucciones cuando fuere necesario. Después de casi 11 días de tiempo no productivo registrado, se inició la corrida de *casing* de 9 5/8". Corrió entre 7.207 ft hasta 10.270 ft (Punto de asentamiento de revestimiento), encontrando puntos apretados; trabajando, rotando y circulando variando los parámetros de acuerdo al estado del pozo entre 40 y

150 revoluciones por minuto RPM (torque durante la corrida, entre 10.000 lbs-ft y 30.000 lbs-ft) y peso máximo sobre el zapato rimador fue 25.000 lb. Se detectaron zonas de amago de pegas que fueron superadas de manera exitosa con el CDS evitando así aumentar la estadística de tiempos no productivos y concluyendo satisfactoriamente la sección. La tabla 5 muestra los parámetros durante la corrida del revestimiento en el pozo Suria Sur 18 ST1.

Tabla 5. Tabla de Parámetros Durante la Corrida de Revestimiento Suria Sur 18 ST1.

Profundidad (ft)	Caudal Q (GPM)	Presión SPP (PSI)	WOB (lbs)	RPB	Torque (lbs-ft)
1463	240	100	0	10	2000
3018	288	250	0	20	2000
4016	301	350	0	20	2000
7207	427	500	10000	40	10000
7987	531	500	10000	70	12000
9693	611	650	25000	110	18000
10199	611	600	25000	150	25000-30000
10270	590	650	12000	130	30000

Fuente: RODRÍGUEZ S.Y., MÁRQUEZ E.M. ECOPETROL S.A., LÓPEZ DE MESA F., OROZCO I. TESCO CORPORATION. Aplicación de la Tecnología *Casing Drilling* y *Casing Drive System* (CDS), como una Alternativa para la Optimización de las Operaciones de Perforación de Secciones Iniciales y Corrida de Revestimiento en Secciones Intermedias o de Producción. 2009.

Con respecto a la perforación llevada en Castilla Norte 46 y Nutria 38 y la corrida de *casing* en el pozo Suria Sur 18 ST1 con la técnica *Casing Drilling* se puede concluir que:

- La tecnología *Casing Drilling* es una aplicación que minimiza los problemas operacionales como pérdidas de circulación, elimina los eventos de taponamiento de *flowline*, disminuye costos y mejora los tiempos de

perforación, contribuyendo así a la producción temprana de los campos donde sea implementada.

- Operación de aplicación de nueva tecnología exitosa para ECOPETROL S.A.
- La corrida de revestimiento no hubiese sido posible con técnicas convencionales de corrida de *casing*, según lo manifestado por el ECOPETROL S.A. El uso de la tecnología *Casing Drive System* "CDS", permite bajar los revestimientos sin realizar el viaje previo de acondicionamiento, reduciendo los tiempos de taladro y problemas potenciales asociados a la litología.
- La operación fue más segura para todo el personal involucrado en las actividades de *Casing Drilling* y corrida de revestimientos.

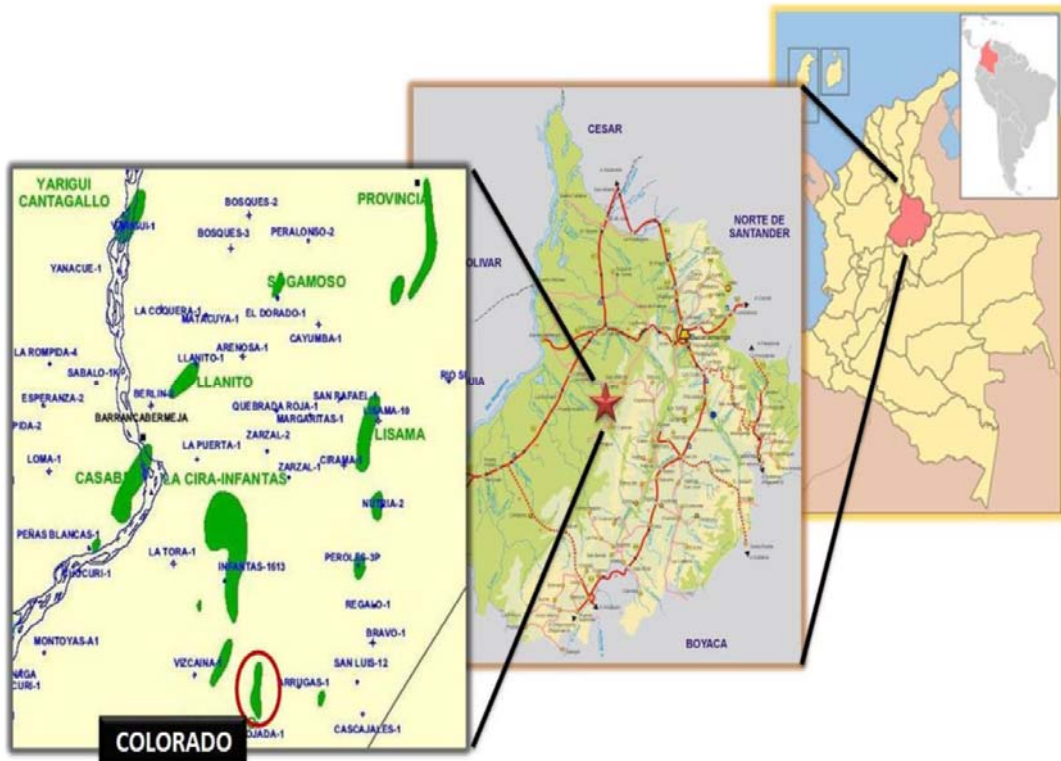
5. DESCRIPCION CAMPO ESCUELA COLORADO

Actualmente el Campo Colorado es una unidad académico administrativa de carácter científico, tecnológico y de operación de hidrocarburos, creada para poner en funcionamiento el convenio de cooperación empresarial con fines científicos y tecnológicos suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL S.A. El principal objetivo de este convenio es que la universidad incorpore un componente práctico a su oferta académica, y que la industria petrolera nacional disponga de un laboratorio para la experimentación y desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a aumentar la producción del país.

5.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA CAMPO ESCUELA COLORADO

El campo colorado está situado en la parte central de la concesión de mares, en el departamento de Santander (Colombia) en jurisdicción del municipio de San Vicente de Chucurí, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y = 1'238.000 - 1'247.500 Norte con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares (ver figura 62). Se desarrollo completamente entre los años de 1953 y 1964 en donde se perforaron la mayoría de los pozos, alrededor de unos 60, con lo cual se aumento a 75 el total de pozos perforados en la estructura.

Figura 62. Ubicación Campo Colorado.



Fuente: MARTÍNEZ G. Rosa. AMAYA B. Miguel. Proyecto de Grado. Aplicación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en la Tubería de Producción en el Crudo del Campo Escuela Colorado. 2010.

5.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La evolución tectónica del VMM ha sido caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en Triásico tardío y el Cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleofallas normales, cuya MARCO subsidencia causada por tectónica de bloques (Fabre, 1983) está ligada a la depositación de los sedimentos pre-Cretáceos de las formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos. A comienzos del Cretáceo la distensión desencadena una regresión general que hasta principios del Terciario, la cual está marcada por la depositación de la Formación Lisama.

La fase tectónica en la misma época en que ocurre vulcanismo en la Cordillera Central, compresiva de la depresión del VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno (Morales, 1985). Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander-Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales. Una fase de compresión mayor ocurrida durante el Mioceno medio a tardío debido al levantamiento orogénico de la Cordillera Oriental provoca la deformación de los sedimentos hasta entonces depositados, formando una cadena plegada y fallada cabalgante con vergencia al occidente. Las paleofallas normales de basamento formadas en la fase distensiva (Triásico-Cretáceo tardío), son reactivadas como fallas inversas durante el Mioceno y Plioceno.

Durante el Mioceno Tardío-Plio-Pleistoceno se depositó la última secuencia molásica representada por el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos recientes, los cuales están poco o nada deformados (Fabre, 1983).

El VMM constituye una depresión tectónica con dos márgenes bien diferenciadas; un borde pasivo al occidente caracterizado por una geometría monoclinial con presencia de truncamientos de las formaciones Cretácicas que desaparecen hacia la Cordillera Central bajo sedimentos terciarios. Hacia la Cordillera Oriental la deformación se incrementa con un complicado margen compresional (Martínez et al., 1989), de tal manera que el subsuelo del Cretáceo es cada vez más antiguo hacia el Oeste y el Cretáceo superior se restringe al Este del VMM. Sobre este subsuelo descansan discordantemente las rocas de la secuencia sedimentaria del Terciario extendida heterogéneamente por toda la cuenca del VMM, cuya base presenta una relación de "onlap" hacia el borde oeste de la cuenca. La distribución y el tipo de depósitos está fuertemente controlada por la paleo topografía que distribuye diferentes asociaciones de facies de acuerdo a su localización paleogeográfica. En los depocentros como en el área de Yariguí, Cayumba y Vijagual los ciclos

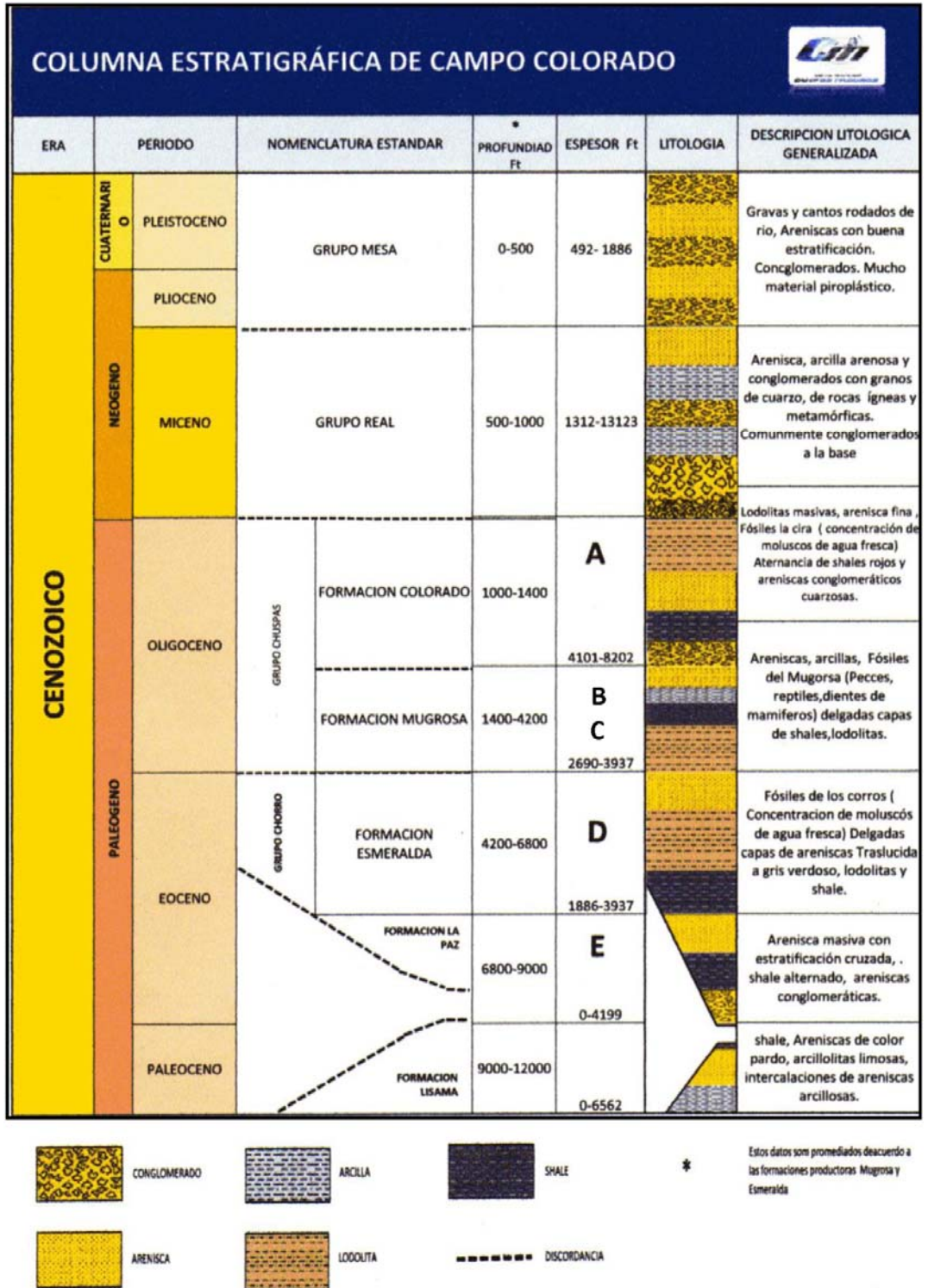
estratigráficos son más espesos y contienen generalmente mayor fracción de facies arenosas de canal. Hacia los paleo altos, como La Cristalina, Cáchira (Sogamoso) y Casabe las capas terminan en "*onlap*" y predominan facies finas de llanura de inundación y complejos de "*crevasse splay*" (ICP, 1999).

5.2.1 Estratigrafía de la Cuenca Valle Medio del Magdalena.

La secuencia estratigráfica del VMM fue inicialmente descrita por Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1958). Abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el Reciente (ver figura 63). Los alcances de este estudio son específicamente las unidades productoras correspondientes a la sección del Terciario.

5.2.1.1 Pre-Cretáceo formación Girón (Jurásico). La Formación Girón está constituida por una serie de cuarzoarenitas limpias de grano medio que gradan a cuarzoarenitas conglomeráticas y conglomerados finos con guijos de cuarzo lechoso y ocasionalmente con presencia de chert negro. Las areniscas presentan estratificación cruzada y capas lenticulares medias a gruesas, la selección es pobre, con granos subredondeados, matriz es arcillosa y cemento silíceo. El espesor de ésta formación oscila entre unos 0 a 4.500 metros, con un reporte de 2.600 metros en la sección del Río Lebrija. Se ha definido como una de las facies características de la "Molasa del Jurásico", con algunas intercalaciones más finas de capas rojas.

Figura 63. Columna Estratigráfica Generalizada Cuenca VMM.



Fuente: Archivo Campo Escuela Colorado.

5.2.1.2 Cretáceo

5.2.1.2.1 *Formaciones Los Santos-Tambor (Valanginiano - Hauteriviano)*. La secuencia comprendida por las Formaciones Los Santos - Tambor en algunas zonas reposa de manera discordante sobre rocas del Jurásico. En esta área se conocen afloramientos donde el tope de la Formación Girón corresponde a un conglomerado de 80 metros de espesor y está suprayacido discordantemente por la Formación Los Santos. En otros lugares como el Río Chucurí, el tope de la Formación Girón está conformado por unas arcillas rojas que presentan principalmente intercalaciones delgadas de areniscas hacia su base y donde el contacto con la Formación Tambor es concordante.

Hacia la base de la Formación Tambor se encuentra un conjunto rudítico, suprayacido por un intervalo lutítico arenoso seguido por un conjunto arenoso. Los ambientes de depositación corresponden a abanicos aluviales, ambientes estuarinos a mareales y ríos de baja sinuosidad en llanuras aluviales. Los análisis petrográficos y petrofísicos en muestras de superficie reportan porosidad del orden de 2,0% y permeabilidad de 0,08 mD. El espesor medido en el área de estudio alcanza los 620 metros, sin determinar su contacto a la base.

5.2.1.2.2 *Formación Rosablanca (Hauteriviano)*. Está constituida por micritas y esparitas, algunos niveles lumaquélidos, lodolitas calcáreas, algunas arenitas lodosas calcáreas con gradación a niveles micríticos y niveles concreciónales. Fue depositada en una cuenca subsidente que originó transgresión hacia el Este. El contacto inferior con la Formación Santos-Tambor es concordante. El ambiente de depósito es inframareal a supramareal con alguna influencia de tormentas y algunas facies evaporíticas. El espesor promedio en el área de estudio es de 690 metros.

5.2.1.2.3 Formación Paja (Barremiano - Aptiano temprano). La base de la Formación Paja presenta intercalaciones de micritas, calizas lumaquéticas y lodolitas carbonosas. Hacia la parte media presenta intercalaciones de capas medias a gruesas de calizas arenosas a arenitas calcáreas de grano fino, ocasionales niveles muy gruesos y macizos de calizas lumaquéticas. Hacia el tope presenta lodolitas carbonosas levemente limosas, algo calcáreas, silíceas, intercalaciones de micritas compactas macizas en capas gruesas a muy gruesas. Esta litología corresponde a ambientes marinos someros, intermareales a supramareales. Se encuentra reposando en contacto concordante sobre la Formación Rosablanca. Su espesor en el área varía entre 230 a 560 metros.

5.2.1.2.4 Formación Tablazo (Aptiano tardío - Albiano). La Formación Tablazo está en contacto gradacional con la Formación Paja hacia la base, donde está constituida por micritas lodosas, en la parte media por calizas arenosas intercaladas con niveles muy gruesos de calizas lumaquéticas. Hacia el tope se presentan intercalaciones de niveles macizos de micritas y shales negros calcáreos. En la parte media del área de estudio la sección es más calcárea y hacia el Sur se torna más arenosa. Esta secuencia fue depositada en un ambiente marino somero submareal a supramareal con oscilaciones intermareales bastante amplias. Presenta un espesor que varía entre 225 y 540 metros en el área de estudio.

5.2.1.2.5 Formación Simití (Albiano temprano - Albiano medio). La Formación Simití está caracterizada por una serie de shales negros carbonosos, lodolitas calcáreas ricas en materia orgánica, generalmente con concreciones las cuales son más abundantes hacia el tope; dentro de estas, algunas veces se presentan manifestaciones de hidrocarburo líquido. Se depositó en un ambiente marino somero. Se encuentra en contacto gradacional con la Formación Tablazo. El espesor puede variar entre 550 y 650 metros.

5.2.1.2.6 *Formación La Luna (Cenomaniano - Santoniano)*. La Formación La Luna está conformada por micritas, niveles concrecionales y de chert negro a marrón, en capas macizas, tabulares con laminación fina y contactos netos. La alternancia de facies laminadas y bioturbadas demuestra la existencia de condiciones anóxicas intermitentes. El contacto infrayacente con la Formación Simití es gradacional. El espesor en el área de estudio varía entre 450 y 595 metros, presentando mayor espesor hacia la parte media.

5.2.1.2.7 *Formación Umir (Campaniano a Maestrichtiano - Daniano)*. La Formación Umir presenta de base a techo cuarzoarenitas de grano fino de color grises, lodolitas limoarenosas de colores grises, mantos de carbón bituminoso a sub-bituminoso. Adicionalmente, se presentan intercalaciones de cuarzoarenitas de grano medio a grueso y lodolitas carbonosas. Esta formación descansa discordantemente sobre la Formación La Luna, aunque en otros sitios del Valle Medio del Magdalena se ha descrito el contacto como gradacional. Se considera que esta unidad fue depositada en un ambiente litoral-deltaico. Esta unidad puede alcanzar unos 1.300 metros de espesor en el área de estudio.

5.2.1.3 *Terciario*. La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno-Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental y fueron depositadas en una cuenca de antepaís. Posteriormente y hasta el Reciente la depositación se dio en una cuenca intermontana como parte de un cinturón deformado, producto del levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental, como respuesta a las colisiones de la Cordillera Occidental y el Arco de Panamá con el Occidente y Noroccidente de Colombia (Barrero, 1979, Colleta et al., 1990; Dengo & Covey, 1993; Cooper et al., 1995).

La secuencia terciaria del VMM ha sido subdividida desde el punto de vista regional y de producción en la unidades operacionales A, B, C, D y E. Suárez (1996) utiliza un esquema crono-estratigráfico en el cual las unidades

deposicionales se encuentran limitadas por discordancias y son denominadas informalmente por dicho autor como *Tectonosecuencias*, debido a su relación con eventos tectónicos ocurridos durante esta época en la Cuenca del VMM. La estratigrafía de base a techo corresponde a las formaciones Lisama, La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo Mesa. Las Zonas D y E corresponden a la *Tectonosecuencia 1* del Eoceno Superior, la cual representa la primera depositación netamente continental en la cuenca posterior al predominio marino en el Cretáceo. Las Zonas B y C corresponden a la *Tectonosecuencia 2* y la Zona A a la *Tectonosecuencia 3*.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

5.2.1.3.1 Formación Lisama (Paleoceno). Las rocas del Paleoceno en el VMM están representadas por la denominada Formación Lisama, la cual se depositó en respuesta al cambio desde condiciones marinas (Formación Umir) a deltaicas, generando una secuencia regresiva de lodolitas y areniscas de grano fino a medio. Para Barrero (1979) los sedimentos clásticos finogranulares del Cretáceo tardío al Paleoceno representados en el VMM por las Formaciones La Luna, Lisama y Umir, fueron acumulados durante un ciclo transgresivo-regresivo en una cuenca sometida a subsidencia térmica y levantada posteriormente por la acreción de la Cordillera Occidental. El límite superior de la Formación Lisama está marcado por la discordancia angular del Eoceno medio. Las unidades que descansan sobre esta discordancia son variables a través de todo el VMM.

5.2.1.3.2 Formación La Paz (Eoceno Medio). La Formación La Paz está constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados a meándricos de baja sinuosidad. La edad de esta formación se estima Eoceno tardío y su espesor puede alcanzar hasta los 2.000 pies. Las áreas fuente de sedimentos para la Formación La Paz fueron la Cordillera Central, el Paleo-macizo de Santander y el Paleo-alto de Sogamoso.

5.2.1.3.3 Formación Esmeraldas (Eoceno Tardío). La Formación Esmeraldas se encuentra suprayaciendo la Formación La Paz y abarca la mayor parte del Eoceno tardío, con un espesor que puede alcanzar unos 1.500 pies. Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos (Rubiano, 1995); el límite de la Formación Esmeraldas esta dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado "Horizonte Fosilífero Los Corros".

5.2.1.3.4 Formación Mugrosa (Oligoceno - Mioceno Inferior). La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995). Para Suárez (1996), ésta formación corresponde a la denominada tectonosecuencia 2 cuyo tope está marcado por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el "Horizonte fosilífero de Mugrosa".

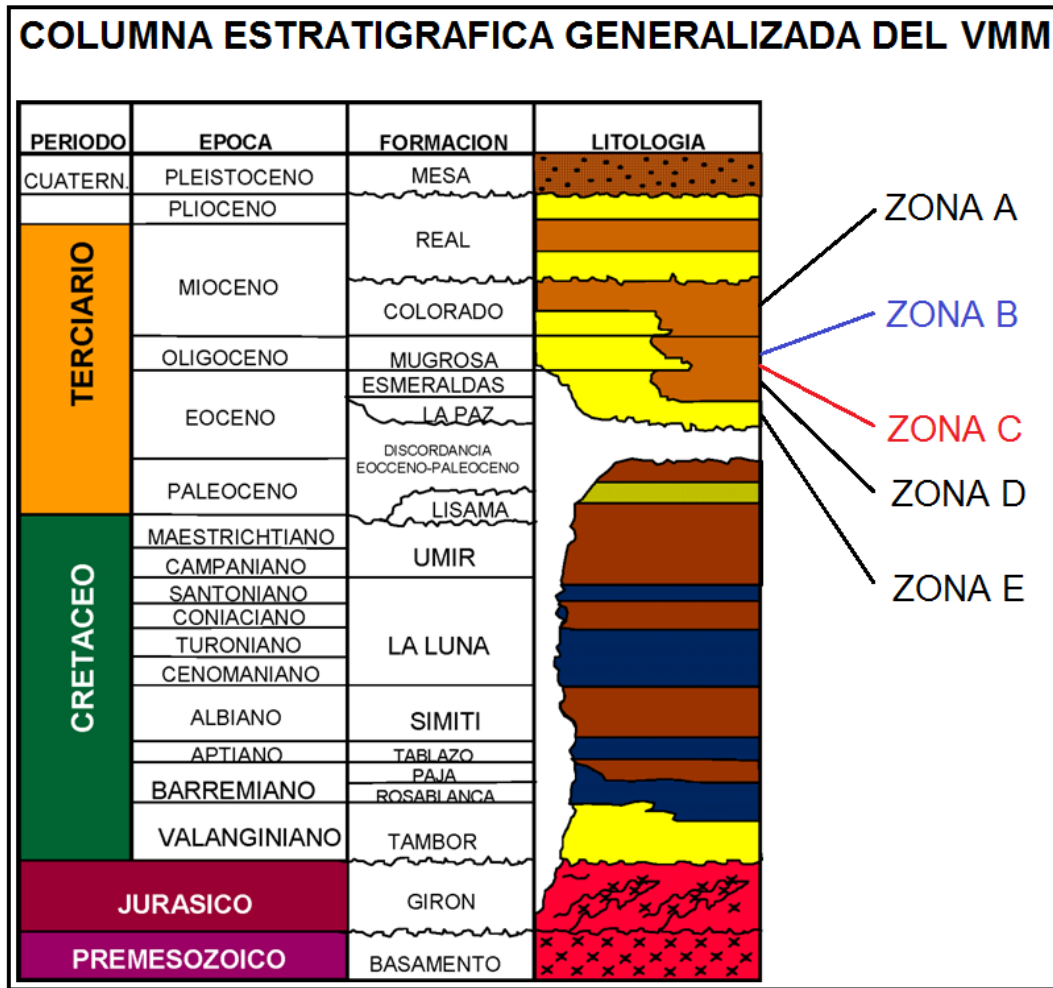
5.2.1.3.5 Formación Colorado (Mioceno Inferior a Mioceno Medio). La Formación Colorado presenta un espesor de hasta 3.200 pies en el sector de los pozos Sogamoso-1 y El Dorado-1 (Campo Sogamoso hacia el norte del Campo Colorado). Está conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de origen aparentemente fluvial, con presencia de barras puntuales y longitudinales (De La Cruz, 1988).

Esta secuencia corresponde a la tectonosecuencia 3 de Suárez (1996), cuyo tope está marcado por la aparición de un nivel de lutitas carbonáceas y fosilíferas de edad Mioceno medio, conocido como "La Cira Shale".

5.2.1.3.6 Formación Real (Mioceno Medio - Mioceno Superior). La Formación Real está constituida principalmente por conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas depositadas en ambientes continentales.

La secuencia estratigráfica del VMM fue inicialmente descrita por Morales et al. (1958) y modificada por Etayo et al. (1958). Abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el Reciente (ver figura 64). Los alcances del estudio estratigráfico son específicamente las unidades productoras correspondientes a la sección del Terciario. Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca. La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno-Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental.

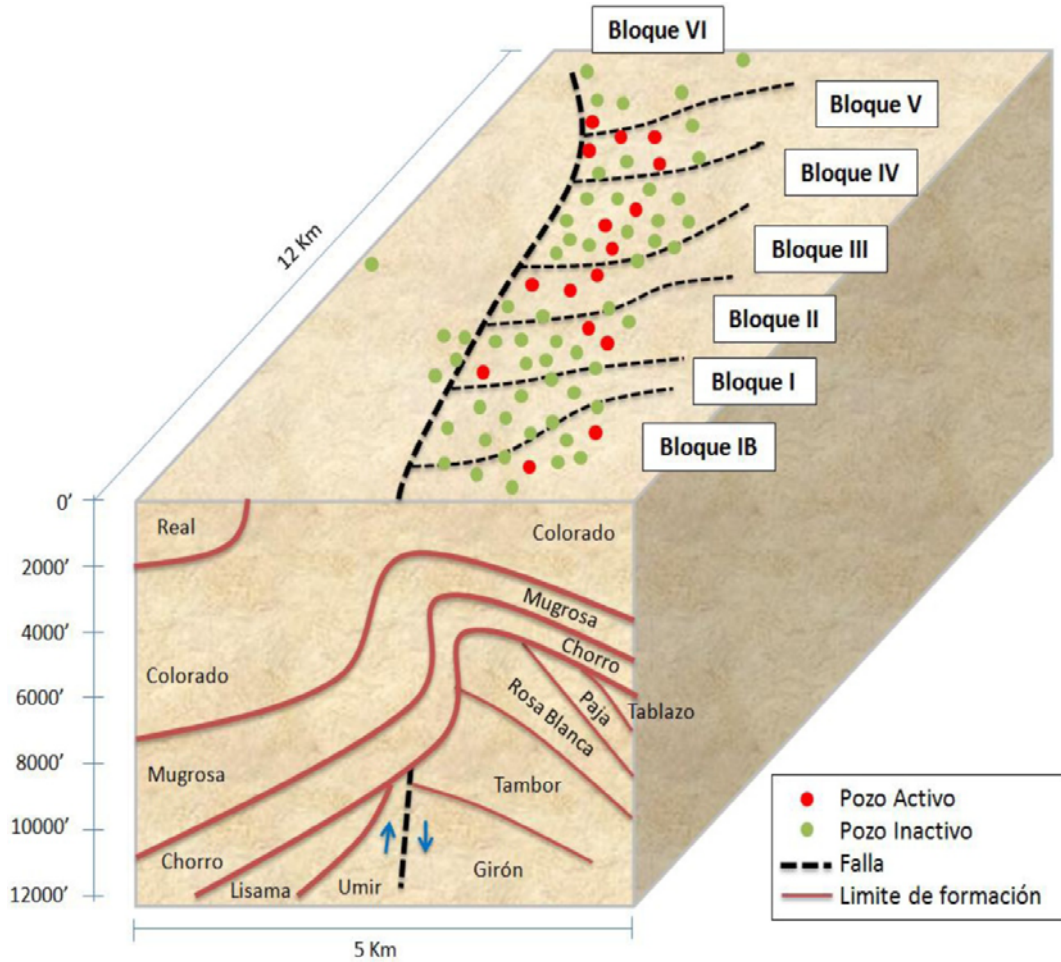
Figura 64. Columna Estratigráfica Generalizada del VMM.



Fuente: Estudio de ECOPEPETROL "diagnostico y estrategias de recobro para ocho áreas de la Gerencia Centro Oriente". 2003.

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico en el cual se presenta un gran número de fallas que dividen al Campo en 6 bloques (ver figura 65), con lo cual se ha manejado la hipótesis de que el Campo es compartimentalizado.

Figura 65. Distribución de los Pozos para el Campo Colorado.



Fuente: MARTÍNEZ G. Rosa. AMAYA B. Miguel. Proyecto de Grado. Aplicación de un Tratamiento Químico para el Control de Parafina en la Tubería de Producción en el Crudo del Campo Escuela Colorado. 2010.

5.3 HISTORIA DE PERFORACIÓN DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

La exploración se realizó entre los años de 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el N° 7, fueron abandonados por problemas mecánicos. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos. El 3 de Septiembre de

1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que trajeron resultados satisfactorios, estos alentaron a la Troco a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos.

Entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966/04, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánico como el taponamiento de las líneas por parafinas. En máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos.

A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976/06 a 47 en 1989/06. Se han realizado campañas de "*Workover*" recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

5.4 PARÁMETROS BÁSICOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

El petróleo del Campo Colorado se extrae principalmente de la Formación Mugrosa (Zonas B y C) y Esmeraldas (Zona D) de edad Oligoceno - Mioceno inferior, depositada en un sistema fluvial meándrico. La trampa está conformada por un anticlinal elongado en dirección norte-sur limitado por una falla inversa al oeste en sentido N-S y que buza hacia el este y dividido en siete bloques por fallas satélites SW-NE.

Las areniscas de la Formación Mugrosa se dividen en cuatro unidades operacionales en el Campo Colorado con una porosidad promedio de 12.9 % para la Zona B1, 13.5% para B2, 15.7% para C1 y 19.6% para C2, con un espesor promedio de arena neta petrolífera de 21.8, 23.2, 24.9 y 42.3 pies, respectivamente.

Las acumulaciones son de aceite liviano y gas con gravedad de 36 a 42 °API. Se tiene reportada una presión inicial de 506 psi en la Zona B @1900 pies MD y 2208 psi en la Zona C. La máxima producción fue de 1765 BOPD @ noviembre de 1961 hasta llegar a un valor de 430 BOPD @ junio de 1966.

El yacimiento presenta poca continuidad lateral en los cuerpos arenosos, que unido a la baja energía del yacimiento y sus arenas delgadas (por debajo de los 20 pies de espesor) hace que la producción acumulada de los pozos este muy por debajo de los 300.000 BIs. A diciembre de 2003 se han extraído 8.57 MBO con un corte de agua mínimo. El mecanismo de producción predominante es empuje por gas en solución.

El campo cuenta con 75 pozos perforados, actualmente el Campo Escuela Colorado se encuentra en actividades de reactivación, cuenta con 23 pozos activos, 52 entre inactivos y abandonados y una proyección de 35 pozos activos al finalizar la etapa inicial de reactivación, con una producción de 435 Bbl/día para el mes de diciembre de 2010. El sistema de producción actual es de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, por lo cual se cuenta con una infraestructura de tuberías, varillas de producción, bombas de subsuelo y unidades de bombeo para la extracción del crudo.

En el Campo Colorado se han realizado una serie estudios básicos para su desarrollo expuestas en la tabla 6, aunque tiene una gran deficiencia en cuanto a información de fluidos, lo cual hace más difícil la decisión para procesos de reactivación. Uno de los propósitos de este proyecto es dejar una base de datos que pueda ser utilizada en futuras investigaciones.

Tabla 6. Datos Básicos de Yacimiento (Formación Mugrosa).

CARACTERISTICA	UNIDADES	ARENA B	ARENA C
Presión estática *	psi	900	3000
Temperatura de Yacimiento	°F	114	174
API promedio	°API	41.2	39.7
Sg Gas en Separador	Fracción (vol)	0.958	0.937
Presión de Burbuja	psia	648	2078
Viscosidad a Pb	Cp	1.64	0.462
Bo a Pb	Rb/Stb	1.091	1.401
Rs a Pb	Scf/Stb	140	648
Profundidad Promedia	ft	1700	3500
Aceite Original	MM Bls	20.0	37.3
Porosidad promedio	%	13.2	17.6
Espesor promedio arena	ft	22.5	33.6
Área	Acres	634	1083
Producción Promedio	MBbls	8	
Producción por Día	Bbls/día	470	
Espaciamento/pozo	Acres	20-30	
Reservas Remanentes	MBls	100-200	
Factor de Recobro	%	7	
Pozos Perforados		75	
Pozos Activos		28	
Pozos Produciendo		28	
Pozos Cerrados		47	

Fuente: Base de datos Campo Escuela Colorado, Marzo de 2011.

5.5 PROBLEMAS MÁS FRECUENTES DEL CAMPO ESCUELA COLORADO

Por las características parafínicas del crudo del Campo Colorado, uno de los mayores problemas operativos desde los inicios de su vida productiva ha sido la precipitación o taponamiento por parafinas tanto en las líneas como en las tuberías de producción, lo cual se presenta básicamente por la reducción de temperatura y presión, de los fluidos en los procesos de extracción y recolección. Este problema se ha manejado inyectando aceite caliente en las líneas de Superficie y baches de químicos por el anular del pozo recirculados a través del equipo de subsuelo.

Las oportunidades de desarrollo adicional rentables son pocas, debido al bajo potencial de aceite incremental esperado y a los continuos trabajos de control de parafinas a realizar.

No obstante es factible realizar los análisis económicos con métodos alternativos de levantamiento artificial que impidan la precipitación de las parafinas y se puedan disminuir los costos de recuperar los pozos abandonados.

6. APLICACIÓN TÉCNICA CASING DRILLING CAMPO ESCUELA COLORADO

El desarrollo de la aplicación en el Campo Escuela Colorado está basado en un diseño básico de perforación de un pozo vertical aplicando la técnica *Casing Drilling* dentro de la estructura del campo, a realizarse en la delimitación referida del Campo Escuela Colorado (ver figura 66).

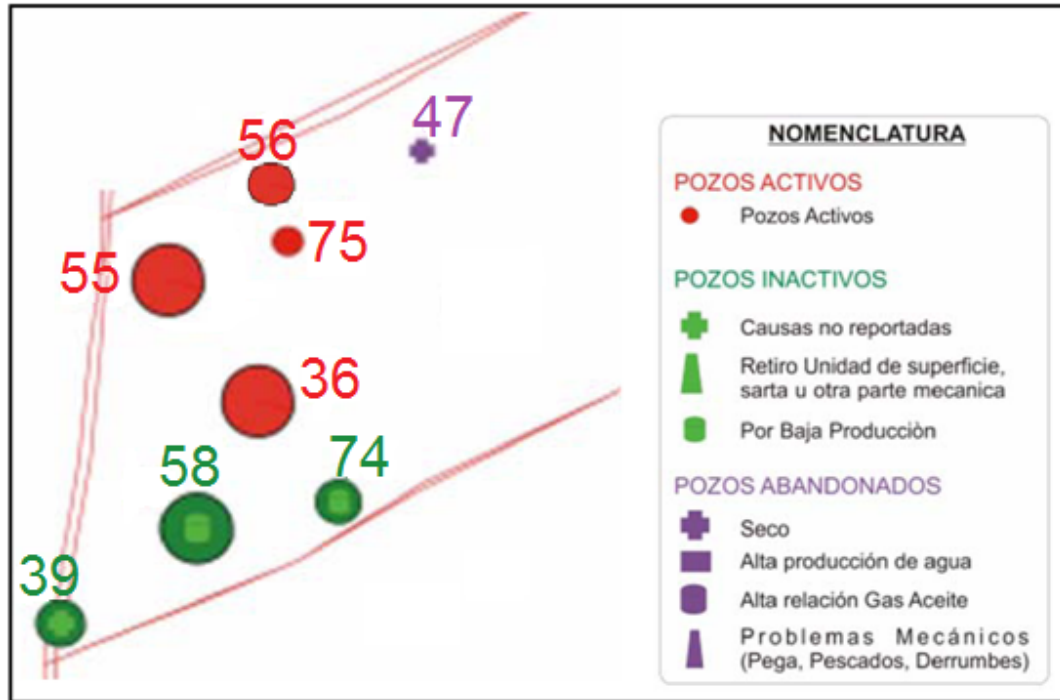
La información precedente del campo colorado no es muy amplia, lo que conlleva a acoplarnos a la literatura existente; como primer paso de criterio de selección se indicó el bloque en el cual realizar la perforación; la elección de este bloque se baso en el INFORME CAMPO COLORADO 2003 - DIAGNOSTICO, ANALISIS Y ESTRATEGIAS DE PRODUCCION PRELIMINAR el cual mostraba una correlación existente entre los pozos C-39, C-36 y C-47 pertenecientes al bloque V de la estructura del campo Colorado; lo que permitió establecer el bloque V como bloque en el cual se realizaría la perforación del pozo; algunas características petrofísicas de este bloque se mencionan en la tabla 7.

Tabla 7. Propiedades Físicas del Bloque V.

PROPIEDAD	VALOR
Np (STB)	1,409,080
N (STB)	18,683,969
% FR	7,54
Numero de pozos	8

Fuente: PACHANO Karen, Informe Técnico Campo Colorado Sep 2007.

Figura 66. Distribución de los Pozos para el Campo Colorado Bloque V.



Fuente: Presentación Geología y Yacimientos UIS 2007.

Las formaciones productoras del campo Colorado se dividen en dos, formación Mugrosa y formación Esmeraldas; La formación Mugrosa del campo Colorado esta compartimentada en sub-zonas B y C; y estas a su vez en B1, B2, C1 y C2 respectivamente. La formación Mugrosa es la que está en estos momentos está brindando producción de hidrocarburos en el campo por lo cual se eligió esta zona como objetivo de perforación. De aquí se realiza una evaluación geológica de topes y bases estimados de la formación a perforar en el Campo Colorado.

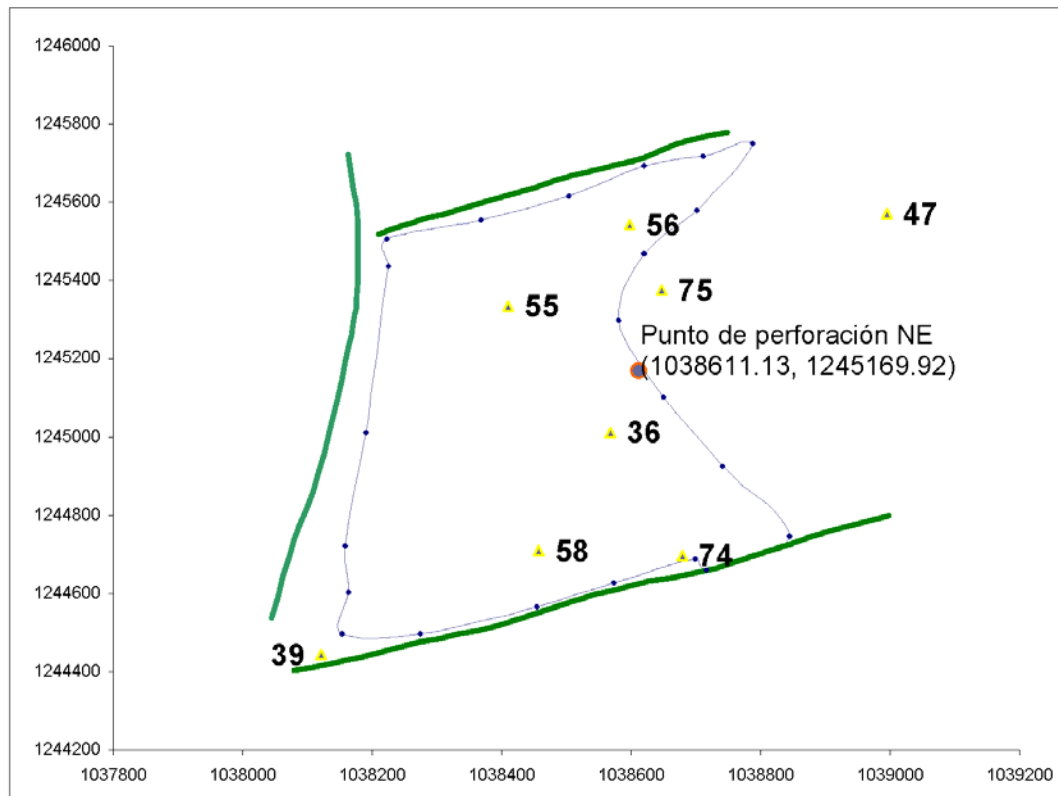
Tabla 8. Marcadores Geológicos Estimados. Bloque V.

ZONA	TOPE	BASE	FORMACIÓN
Mugrosa B	1300	3600	MUGROSA
Mugrosa C	3600	3800	

Fuente: RODRÍGUEZ M. Rubén D., BERNAL G. Jose F. Metodología para la Perforación de Pozo Infill en un Campo Maduro con Ambiente de Deposición Fluvial, Aplicación Campo Colorado.2009.

Basándonos en la tesis “Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado”, se decidió tomar el punto de perforación con coordenadas NE - (1038611.13, 1245169.92) ubicado a 164.4852 metros de la ubicación del pozo Colorado 36 tal como se aprecia en la figura 67.

Figura 67. Ubicación Punto de Perforación. Coordenadas NE Relacionadas.



Fuente: AFANADOR P. Carlos A., DELGADO G. Luis E. Viabilidad técnica y Económica de la Perforación Under Balance aplicada al campo escuela Colorado. 2008.

Algunas propiedades físicas del punto elegido se muestran en la tabla 9.

Tabla 9. Propiedades Físicas del Punto Elegido para Perforar.

PROPIEDADES	VALOR
Área (m ²)	540,7218
Net pay (ft)	9,6342
Net pay (m)	2,93650416
Porosidad	0,132464
Sw	0,32
So	0,680836
Vo	143,200613
OOIP	900,704646

Fuente: PACHANO Karen, Informe Técnico Campo Colorado Sep 2007.

6.1 DISEÑO BÁSICO DE LA APLICACIÓN *CASING DRILLING* EN EL CAMPO ESCUELA COLORADO.

El Campo Escuela Colorado cumple con los requisitos para realizar *Casing Drilling*. Para el diseño básico del pozo a perforar con la técnica *Casing Drilling* en el Campo Escuela Colorado se tomo como referencia los diseños básicos de estados mecánicos de los pozos adyacentes a la nueva posición. El completamiento de los pozos del Campo Escuela Colorado está condicionado por el comportamiento de las zonas someras, en las que se presentan continuas pérdidas de circulación e inestabilidad de las paredes del hueco a medida que se avanza en la perforación. Por esta razón, los pozos de colorado tienen una profundidad promedio de asentamiento para el revestimiento de superficie entre los 500 y 650 ft⁷. En el historial de perforación de los pozos no se encuentra ninguna otra condición anormal como reventones o zonas de derrumbes por lo que el revestimiento de producción se asentara a la profundidad total.

Se propone realizar el pozo en dos etapas (ver tabla 10 y figura 68) con la variante de que el revestimiento de superficie se bajara hasta 1400 ft esto gracias a la técnica *Casing Drilling*. Se comenzara la perforacion con *Casing*

⁷ ECOPETROL S.A. Files Campo Colorado (en físico). Bucaramanga, Colombia. Disponible en: Campo Escuela Colorado UIS.

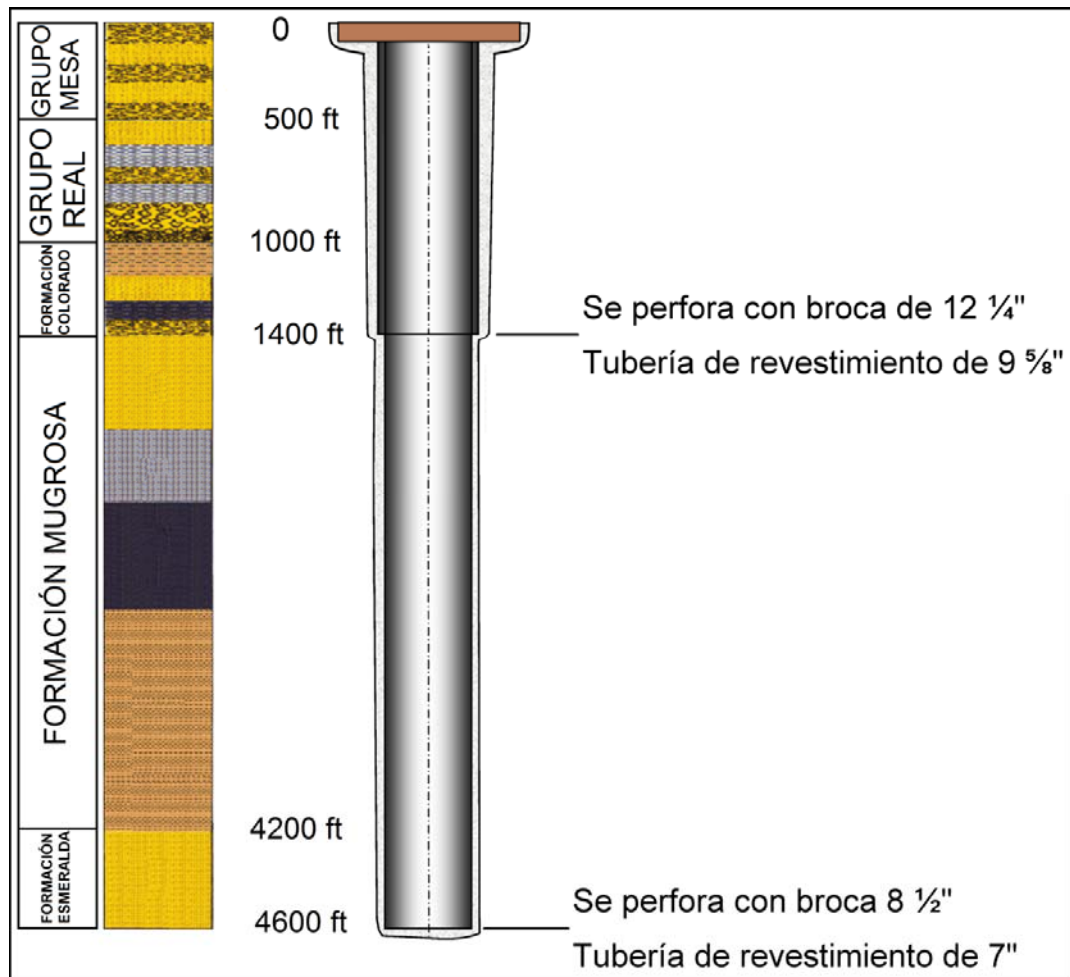
Drilling hasta la profundidad de 1400 ft, con broca de 12 ¼" y *casing* de 9 ⅝" para luego cementar, continuando la perforación de manera convencional hasta 4600 ft utilizando broca de 8 ½", después se corre y se cementa *casing* de 7".

Tabla 10. Estado Mecánico Propuesto.

Revestimiento	Diámetro Huevo	Diámetro <i>Casing</i>	Desde	Hasta
Superficie	12 ¼"	9 ⅝"	Superficie	1400 ft
Productor	8 ½"	7"	Superficie	4600 ft

Fuente: Autores.

Figura 68. Estado Mecánico Propuesto.



Fuente: Autores.

6.2 DISPONIBILIDADES PARA PERFORACIÓN POZO CAMPO COLORADO.

Todo el material básico necesario para el desarrollo de la perforación del pozo que se plantea, se encuentra resumido en las tablas que a continuación se presentan.

6.2.1 Tipo y Propiedades de Revestimientos que se Utilizaran.

A continuación se presentan las propiedades físicas de los revestimientos, como ya se ha dicho se prepone instalar un revestimiento de superficie de 9 5/8" seguidamente un revestimiento de producción de 7".

Utilizando el programa libre de la empresa TenarisHydril disponible en el siguiente link http://premiumconnectiondata.tenaris.com/ten_new.php, se ingresaron datos como: el diámetro, grado, peso y conexión de cada uno de los revestimientos, obteniendo como resultado las propiedades mecánicas, con esto datos se asegura que los *casing* si soportaran los esfuerzos y las profundidades a las que serán sometidas para el pozo propuesto.

Las tablas 11 y 12 presentan las propiedades mecánicas de los revestimientos de 9 5/8" y de 7" respectivamente.

Tabla 11. Propiedades de la Mecánicas del Revestimiento de 9 5/8" K-55.



Size: 9.625 in.
Grade: API K55

Wall: 0.472 in.
Weight: 47.000 lbs/ft
Connection: 3SB™ Casing

PIN		PIPE BODY DATA			
GEOMETRY					
Nominal OD	9.625 in.	Nominal Weight	47.00 lbs/ft	Standard Drift Diameter	8.525 in.
Nominal ID	8.681 in.	Wall Thickness	0.472 in.	Special Drift Diameter	N/A
Plain End Weight	46.18 lbs/ft				
PERFORMANCE					
Body Yield Strength	746 × 1000 lbs	Internal Yield	4720 psi	Collapse	3890 psi
3SB™ CASING CONNECTION DATA					
GEOMETRY					
Regular OD	10.626 in.	Special Clearance OD	10.370 in.	Connection ID	8.819 in.
Critical Section Area	18.095 sq. in.	Critical Section Area (Special Clearance)	13.890 sq. in.	Make-Up Loss	5.508 in.
Threads per in.	5.00	Coupling Length	11.811 in.		
PERFORMANCE					
Regular OD Tension Efficiency	100 %	Joint Yield Strength	746 × 1000 lbs	Internal Yield	4720 psi
Compression Efficiency	100 %	Compression Rating	746 × 1000 lbs	Collapse	3890 psi
Special Clearance Tension Efficiency	100 %	Bending	26 °/100 ft		
MAKE-UP TORQUES					
Minimum	11200 ft-lbs	Target	14000 ft-lbs	Maximum	16800 ft-lbs
Yield Torque	N/A ft-lbs				
BLANKING DIMENSIONS					
Blanking Dimensions					

Fuente: http://premiumconnectiondata.tenaris.com/ten_new.php

Tabla 12. Propiedades de la Mecánicas del Revestimiento de 7" K-55.



Size: 7.000 in.
Grade: API K55

Wall: 0.362 in.
Weight: 26.000 lbs/ft
Connection: 3SB™ Casing

PIPE BODY DATA			
GEOMETRY			
Nominal OD	7.000 in.	Nominal Weight	26.00 lbs/ft
Nominal ID	6.276 in.	Wall Thickness	0.362 in.
Plain End Weight	25.69 lbs/ft		
		Standard Drift Diameter	6.151 in.
		Special Drift Diameter	N/A
PERFORMANCE			
Body Yield Strength	415 × 1000 lbs	Internal Yield	4980 psi
		Collapse	4320 psi
3SB™ CASING CONNECTION DATA			
GEOMETRY			
Regular OD	7.657 in.	Special Clearance OD	7.547 in.
Critical Section Area	9.010 sq. in.	Critical Section Area (Special Clearance)	7.710 sq. in.
Threads per in.	5.00	Coupling Length	11.378 in.
		Connection ID	6.339 in.
		Make-Up Loss	5.295 in.
PERFORMANCE			
Regular OD Tension Efficiency	100 %	Joint Yield Strength	415 × 1000 lbs
Compression Efficiency	100 %	Compression Rating	415 × 1000 lbs
Special Clearance Tension Efficiency	100 %	Bending	36 °/100 ft
		Internal Yield	4980 psi
		Collapse	4320 psi
MAKE-UP TORQUES			
Minimum	6400 ft-lbs	Target	8000 ft-lbs
Yield Torque	N/A ft-lbs	Maximum	9600 ft-lbs
BLANKING DIMENSIONS			
Blanking Dimensions			

Fuente: http://premiumconnectiondata.tenaris.com/ten_new.php

6.2.2 Ensamblaje de Fondo.

Para la primera sección se propone usar 13 centralizadores, el primer centralizador se ubicara 10 pies arriba del zapato, otro en la siguiente junta 10 pies arriba del *coupling* y los restantes uno cada tres juntas, instalar uno aproximadamente a 80 pies de superficie, así centralizara el revestimiento para la instalación del equipo de control de superficie. La distancia escogida para el último centralizador permite el paso de la tubería en el caso de tener que realizar un *top job*. Una excelente centralización es recomendable en el zapato para ayudar a obtener el mejor aislamiento alrededor del mismo y en el resto del revestimiento para evitar la canalización del cemento.

Para la segunda sección se recomienda definir la centralización para obtener un *stand-off* mínimo del 70% enfrente de la zona de interés. Usar centralizadores rígidos. La centralización es muy importante para lograr un anillo de cemento uniforme a lo largo de toda la zona a aislar.

Colocar un centralizador por junta desde fondo hasta 200 pies por encima del tope de la formación colorado, continuar una junta de por medio hasta el tope de la lechada de cemento. Usar dos centralizadores por junta en frente de las zonas a cañonear.

La figura 69 presenta los centralizadores utilizados para *Casing Drilling*.

Figura 69. Centralizadores para *Casing Drilling*.



Fuente: Fotografías tomadas por los autores.

Instalar anillos de Torque MLT, estos anillos ayudan a ocupar el espacio libre que dejan los tubos en el momento de ser enroscados, logrando hacer un mejor torque. En la tabla 13 se muestra las lbsft de torque con los anillos instalados en los *casing* de 9 5/8" y de 7".

Tabla 13. Torque de los *Casing* con Anillos MLT.

Tamaño (OD) de Casing (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Yield Torque Estimado sin anillos MLT (lbs-ft)	ID Anillo (in)	Delta de Torque con anillos MLT (lbs-ft)	Yield Torque Total (lbs-ft)
9 5/8	47	K – 55	9630	8,681	27130	36760
7	26	K – 55	7000	6,276	12930	19930

Fuente: *Bulletin 66000e casing & tubing, "TORQUE TABLES", Tesco MLT Rings. Field Make-Up Handbook. First Edition.*

Estos anillos son seleccionados de acuerdo a los hilos de la rosca, se introduce un calibrador, y por intermedio de este se selecciona el anillo.

Figura 70. Instalación de Anillos MLT.



Fuente: Fotografías tomadas por los autores.

Para la segunda sección se plantea perfora de manera convencional y se recomienda corre casing con la tecnología *Casing Drive System* utilizando el zapato rimador *Warthog* y los anillos de torque MLT en cada una de las conexiones de las juntas y accesorios para alcanzar el *casing point* planeado para el revestimiento de 7" a 4600 ft rotando y circulando para pasar obstrucciones cuando fuere necesario.

El programa de brocas propuesto a utilizar se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 14. Programa de Brocas.

Tamaño	Tipo	Diseño	Propósito
12 ¼"	EZCase	Broca PDC perforable de 4 aletas	Perforar 1400'
8 ½"	Genesis	Broca PDC de 6 aletas	Perforar desde 1400' hasta 4600'

Fuentes: Autores.

El diseño de los revestimientos se presenta a continuación.

Tabla 15. Diseño de Revestimientos.

Especificaciones	Revestimientos	
Tamaño (pulgadas)	9 ⁵ / ₈	7
Desde (pies)	Superficie	Superficie
Hasta (pies)	1400	4600
Longitud (pies)	1400	4600
Numero de juntas	35	115
Peso (lbs/pie)	47	26
Grado	K-55	K-55
Conexiones	BTC	BTC
Peso en el aire (lbs)	65800	119600
Peso en el lodo (lbs)	54388	94712

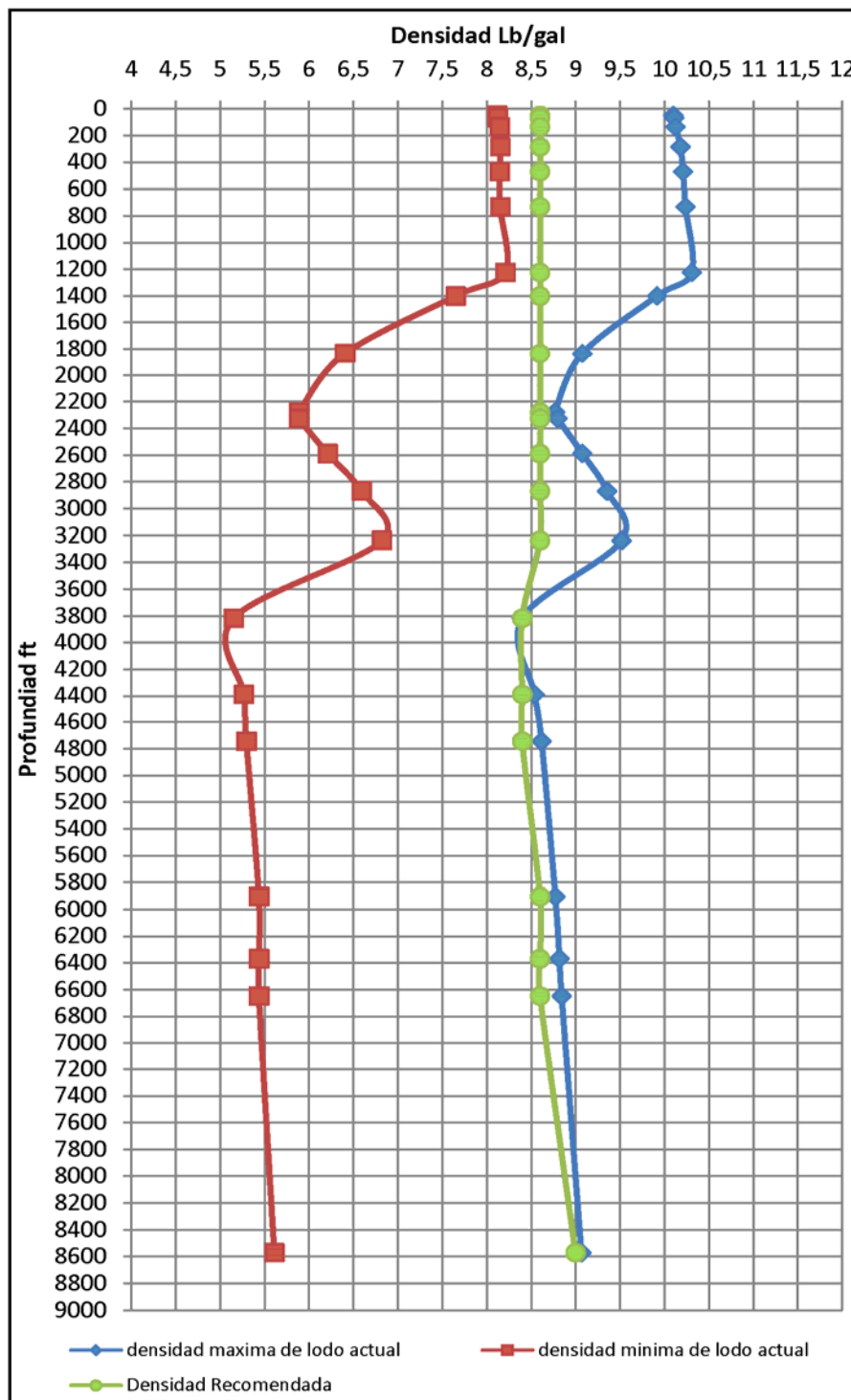
Fuente: Autores.

Para perforar con las especificaciones anteriores se utiliza un *Casing Drive System* para 500 Ton de agarre interno, con un *Top Drive* EMI 400 HP para 250 Ton.

6.2.3 Programa de Lodo para la Perforación.

Para el programa de lodos nos basamos en la tesis “Formulación de un Lodo para las Futuras Perforaciones en Campo Colorado” de este trabajo se obtuvo la ventana de lodo actual (ver figura 71) y teniendo en cuenta los comportamientos de la densidad a diferentes profundidades, se pudo observar que la depleción más marcada se encontró en los intervalos comprendidos entre 1223 y 4388. Por tal motivo se recomienda que: Las densidades de lodo óptimas para perforar son 8,6 Lb/gal para intervalos de 0 a 3600 pies, 8,4 Lb/gal para intervalos de 3600 a 4600 pies.

Figura 71. Ventana de lodo actual y las densidades de lodo recomendadas para Campo Escuela Colorado.



Fuente: CASTRO S. Carlos A., ROJAS H. Duvan F. Formulación de un Lodo para las Futuras Perforaciones en Campo Colorado. 2011.

Las propiedades y la formulación del lodo para el intervalo de 0 – 3600' se muestra en las tablas 16 y 17 respectivamente. Se empleara lodo base agua con bentonita como viscosificante.

Tabla 16. Propiedades del Lodo de Perforación (Intervalo de 0 – 3600').

INTERVALO (pies)	TIPO DE FLUIDO	DENSIDAD (ppg)	VISCOSIDAD (seg Marsh)	Vp (cps)	Yp (lb/100ft ²)	GELES (10/10)	pH
0 – 3600	Agua-Bentonita	8,6	88	23	15	5/6	9,5
		FILTRADO API (ml)	Pf/Mf	CLORURO S (ppm)	CALCIO (ppm)	TORTA	
		7,5	0	400	180	1/32" plástica consistente	

Fuente: CASTRO S. Carlos A., ROJAS H. Duvan F. Formulación de un Lodo para las Futuras Perforaciones en Campo Colorado. 2011.

Tabla 17. Formulación del Lodo de Perforación (Intervalo de 0 – 3600').

PRODUCTO	FUNCION	CONCENTRACION
GLICOL	Hexilen glicol. Lubricante e inhibidor de arcillas	2 Lb/Bbl
Bentonita	Viscosificante	30 Lb/Bbl
PAC-L	Polímero controlador de filtrado	1 Lb/Bbl
SAPP	Dispersante	1 Lb/Bbl
SODA CAUSTICA (NaOH)	Controlador de pH. Alcalinizante	4 Lb/Bbl

Fuente: CASTRO S. Carlos A., ROJAS H. Duvan F. Formulación de un Lodo para las Futuras Perforaciones en Campo Colorado. 2011.

Las propiedades y la formulación del lodo para el intervalo de 3600' – 4600' se muestra en las tablas 18 y 19 respectivamente. Se empleara lodo base agua con bentonita como viscosificante.

Tabla 18. Propiedades del Lodo de Perforación (Intervalo de 3600' – 4600').

INTERVALO (pies)	TIPO DE FLUIDO	DENSIDAD (ppg)	VISCOSIDAD (seg Marsh)	Vp (cps)	Yp (lb/100 ft ²)	GELES (10/10)	pH
3600 – 4600	Agua-Bentonita	8,4	78	17	11	4/6	9,5
		FILTRADO API (ml)	Pf/Mf	CLORURO S (ppm)	CALCIO (ppm)	TORTA	
		8,5	0	300	160	1/32" plástica consistente	

Fuente: CASTRO S. Carlos A., ROJAS H. Duvan F. Formulación de un Lodo para las Futuras Perforaciones en Campo Colorado. 2011.

Tabla 19. Formulación del Lodo de Perforación (Intervalo de 3600' – 4600').

PRODUCTO	FUNCION	CONCENTRACION
GLICOL	Hexilen glicol. Lubricante e inhibidor de arcillas	2 Lb/Bbl
Bentonita	Viscosificante	28 Lb/Bbl
PAC-L	Polímero controlador de filtrado	1 Lb/Bbl
SAPP	Dispersante	1 Lb/Bbl
SODA CAUSTICA (NaOH)	Controlador de pH. Alcalinizante	4 Lb/Bbl

Fuente: CASTRO S. Carlos A., ROJAS H. Duvan F. Formulación de un Lodo para las Futuras Perforaciones en Campo Colorado. 2011.

6.2.3.1 Cálculo del Volumen de Lodo⁸.

I. Cálculo del volumen de lodo para cada sección:

$$V_{\text{sección}} \text{ (bbf)} = \frac{D_{\text{pozo}}^2 - (D_2^2 - D_1^2)}{1029} * L \quad (21)$$

D_{pozo} = diámetro del pozo (in).

D_2 = diámetro mayor de la sección (in).

D_1 = diámetro menor de la sección (in).

L = longitud de la sección (ft).

II. Capacidad o volumen de lodo dentro de una columna de perforación:

$$V_{\text{tubería}} \text{ (bbf)} = \frac{ID_{\text{tubería}}^2}{1029} * L \quad (22)$$

$ID_{\text{tubería}}$ = diámetro interior de la tubería (in).

L = longitud de la sección (ft).

III. Capacidad o volumen de lodo en el anular:

$$V_{\text{espacio anular}} \text{ (bbf)} = \frac{D_2^2 - D_1^2}{1029,4} * L \quad (23)$$

D_2 = diámetro mayor de la sección (in).

D_1 = diámetro menor de la sección (in).

L = longitud de la sección (ft).

⁸ Energy API, Manual de Fluidos de Perforación. Instituto Americano del Petróleo. Dallas, Texas.

En la tabla 20 se muestra los volúmenes para cada sección calculados con las ecuaciones anteriores (ec. 21, ec. 22, ec. 23).

Tabla 20. Volúmenes de Lodo para cada Sección.

Secciones	Volumen de lodo para cada sección (bbl)	Volumen de lodo dentro de la columna de perforación (bbl)	Volumen de lodo en el anular (bbl)
sección 0 – 1400'	181	103	78
sección 0 – 4600'	284	176	108

Fuente: Autores.

6.2.4 Programa de Cementación.

La cementación es un proceso integral para la perforación de un pozo de petróleo. El cemento es utilizado para asegurar la sarta de *casing* y aislar zonas para propósitos de producción, así como para resolver varios problemas presentes en el hueco. Un programa apropiadamente propuesto es esencial para perforar un pozo con éxito.

Entre las funciones del cemento se encuentran:

- Restricción en el movimiento de los fluidos entre las zonas permeables y el pozo.
- Proveer un soporte mecánico a la sarta de *casing*.
- Dar soporte a las paredes de la cara del pozo (en conjunto con el *casing*) para evitar colapso de las formaciones.
- Proteger al *casing* de la corrosión por formaciones con alto contenido de sulfuros.

6.2.4.1 Clases y Tipos de Cemento.

- Clase A: es utilizado en un rango de profundidades entre 0 – 6000 ft y de menos de 170 °F de temperatura, utilizado cuando no se requiere de

propiedades especiales en el pozo. Económico comparado con los demás tipos de cemento.

- Clase B: hecho para profundidades entre 0 – 6000 ft y temperaturas menores a 170 °F. Utilizado cuando se requiera una alta resistencia a los sulfatos. Más costosos que la clase A pero mucho más económico que los cementos tipo Premium.
- Clase C: utilizado a profundidades entre 0 – 6000 ft y un rango de temperatura menor a 170 °F. Propuesto para zonas someras donde se presentan fuerzas bastantes grandes.
- Clase D: utilizado para profundidades entre 6000 – 10000 ft, bajo condiciones de altas temperaturas y presiones. Disponible con resistencia a los sulfatos, alta y moderada, más costoso que el cemento portland.
- Clase E: diseñado para usarse a profundidades entre 1000 – 14000 ft, bajo condiciones de altas temperaturas y presiones. Disponible con resistencia alta a los sulfatos.
- Clase F: para profundidades entre 1000 – 16000 ft, utilizado bajo condiciones extremas de temperatura (230 – 320 °F) y presiones. Disponible con resistencia alta a los sulfatos.
- Clase G y H: utilizado en un rango de profundidades entre 0 – 8000 ft y temperaturas en un rango de los 200 °F. Son cementos compatibles con acelerantes y retardantes.
- Clase J: utilizado para profundidades entre 12000 y los 16000 ft y rango de temperatura de 170 a 320 °F. Compatible con acelerantes y retardantes, no fragua a temperaturas menores de 150 °F.

Basados en los rangos de aplicabilidad de cada tipo de cemento y el propósito para el cual fue diseñado cada uno, se escoge el cemento tipo A debido a que la profundidad propuesta (4600 ft) entra en el rango de 0 a 6000 ft y la temperatura no supera los 170 °F que soporta este tipo de cemento.

El pozo no requiere propiedades específicas tales como alta resistencia a los sulfatos o que sea compatible con acelerantes o retardantes ya que la

profundidad del pozo no es lo suficientemente grande para tener en cuenta los cementos con propiedades para soportar altas temperaturas o presiones. Es por esto que el cemento tipo A es mucho más económico que los cementos premium, esta es la razón de mayor peso en la selección del cemento a utilizar. Las propiedades del cemento tipo A se aprecian en la tabla 21.

Tabla 21. Propiedades del Cemento Tipo A.

PROPIEDADES DEL CEMENTO API				
Tipo	Cemento (lb)	Agua de mezcla (gal/saco)	Densidad (lb/gal)	Volumen de la (lechada ft ³ /saco)
A	94	5,2	15,6	1,18

Fuente: Adams, N.J. "Drilling engineering. A complete well planning approach". PennWell. Tulsa, Aklahoma.1985.

Cálculo del volumen de cemento⁹: Se determina con el registro de calibración o similar, considerando la cima de cemento programada y el volumen de cemento entre zapata y cople. Cuando no se cuenta con el registro de calibre del pozo, un exceso de volumen de cemento del 10 al 100 por ciento es recomendado para formaciones consolidadas y no consolidadas respectivamente.

I. Volumen espacio anular (Vol_{EA}):

$$Vol_{EA} = \frac{D_2^2 - D_1^2}{1029,4} * L \quad 24$$

Donde:

Vol_{EA} = volumen espacio anular (bbl).

D₂ = diámetro mayor de la sección (in).

D₁ = diámetro menor de la sección (in).

⁹ Guía de Diseño para Efectuar Cementaciones Primaria. Pemex, Exploración y Producción.2006.

L = longitud de la sección (ft).

II. Volumen entre cople y *float collar* ($Vol_{C/Z}$):

$$Vol_{C/F} = \frac{ID^2}{1029,4} * h \quad (25)$$

Donde:

ID = diámetro interno de la tubería de revestimiento (in).

h = distancia entre el cople y el *float collar* (ft).

III. Volumen de lechada (Vol_C):

$$Vol_C = Vol_{EA} + Vol_{C/Z} \quad (26)$$

IV. Cantidad de sacos requerida:

$$Sacos = \frac{Vol_C}{\text{rendimiento por saco}} \quad (27)$$

V. Agua requerida para la mezcla:

$$\text{Agua} = \text{Sacos} * \text{Rendimiento de agua por saco} \quad (28)$$

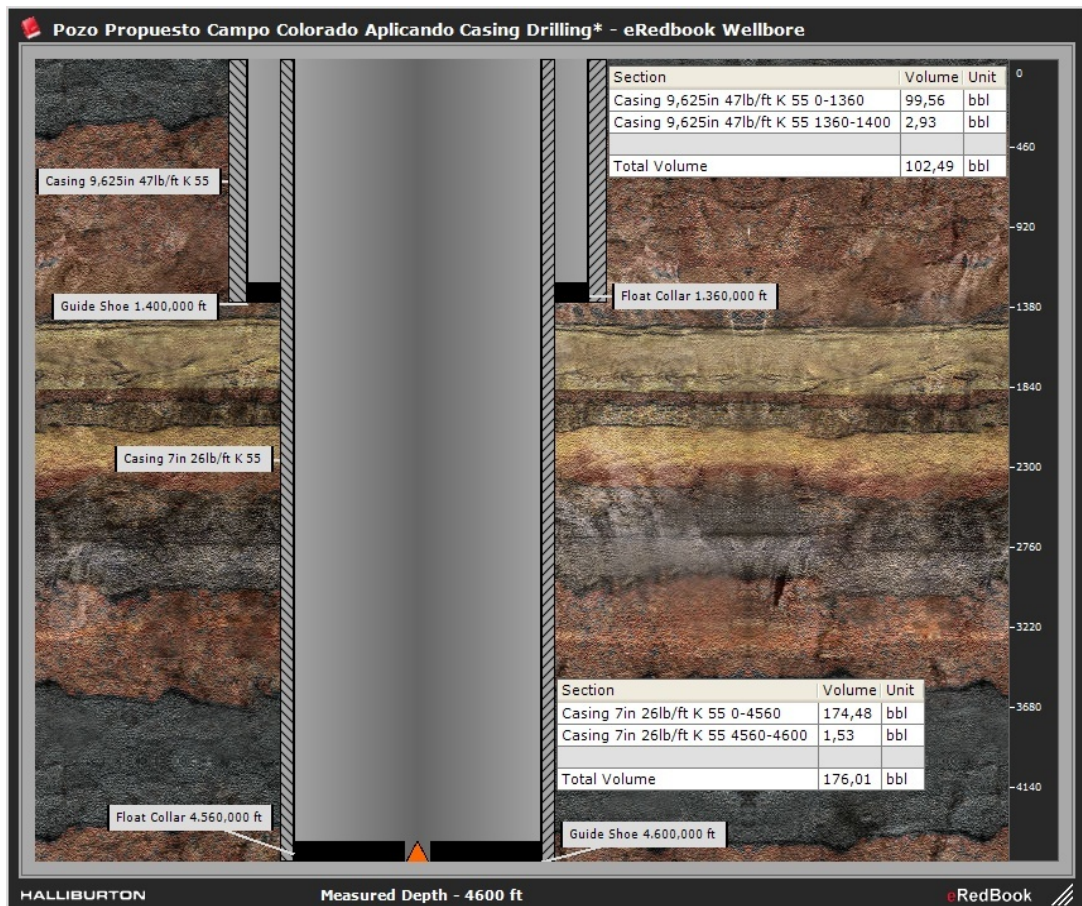
Utilizando las ecuaciones anteriores y los datos de las tabla 21 y 22, se realizan los cálculos para la cantidad de cemento que se necesitan utilizar para este pozo. La figura 72 muestra la posición de los *casing* y los *float collars* para la cementación del pozo.

Tabla 22. Datos para Cálculo del Cemento.

	Revestimiento de superficie	Revestimiento de producción
Longitud cementada	1400 ft	4600 ft
Profundidad de asentamiento del <i>casing</i>	1400 ft	4600 ft
Diámetro externo del <i>casing</i>	9,625 "	7"
Diámetro del hueco	12,25"	8,5"
Posición del <i>float collar</i>	40 ft por encima del cople	40 ft por encima del cople

Fuente: Autores.

Figura 72. Posición de los *Casing* y los *Float Collars* para la Cementación.



Fuente: Pantallazo modificado al programa *eRedBook* de Halliburton, diseñado por los autores.

En la siguiente tabla se muestran los datos para cementar cada una de las secciones programadas para el pozo.

Tabla 23. Cálculo del Diseño de Cemento.

	Cemento de 0 - 1400 ft	Cemento de 0 - 4600 ft
Volumen espacio anular (bbl)	78	108
Volumen entre cople y float collar (bbl)	3	1,5
Volumen lechada (bbl)	81	109,5
Cantidad de sacos requeridos	385	521
Agua requerida para la mezcla (bbl)	48	64,5

Fuente: Autores.

Se recomienda utilizar un exceso del 100 % para cada sección.

6.2.4.2 *Tiempos de Operación y Ventaja Económica al Aplicar Casing Drilling.*

Para realizar una aproximación del tiempo de operación y la ventaja económica nos basamos en el artículo técnico, APLICACIÓN DE LA TECNOLOGIA CASING DRILLING Y CASING DRIVE SYSTEM (CDS), COMO UNA ALTERNATIVA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE SECCIONES INICIALES Y CORRIDA DE REVESTIMIENTO EN SECCIONES INTERMEDIAS O DE PRODUCCIÓN, elaborado por, S.Y. Rodríguez, E.M. Márquez ECOPETROL S.A., F. López de Mesa, I. Orozco TESCO CORPORATION. El cual describe la perforación del pozo Nutria 38 con *Casing Drilling* hasta una profundidad de 1.020 ft, este pozo está ubicado en el Campo Nutria en la cuenca del Magdalena medio en el área de Lisama. El Campo Nutria y el Campo Colorado poseen la misma litología ya que se encuentran en la misma cuenca del Magdalena medio.

El objetivo principal es perforar la sección de 12 ¼" usando *casing* de 9 5/8" desde superficie hasta 1.400 ft, se espera que la tasa de penetración (ROP)

promedio efectiva sea de 71,81 ft/h¹⁰ y la ROP promedio con conexiones sea de 61, 5 ft/h¹¹ aproximadamente, logrando perforar a través de zonas de pérdida de circulación sin inconvenientes. Para el estudio de tiempo y dinero se extrapolaron los datos obtenidos en la perforación del pozo Nutria 38 localizado en el Campo Nutria, con lo cual se espera obtener los siguientes ahorros.

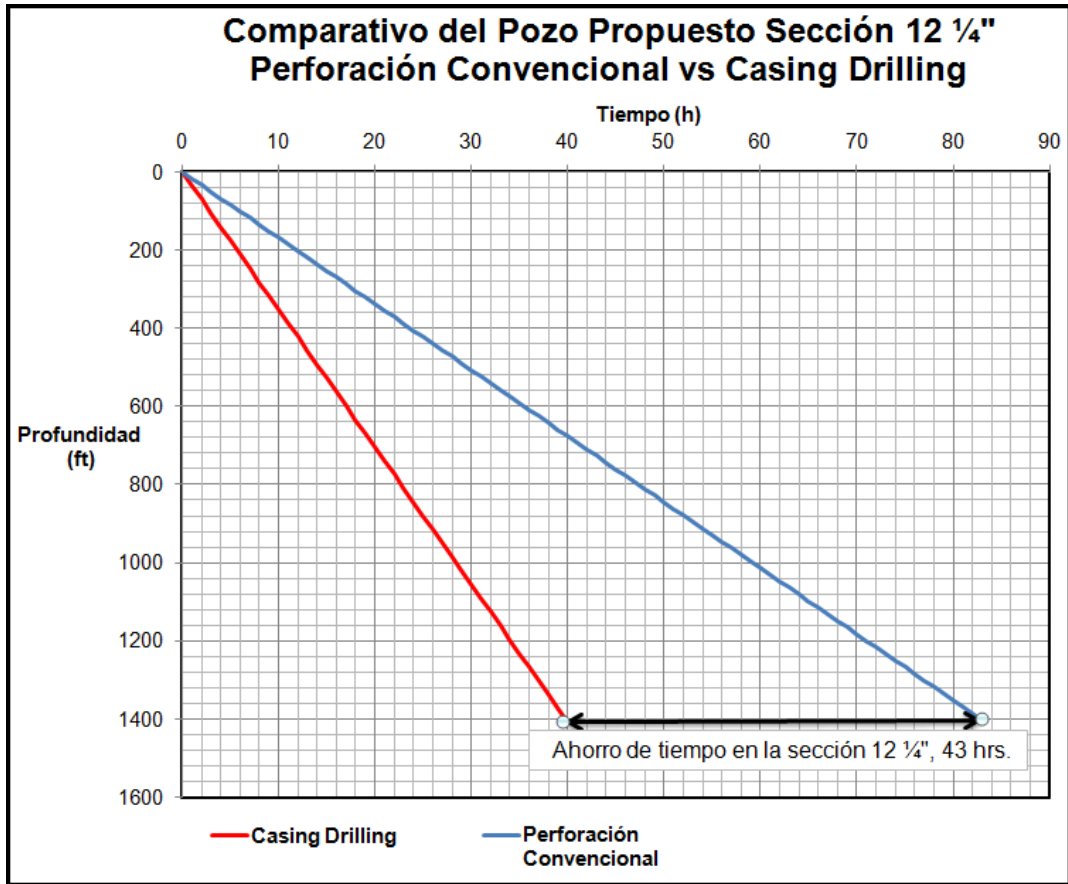
➤ Ahorro en Tiempo:

- ◆ Tiempo planeado para perforar y dejar revestido 1.400 ft es de 83 horas aproximadamente con perforación convencional (anexo C).
- ◆ Tiempo planeado para perforar y dejar revestido 1.400 ft con la tecnología *Casing Drilling* es de 40 horas aproximadamente (anexo D).
- ◆ El ahorro obtenido es de 43 horas esto es 1,6 días (figura 73 y 74).

¹⁰ RODRÍGUEZ S.Y., MÁRQUEZ E.M. ECOPETROL S.A., LÓPEZ DE MESA F., OROZCO I. TESCO CORPORATION. Aplicación de la tecnología *Casing Drilling* y *Casing Drive System* (CDS), como una alternativa para la optimización de las operaciones de perforación de secciones iniciales y corrida de revestimiento en secciones intermedias o de producción. 2009.

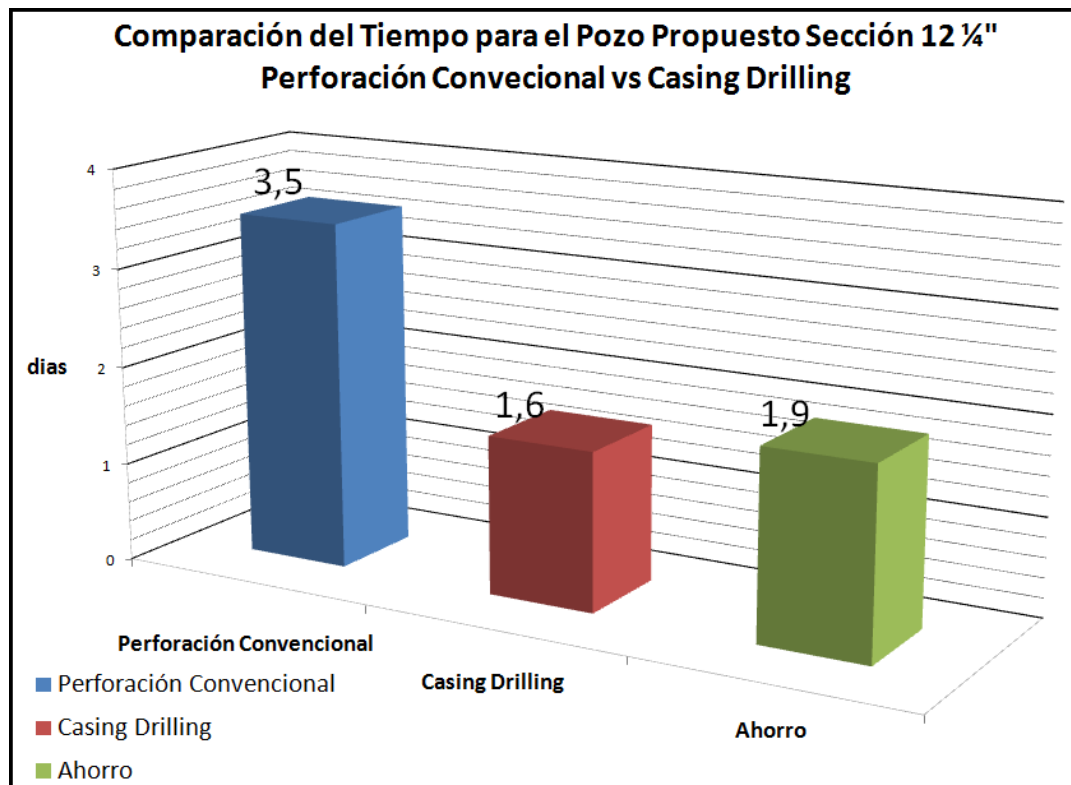
¹¹ RODRÍGUEZ S.Y., MÁRQUEZ E.M. ECOPETROL S.A., LÓPEZ DE MESA F., OROZCO I. TESCO CORPORATION. Aplicación de la tecnología *Casing Drilling* y *Casing Drive System* (CDS), como una alternativa para la optimización de las operaciones de perforación de secciones iniciales y corrida de revestimiento en secciones intermedias o de producción. 2009.

Figura 73. Comparativo de Tiempos para el pozo Propuesto en el Campo Colorado.



Fuente: Autores.

Figura 74. Comparativo de Tiempos, Perforación Convencional vs *Casing Drilling* para el pozo propuesto en Campo Colorado.

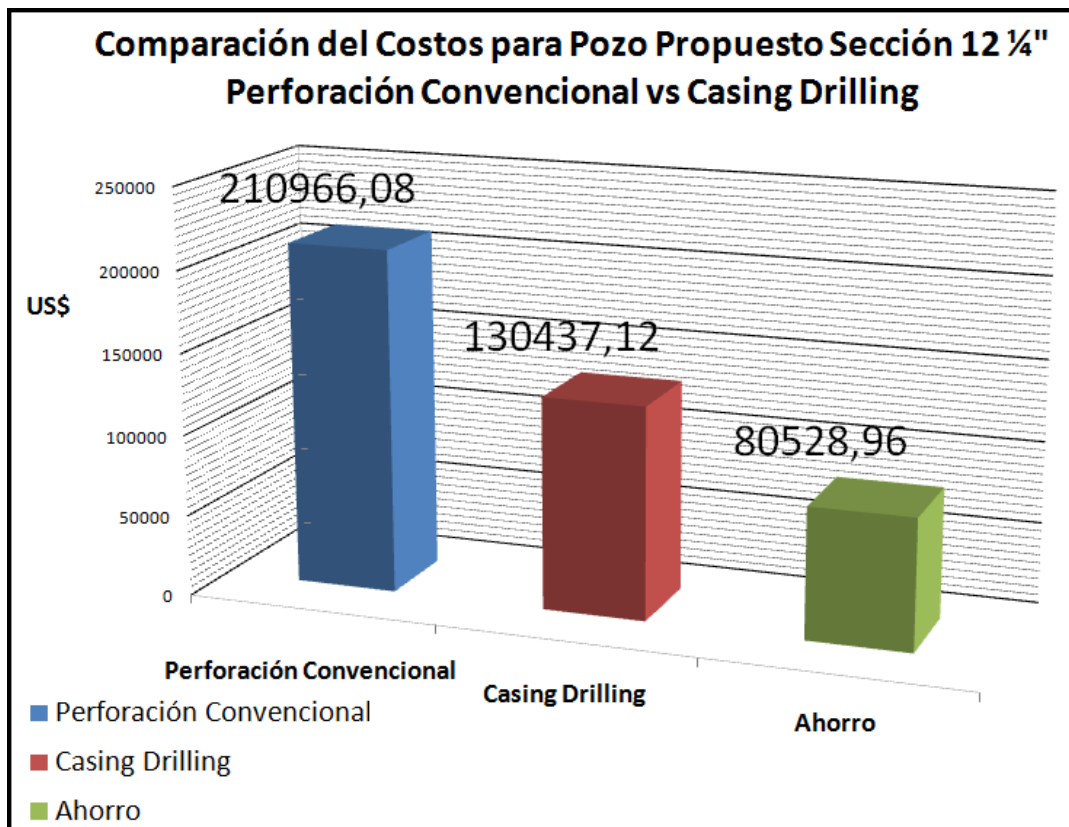


Fuente: Autores.

➤ Ahorro en Costos:

- ◆ Costo planeado para perforar y dejar revestido 1.400 ft es de US\$ 210.966,08 aproximadamente con perforación convencional (anexo E).
- ◆ Costo planeado para perforar y dejar revestido 1.400 ft usando tecnología *Casing Drilling* es de US\$ 130.473,12 aproximadamente (anexo F).
- ◆ El Ahorro obtenido es de US\$ 80.528,96 (figura 75).

Figura 75. Comparación de Costos, Perforación Convencional vs *Casing Drilling* para el pozo propuesto en Campo Colorado.



Fuente: Autores.

El proceso de licitación¹² a seguir para la perforación del pozo propuesto implementando la tecnología *Casing Drilling* en el Campo Colorado es el siguiente:

Invitación a las compañías de servicios: El estudio económico realizado en este trabajo, se basa inicialmente, en determinar cuáles serian los servicios a tener en cuenta para la perforación del pozo propuesto mediante la elaboración del “*well planning*” y programa de perforación, seguidamente se ejecutara un proceso licitatorio, en el cual se realiza una invitación formal a las compañías de servicios de la industria petrolera y a las que prestan el servicio de *Casing*

¹² ROMERO A. Luis J. Elaboración del Plan de Perforación del Pozo Canaguay 1. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander. 2009.

Drilling. Esta invitación se basa en los servicios que estas empresas prestan (lodos, suministro de tubería, registros, cañoneo, etc.)

Estudio y tiempo de espera por parte de las empresas de servicios: Posterior al envío de las invitaciones se establece un periodo de espera de las ofertas oficiales, por parte de cada empresa prestadora de servicios. En este periodo de espera, las empresas prestadoras de servicios estudian las características y propiedades del pozo propuesto, para así, presentar una oferta técnica y económica al Campo Escuela Colorado. Durante el periodo de espera, se programa una fecha límite de presentación de inquietudes, por parte de las empresas prestadoras de servicios. Estas inquietudes serán recibidas y estudiadas, enviando su respectiva respuesta a todas las empresas en su línea en particular.

Evaluación de las propuestas: Al momento de la culminación del periodo de espera, las propuestas son recibidas en las oficinas del Campo Escuela Colorado, donde posteriormente serán estudiadas minuciosamente, con el fin de determinar cuál es la empresa que en conjunto prestara la mejor oferta. Primero se realiza la evaluación técnica a las empresas que pasan dicha evaluación y garanticen la calidad de los servicios ofertados, se les abrirá la oferta económica que al final debe determinar cuáles son las compañías que participaran en la perforación del pozo propuesto.

Selección de las empresas de servicios: Una vez analizados estos factores, la empresa operadora determina cuales serán las compañías adjudicadas, es decir las compañías que han presentado la mejor propuesta técnica económica y que poseen la mayor experiencia en el medio.

El análisis económico se puede ver plasmado en el AFE (*Authorization For Expenditure* – Autorización de Gastos) archivo que Campo Escuela Colorado realiza con el fin de determinar todos y cada uno de los gastos que se presentaran durante la realización del proyecto. Es también una medida de control por parte de la empresa operadora para determinar finalmente como será distribuida la inversión.

CONCLUSIONES

- De la bibliografía estudiada se ha podido concluir que la aplicación del método de perforación no convencional *Casing Drilling* pueden llegar a ser la mejor alternativa para desarrollar un campo de petróleo y gas, comparados con los métodos convencionales de perforación, ya que permiten la reducción de los costos globales debido a la disminución de los requerimientos en superficie, tiempos de operación, mayor seguridad en los procedimientos, además se mejora la hidráulica y se disminuyen las cargas.
- El uso de la tecnología *Casing Drive System* "CDS", permite bajar los revestimientos sin realizar el viaje previo de acondicionamiento, reduciendo los tiempos de taladro y problemas potenciales asociados a la litología.
- Emplear la técnica *Casing Drilling* proporciona una ventaja competitiva en los pozos de desarrollo ya que permite la optimización en tiempo y costo de la operación siempre y cuando se elabore un adecuado plan de diseño de pozos donde se involucren las condiciones operacionales.
- La tecnología *Casing Drilling* es una aplicación que minimiza los problemas operacionales como pérdidas de circulación, elimina los eventos de taponamiento de *flowline*, disminuye costos y mejora los tiempos de perforación, contribuyendo así a la producción temprana de los campos donde sea implementada.
- Las tarifas de la tecnología *Casing Drilling* son muy relativas para cada tipo de proyecto, las empresas de servicios no usan una lista de precios para dar tarifas, cada proyecto se analiza individualmente puesto que la idea es no estar por fuera de los AFEs de los pozos.

- Se pudo concluir que la tecnología *Casing Drilling* es viable técnica y económicamente en el Campo Escuela Colorado por los resultados demostrados, y se logró observar que el Campo Escuela Colorado tiene una muy buena ventana operativa para el trabajo y desarrollo de esta técnica y las propiedades físicas necesarias en el yacimiento.

RECOMENDACIONES

- El estudio realizado muestra un bosquejo de la tecnología *Casing Drilling* en cuanto a la perforación de pozos de petróleo con técnicas no convencionales no es un estudio exhaustivo el cual limita la vinculación de nuevas tecnologías y procedimientos a estas técnicas. Por lo tanto el camino para mejorar el rendimiento de dichas operaciones es aun un tema de estudio.
- Sugerimos a futuros estudiantes que deseen elaborar su trabajo de grado en el área de perforación, desarrollarlo con las diferentes técnicas de perforación no convencional, ya que les permitirán estar a la vanguardia de la tecnología e innovación en la perforación de pozos, haciéndolos más competitivos.
- Existen en la industria múltiples compañías de servicios dedicadas a la elaboración y estudio de la perforación de pozos de petróleo con técnicas no convencionales. Cada una de las herramientas tiene una fundamentación distinta, pero su uso siempre tiene el mismo objetivo. El estudio de este trabajo solo muestra una pequeña parte de estas compañías y sus servicios como efectos didácticos.
- Es recomendable que para todo proyecto de *Casing Drilling* debe evaluarse la magnitud del pozo a enfrentar y pensar económicamente la solución propuesta de acuerdo a las diferentes alternativas de aplicación de la tecnología ya que hay muchos casos donde la perforación convencional se tiene tan optimizada que no cabe usar la tecnología *Casing Drilling* por el costo o por qué no representa un valor agregado significativo.
- Es aconsejable que se realice un estudio de producción posterior al estudio de perforación de nuevos pozos, para poder determinar un alcance más

profundo de los beneficios de perforar pozos nuevos en el Campo Escuela Colorado.

- Se recomienda llevar a cabo este proyecto de perforación con *Casing Drilling* en el Campo Escuela Colorado por los resultados técnicos y económicos obtenidos en este proyecto.
- Con el fin de disminuir el grado de incertidumbre o el error, en la selección de áreas prospectivas, es fundamental realizar la evaluación con datos de gran calidad y representatividad, por lo cual se recomienda reevaluar la información que se posee del Campo Escuela Colorado para obtener resultados más confiables.
- El Campo Escuela Colorado es un campo que no posee datos actuales de la presión de sus arenas, lo cual genera una alta incertidumbre al momento de aplicar un proyecto de perforación y en la toma de decisiones (viabilidad económica del proyecto). Es por esto que se recomienda realizar pruebas de presión para obtener presiones de yacimiento actuales y de esta manera garantizar una mayor confiabilidad en el estudio.
- Con el fin de establecer las zonas en las cuales existe la mayor probabilidad de encontrar crudo, es fundamental que los contactos agua – aceite y aceite – gas estén bien identificados. Debido que el Campo Escuela Colorado es un campo maduro, dichos contactos han variado a lo largo del tiempo, es por esto que se recomienda, realizar un estudio que permita redefinir estos contactos, primordialmente para las arenas Mugrosas B y C.

BIBLIOGRAFÍA

- ADAMS Neal J., CHARRIER Tommie. Drilling Engineering, A Complete Well Planning Approach. PennWell Book. Tulsa, Oklahoma. 1985. 849p.
- AFANADOR P. Carlos A., DELGADO G. Luis E. Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado. Universidad Industrial de Santander. 2008.
- BAÑO S. Franklin, DALGO M. Diego. Tubería de Revestimiento, Optimización de su Diseño y Perforación. Universidad Central del Ecuador. 2009.
- BICKFORD D., MABILE M. Casing Drilling Rig Selection Process for the Stratton Field. OTC 17685. 5p.
- BORLAND B., WATTS R., LESSO B., WARREN T. Designing High-Angle/Casing-Directionally-Drilled Wells. OTC 18374. 2006. 9p.
- FONTENOT Kyle, HIGHNOTE Joe, WARREN Tommy, Houtchens Bruce. Casing Drilling Activity Expands in South Texas. SPE/IADC 79862. 2003.11p.
- GAMARRA M. José F., DÍAZ Hernán, GAMBOA Mariana, ORELLAN Sael. Perforación con Tubería de Revestimiento y Zapata de Perforación para Zonas de Gas Somero en el Lago de Maracaibo. VI Ingepet 2008 (EXPL-2-JG-162). 2008. 11p.
- GRIFFIN R.C., KAMRUZZAMAN S., STRICKLER R.D. Casing Drilling Drill Collars Eliminate Downhole Failures. OTC 16569. 7p.

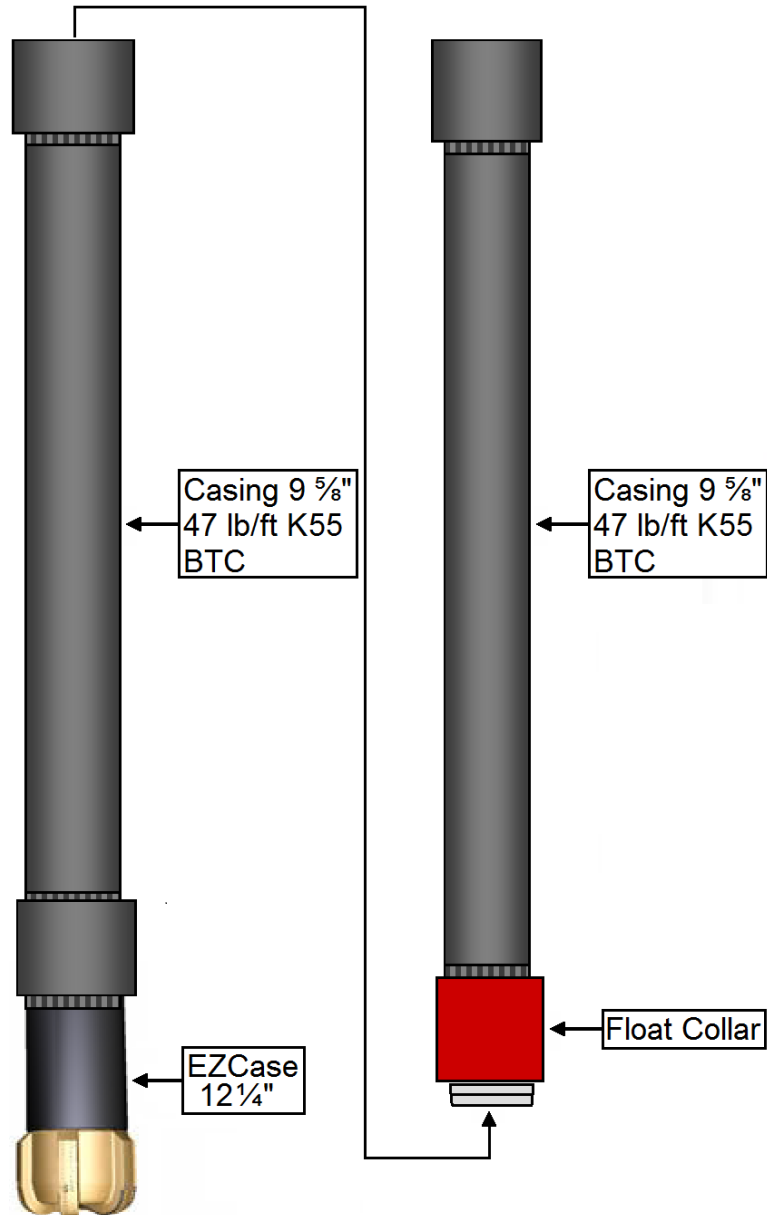
- GUPTA A.K. Drilling With Casing: Prospects and Limitations. SPE 99536. 2006. 6p.
- GUPTA Yash, BANERJEE Sudepto N. The Application Tubular in Casing While Drilling. SPE 106588. 2007.8p.
- HAWKER David, VOGT Karen, ROBINSON Allan. Manual de Perforación, Procedimientos y Operaciones en el Pozo. Datalog. 2002. 278p.
- HOUTCHENS B., FOSTER J., TESSARI R. Applying Risk Analysis to Casing While Drilling. SPE/IADC 105678. 2007. 7p.
- JOHNSTONE Ian, CHOMLEY Alistair, CERNEV Gheorghe, HOQ Mahbub, ATHERTON Geoff, CORNEL Santos Simon, JACOBS Martin. Casing-Drilling Step Improvement: PDC Successfully Drills Out Casing Bit and Finishes Hole Section at Lowest Cost. SPE/IADC 105395. 2007. 18p.
- LU Qing, HANNAHS Dan, WU Jiang, LANGFORD Steve. Connection Performance Evaluation for Casing-Drilling Application. SPE 118805. 2007. 6p.
- MASSIRRUBI Luis, MEJÍA Luis, GONZÁLEZ Evanan. Primera Aplicación en Venezuela de la Tecnología Casing Drilling con Zapata Perforadora en Zonas de Bajo Gradiente y Formaciones no Consolidadas. VI Ingepet 2008 (EXPL-2-LM-71). 2008. 13p.
- P. Maggi, R. Brister, S. Beattie. Advancing the Learning Curve in Drilling With Casing Technology. OTC 18270. 2006. 8p.

- PLÁCIDO J.C.R., MEDEIROS F., LUCENA H., MEDEIROS J.C.M., COSTA V.A.S.R., SILVA P.R.C., GRAVINA C.C., ALVES R., WARREN T. Casing Drilling – Experience in Brazil. OTC 17141. 2005. 11P.
- R. M. Tessari, M. Warren, J.Y. Jo. Drilling with Casing Reduces Cost and Risk. SPE 101819. 2006. 7p.
- RABIA Hussain. Well Engineering & Construction. 2001. 640p.
- RAMAN S.S., CHILINGARIAN G.V. Casing Design Theory and Practice. Elsevier Science B.V. 1995. 271p.
- RAMOS Jiménez Hernán. Curso de Capacitación y Desarrollo de Habilidades en Actividades de Perforación y Mantenimiento de Pozos. 484p.
- RENGIFO ABADÍA Claudia M., ARROYAVE ZULUAGA Juan M. Análisis de la Hidráulica de la Perforación con Revestimiento. Universidad Nacional de Medellín. 2005.
- RODRÍGUEZ M. Rubén D., BERNAL G. José F. Metodología para la Perforación de Pozo Infill en un Campo Maduro con Ambiente de Depositación Fluvial, Aplicación Campo Colorado. Universidad Industrial de Santander. 2009.
- ROMERO A. Luis J. Elaboración del Plan de Perforación del Pozo Canaguay 1. Universidad Industrial de Santander. 2009.
- SHEPARD S.F., REILEY R.H., WARREN T.M. Casing Drilling: An Emerging Technology. SPE 76640. 2002.11p.

- VELTRI David, WARREN Yuma, WARREN Tommy, TESSARI Robert. Two Salt-Dome Wells Successfully Drilled With Casing-While-Drilling Technology. SPE/IADC 105773. 2007. 6p.
- WARREN Tommy. Casing Drilling Engineering Manual. Tesco Corporation. 2004. 133p.
- WARREN Tommy. Drilling with Casing: What it Can and Can't Do for an Asset. SPE 112819. 26p.
- WARREN Tommy M., ANGMAN Per, HOUTCHENS Bruce. Casing Drilling Application Design Considerations. IADC/SPE 59179. 2000. 11p.
- WARREN Tommy, TESSARI Robert, HOUTCHENS Bruce. Casing Drilling with Retrievable Drilling Assemblies. OTC 16564. 2004. 11p.

ANEXOS

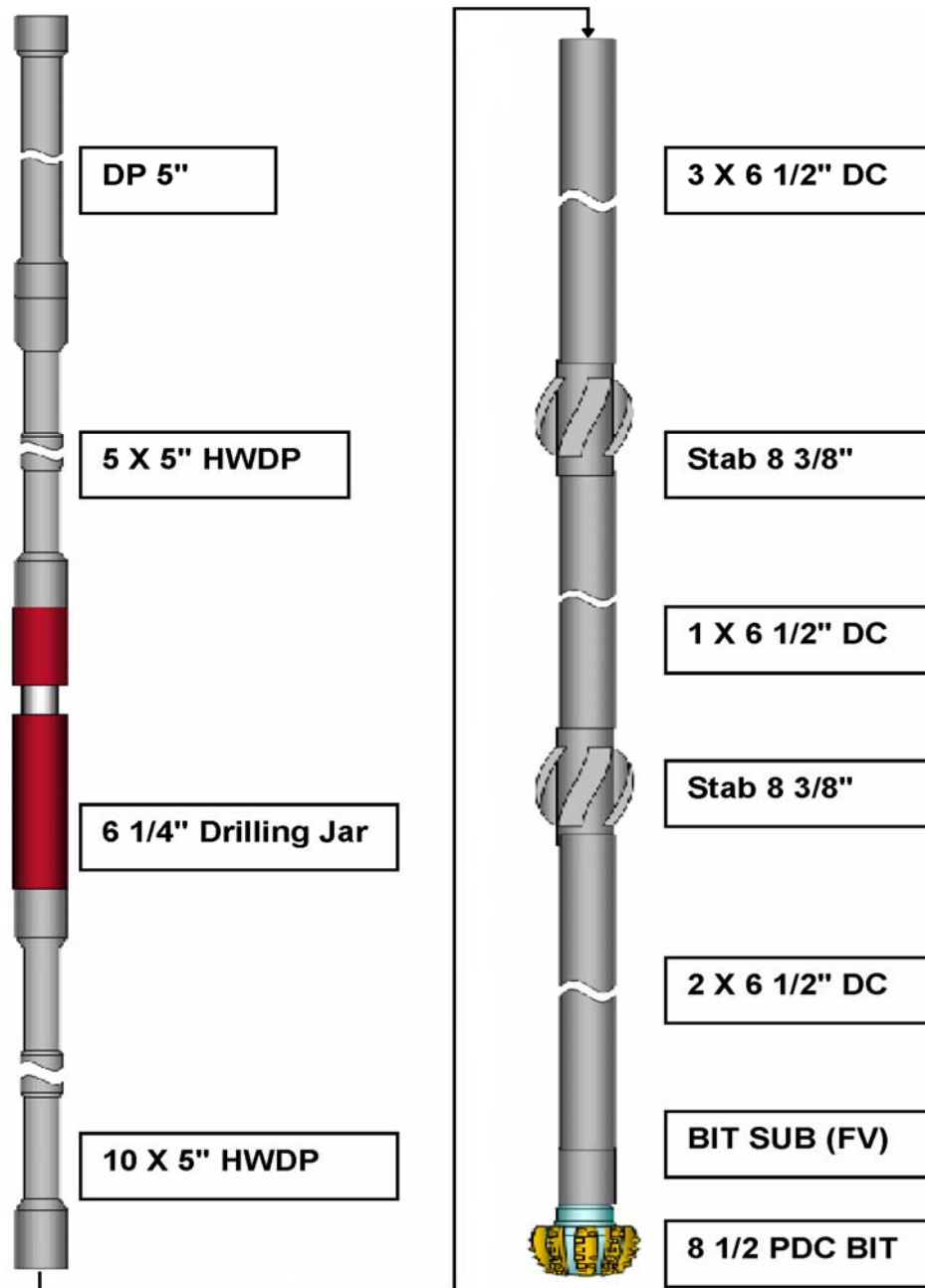
Anexo A. Ensamblaje de Fondo (BHA) Típico Utilizado en Operaciones de Perforación con Revestimiento, Recomendado para la Sección de Superficie.



Fuente: RODRÍGUEZ S.Y., MÁRQUEZ E.M., ECOPETROL S.A., LÓPEZ DE MESA F., OROZCO I., TESCO CORPORATION. Aplicación de la tecnología *Casing Drilling* y *Casing Drive System* (CDS), como una alternativa para la

optimización de las operaciones de perforación de secciones iniciales y corrida de revestimiento en secciones intermedias o de producción. 2009.

Anexo B. Ensamblaje de Fondo (BHA) Convencional Recomendado para Utilizarse en la Segunda Sección del Pozo.



Fuente: AFANADOR P. Carlos A., DELGADO G. Luis E. Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Under Balance Aplicada al Campo Escuela Colorado. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander. 2008.

Anexo C. Tiempo Planeado para Perforar y Dejar Revestido 1.400 ft con Perforación Convencional en el Campo Colorado.

Perforación Convencional			
Profundidad (ft)	Tiempo (h)		
0	0	692,9	41
16,9	1	709,8	42
33,8	2	726,7	43
50,7	3	743,6	44
67,6	4	760,5	45
84,5	5	777,4	46
101,4	6	794,3	47
118,3	7	811,2	48
135,2	8	828,1	49
152,1	9	845	50
169	10	861,9	51
185,9	11	878,8	52
202,8	12	895,7	53
219,7	13	912,6	54
236,6	14	929,5	55
253,5	15	946,4	56
270,4	16	963,3	57
287,3	17	980,2	58
304,2	18	997,1	59
321,1	19	1014	60
338	20	1030,9	61
354,9	21	1047,8	62
371,8	22	1064,7	63
388,7	23	1081,6	64
405,6	24	1098,5	65
422,5	25	1115,4	66
439,4	26	1132,3	67
456,3	27	1149,2	68
473,2	28	1166,1	69
490,1	29	1183	70
507	30	1199,9	71
523,9	31	1216,8	72
540,8	32	1233,7	73
557,7	33	1250,6	74
574,6	34	1267,5	75
591,5	35	1284,4	76
608,4	36	1301,3	77
625,3	37	1318,2	78
642,2	38	1335,1	79
659,1	39	1352	80
676	40	1368,9	81
		1385,8	82
		1402,7	83

Fuente: Autores.

Anexo D. Tiempo Planeado para Perforar y Dejar Revestido 1.400 ft con la Tecnología *Casing Drilling* en el Campo Colorado.

Casing Drilling	
Profundidad (ft)	Tiempo (h)
0	0
35,2	1
70,4	2
105,6	3
140,8	4
176	5
211,2	6
246,4	7
281,6	8
316,8	9
352	10
387,2	11
422,4	12
457,6	13
492,8	14
528	15
563,2	16
598,4	17
633,6	18
668,8	19
704	20
739,2	21
774,4	22
809,6	23
844,8	24
880	25
915,2	26
950,4	27
985,6	28
1020,8	29
1056	30
1091,2	31
1126,4	32
1161,6	33
1196,8	34
1232	35
1267,2	36
1302,4	37
1337,6	38
1372,8	39
1408	40

Fuente: Autores.

Anexo E. Costo Planeado para Perforar y Dejar Revestido 1.400 ft con Perforación Convencional en el Campo Colorado.

Perforación Convencional			
Profundidad (ft)	Costo (U\$)		
0	0	692,9	104212,16
16,9	2541,76	709,8	106753,92
33,8	5083,52	726,7	109295,68
50,7	7625,28	743,6	111837,44
67,6	10167,04	760,5	114379,2
84,5	12708,8	777,4	116920,96
101,4	15250,56	794,3	119462,72
118,3	17792,32	811,2	122004,48
135,2	20334,08	828,1	124546,24
152,1	22875,84	845	127088
169	25417,6	861,9	129629,76
185,9	27959,36	878,8	132171,52
202,8	30501,12	895,7	134713,28
219,7	33042,88	912,6	137255,04
236,6	35584,64	929,5	139796,8
253,5	38126,4	946,4	142338,56
270,4	40668,16	963,3	144880,32
287,3	43209,92	980,2	147422,08
304,2	45751,68	997,1	149963,84
321,1	48293,44	1014	152505,6
338	50835,2	1030,9	155047,36
354,9	53376,96	1047,8	157589,12
371,8	55918,72	1064,7	160130,88
388,7	58460,48	1081,6	162672,64
405,6	61002,24	1098,5	165214,4
422,5	63544	1115,4	167756,16
439,4	66085,76	1132,3	170297,92
456,3	68627,52	1149,2	172839,68
473,2	71169,28	1166,1	175381,44
490,1	73711,04	1183	177923,2
507	76252,8	1199,9	180464,96
523,9	78794,56	1216,8	183006,72
540,8	81336,32	1233,7	185548,48
557,7	83878,08	1250,6	188090,24
574,6	86419,84	1267,5	190632
591,5	88961,6	1284,4	193173,76
608,4	91503,36	1301,3	195715,52
625,3	94045,12	1318,2	198257,28
642,2	96586,88	1335,1	200799,04
659,1	99128,64	1352	203340,8
676	101670,4	1368,9	205882,56
		1385,8	208424,32
		1402,7	210966,08

Fuente: Autores.

Anexo F. Costo Planeado para Perforar y Dejar Revestido 1.400 ft con la Tecnología *Casing Drilling* en el Campo Colorado.

Casing Drilling	
Profundidad (ft)	Costo (U\$)
0	0
35,2	3260,928
70,4	6521,856
105,6	9782,784
140,8	13043,712
176	16304,64
211,2	19565,568
246,4	22826,496
281,6	26087,424
316,8	29348,352
352	32609,28
387,2	35870,208
422,4	39131,136
457,6	42392,064
492,8	45652,992
528	48913,92
563,2	52174,848
598,4	55435,776
633,6	58696,704
668,8	61957,632
704	65218,56
739,2	68479,488
774,4	71740,416
809,6	75001,344
844,8	78262,272
880	81523,2
915,2	84784,128
950,4	88045,056
985,6	91305,984
1020,8	94566,912
1056	97827,84
1091,2	101088,77
1126,4	104349,7
1161,6	107610,62
1196,8	110871,55
1232	114132,48
1267,2	117393,41
1302,4	120654,34
1337,6	123915,26
1372,8	127176,19
1408	130437,12

Fuente: Autores.