

CALIBRACIÓN DEL MÓDULO DE LAS TENDENCIAS DEL ENSAMBLAJE DE
FONDO DIRECCIONAL EN TRES DIFERENTES TIPOS DE POZO PARA EL
CAMPO CASTILLA

MARÍA CAMILA CARRILLO VERA

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

CALIBRACIÓN DEL MÓDULO DE LAS TENDENCIAS DEL ENSAMBLAJE DE
FONDO DIRECCIONAL EN TRES DIFERENTES TIPOS DE POZO PARA EL
CAMPO CASTILLA

MARÍA CAMILA CARRILLO VERA

Proyecto Integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
WILLINGTON DANIEL SANDOVAL RODRÍGUEZ
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de Aceptación

Alejandro Contreras Garzón

Julio Alberto Montenegro Camacho

Carlos Alberto Espinosa Mora

Bogotá, Agosto de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA

Vicerrectora Académica de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA

Decano General de Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

Las directivas de la universidad de América, el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

Dios y a la Virgen, que siempre me han guiado por el mejor camino y me han dado siempre las fuerzas necesarias para superar todos los obstáculos en esta gran lucha.

A mi mamá, Flor María Vera, por ser el motor de mi vida, que con su amor, su apoyo incondicional, sacrificios y todas sus oraciones, ha hecho que este gran sueño tan esperado pueda ser posible. Te amo infinitamente y todos mis triunfos son tuyos.

A mi hermano, German Carrillo, por ser mi mejor amigo y confidente, por sus palabras de aliento en los momentos más difíciles, por su amor, sus consejos siempre tan acertados y por amarme tanto a pesar de los malos momentos. Porque has sido y serás el hombre de mi vida.

A mis ángeles, German e Isabel, que desde el cielo siempre han cuidado mis pasos y nunca me han dejado sola. Los llevo siempre en mis pensamientos y mi corazón. Papi hoy tu muñeca es toda una mujer, una ingeniera.

A mi novio, Santiago Carreño, por ser el amor de mi vida, por su paciencia, su apoyo incondicional y por todo su amor. Por caminar juntos de la mano a pesar de los obstáculos. Gracias por tantos momentos inolvidables, por los recuerdos felices y hasta por los que no son tan felices, por las risas, las enseñanzas; porque este gran logro no lo hubiese logrado sin tu presencia y tu ayuda. A toda la familia Carreño Ruge, en especial a Vilma, Dario, Erika y Rene, porque siempre confiaron y creyeron en mí, incluso en los momentos en que me sentía derrotada, por apoyarme y por hacerme sentir parte de una familia.

Que toda la gloria sea para Dios.

María Camila Carrillo Vera

AGRADECIMIENTOS

Agradezco especialmente:

A Weatherford Latinoamérica Ltda., por abrirme sus puertas y permitirme realizar este proyecto de grado, por facilitarme instalaciones, equipos y personal de apoyo, los cuales fueron fundamentales para la realización de este trabajo.

Al ingeniero de petróleos y gran amigo, Daniel Sandoval Rodríguez, por ser el director de este proyecto, por sus conocimientos, su paciencia, por el tiempo dedicado, por sus concejos y sus jalones de orejas, que funcionaron a la perfección. Mil y mil gracias.

A los ingenieros Andrés Bravo y Elsa Casas, por haberme brindado sus conocimientos, dedicación, concejos y palabras de apoyo, lograron la culminación satisfactoria del proyecto.

A mi orientador, el ingeniero Alejandro Contreras, no pude tener a un mejor mentor. Le agradezco infinitamente, por su tiempo y por su apoyo en todos los instantes, en especial por sus palabras de aliento y motivación.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	24
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	25
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA	25
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	26
1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO CASTILLA	26
1.3.1 Columna estratigráfica generalizada del Campo Castilla	26
1.3.2 Estratigrafía de la cuenca de los Llanos Orientales	29
1.3.2.1 Basamento	29
1.3.2.2 Formación Une	29
1.3.2.3 Formación Gachetá	29
1.3.2.4 Formación Guadalupe	29
1.3.2.5 Formaciones Barco	30
1.3.2.6 Formación Los Cuervo	30
1.3.2.7 Formación Mirador	30
1.3.2.8 Formación Carbonera	30
1.3.2.9 Formación León	32
1.3.2.10 Formación Guayabo	32
1.3.2.11 Formación Necesidad	32
1.3.3 Geología estructural del Campo Castilla	32
1.3.4 Geología del petróleo	33
1.3.4.1 Roca Generadora	33
1.3.4.2 Roca Reservorio	33
1.3.4.3 Migración	34
1.3.4.4 Roca Sello	34
1.3.4.5 Trampa	34
1.3.4.6 Sincronismo	34
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA	35
1.4.1 Método de producción	35
1.4.2 Tiempo de producción	36
1.4.3 Número de pozos	36
1.4.4 Producción acumulada	36
1.4.5 Propiedades petrofísicas del Campo Castilla	37
2. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL	38
2.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL	38
2.1.1 Operaciones de desviación de pozo	40
2.1.2 Perforación en línea recta	40
2.1.3 Perforación de pozos múltiples desde una estructura artificial	41

2.1.4 Lugares inaccesibles	41
2.1.5 Perforación en presencia de domos salinos	42
2.1.6 Perforación en presencia de fallas	42
2.1.7 Perforación de pozos de alivio (control de alivio)	43
2.1.8 Perforación horizontal	43
2.1.9 Perforación de pozos multilaterales	44
2.1.10 Perforación de alcance extendido	44
2.2 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES	45
2.2.1 Pozo Tipo Tangencial o J	45
2.2.2 Pozo tipo S	46
2.2.3 Pozo Tipo S Especial	47
2.2.4 Pozo Tipo Horizontal	47
2.3 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES	48
2.3.1 Herramientas deflectoras	48
2.3.1.1 Cucharas Deflectoras	48
2.3.1.2 Motores de Fondo	49
2.3.1.3 Sistema Rotativo Direccional (RSS)	51
2.3.2 Broca	52
2.3.3 Herramientas de medición	52
2.3.3.1 Péndulo invertido o Totco	52
2.3.3.2 Toma sencilla y toma múltiple	53
2.3.3.3 Mediciones durante la perforación (MWD)	53
2.3.4 Herramientas auxiliares	53
2.3.4.1 Estabilizadores	53
2.3.4.2 Collar de perforación (Drill collar)	54
2.3.4.3 Tubería pesada o de transición	55
2.4 ENSAMBLAJE DE FONDO	55
2.4.1 Ensamblaje de fondo tipo Fulcrum	55
2.4.2 Ensamblaje de fondo tipo Pendular	56
2.4.3 Ensamblaje de fondo tipo Empacado	57
3. PROGRAMA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	58
3.1 DISEÑO DEL POZO	59
3.2 PROGRAMA DE PERFORACIÓN	60
3.2.1 Introducción	60
3.2.1.1 Información general del pozo	60
3.2.1.2 Topes de formaciones	60
3.2.2 Planeación del pozo	61
3.2.2.1 Gráfica del plan del pozo	61
3.2.2.2 Reporte del plan de pozo	62
3.2.3 Análisis de anticollisión	64
3.2.3.1 Sumario de anticollisión	64
3.2.3.2 Gráficos de Soporte	64
3.2.4 Ensamblajes de fondo propuestos	66

3.2.5	Reporte de torque y arrastre	68
3.2.6	Reporte de hidráulicas	72
3.2.7	Consideraciones generales	74
3.2.8	Recomendaciones operacionales	74
4.	TENDENCIAS DIRECCIONALES	75
4.1	REFERENCIAS DE PROFUNDIDAD	75
4.1.1	Profundidad Medida/PM	75
4.1.2	Profundidad Vertical/ PVV	76
4.1.3	Desplazamiento Horizontal/ HD	76
4.2	REFERENCIA DE INCLINACIÓN	77
4.3	REFERENCIAS DE DIRECCIÓN	77
4.3.1	Norte Magnético	77
4.3.2	Norte Verdadero (geográfico)	77
4.4	MEDIDA DE LA DIRECCIÓN	77
4.4.1	Sistema Azimutal	78
4.4.2	Sistema de cuadrantes	78
4.5	ORIENTACIÓN DE LA CARA DE LA HERRAMIENTA	79
4.5.1	Cara de la Herramienta Magnética	80
4.5.2	Cara de la Herramienta Gravitacional	81
4.6	TENDENCIAS DIRECCIONALES	81
4.6.1	Tipo de Tendencias	81
4.6.1.1	Tendencias Up Dip	81
4.6.1.2	Tendencias Down Dip	82
4.7	COMPORTAMIENTO DIRECCIONAL SEGÚN EL TIPO DE ENSAMBLAJE DE FONDO	82
4.7.1	Camisas de 11 ¼"	83
4.7.1.1	Castilla 471	83
4.7.1.2	Castilla 320	83
4.7.1.3	Castilla 203	84
4.7.1.4	Castilla 336	84
4.7.1.5	Castilla 202	85
4.7.2	Camisas de 11 ½"	87
4.7.2.1	Castilla 473	87
4.7.2.2	Castilla 343	87
4.7.2.3	Castilla 248	88
4.7.2.4	Castilla 258	88
4.7.3	Camisa de 11 ¾"	90
4.7.3.1	Castilla 325	90
5.	SIMULACIÓN DE LAS TENDENCIAS DIRECCIONALES	93
5.1	SIMULADOR A.M.E 2	93
5.1.1	Información general	94
5.1.2	Información de la perforación	95
5.1.3	Análisis estático y vibración	99

5.2 ANÁLISIS DE DATOS	104
5.2.1 Camisa de 11 ¼"	104
5.2.2 Camisa de 11 ¾"	106
5.2.3 Camisa de 11 ½"	107
6. SELECCIÓN DE TENDENCIAS DIRECCIONALES	109
7. EVALUACIÓN FINANCIERA	116
7.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN	116
7.1.1 Inversión de la herramienta	116
7.1.2 Costos operacionales de las herramientas de perforación	117
7.2. CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	118
8. CONCLUSIONES	119
9. RECOMENDACIONES	120
BIBLIOGRAFÍA	121

LISTA DE CUADROS

	pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas del yacimiento	37
Tabla 2. Información general del pozo	60
Tabla 3. Coordenadas objetivos	60
Tabla 4. Topes de formaciones	61
Tabla 5. Datos de operación	69
Tabla 6. Tendencias Castilla 471	83
Tabla 7. Tendencias Castilla 320	83
Tabla 8. Tendencias Castilla 203	84
Tabla 9. Tendencias Castilla 336	84
Tabla 10. Tendencias Castilla 202	85
Tabla 11. Tendencias Castilla 473	87
Tabla 12. Tendencias Castilla 343	87
Tabla 13. Tendencias Castilla 248	88
Tabla 14. Tendencias Castilla 258	88
Tabla 15. Tendencias Castilla 325	90
Tabla 16. Camisas de 11 ¼"	104
Tabla 17. Camisa de 11 ¾"	106
Tabla 18. Camisas de 11 ½"	107
Tabla 19. Información básica del pozo	109
Tabla 20. Tendencias finales pozos futuros a perforar	110
Tabla 21. Costos de alquiler motor de fondo	117
Tabla 22. Costos de alquiler RSS	117
Tabla 23. Comparación de costos de alquiler por días	117

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción Promedio de petróleo por año en el Campo Castilla	36
Gráfica 2. Producción Acumulada de petróleo en el Campo Castilla	37
Gráfica 3. Trayectoria del pozo	69
Gráfica 4. Patas de perro del pozo	70
Gráfica 5. Fuerza del gancho Vs Profundidad	70
Gráfica 6. Torque en superficie Vs Profundidad	71
Gráfica 7. Perfil de torque	71
Gráfica 8. Perfil de Presión	73
Gráfica 9. Distribución de la caída de presión	73
Gráfica 10. Tendencias de pozos seleccionados	92
Gráfica 11. Resultado de la simulación con camisas de 11 ¼"	105
Gráfica 12. Tiempos operacionales pozos con camisa de 11 ¼"	105
Gráfica 13. Resultado de la simulación con camisa de 11 ¾"	106
Gráfica 14. Tiempo operacional- pozos con camisas de 11 ¾"	107
Gráfica 15. Resultado de la simulación con camisa de 11 ½"	108
Gráfica 16. Tiempo operacional- Pozos con camisas de 11 ½"	108
Gráfica 17. Tiempos efectivos mejores pozos con motor vs RSS	110

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa ubicación	27
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales	28
Figura 3. Corte estructural generalizado de la Cuenca de los Llanos Orientales	33
Figura 4. Carta de eventos de la Cuenca de los Llanos Orientales	34
Figura 5. Aplicaciones de la perforación direccional	39
Figura 6. Operaciones de desviación de pozo	40
Figura 7. Perforación en línea recta	40
Figura 8. Perforación de pozos múltiples desde una estructura artificial	41
Figura 9. Lugares inaccesibles	41
Figura 10. Perforación en presencia de domos salinos	42
Figura 11. Perforación en presencia de fallas	42
Figura 12. Perforación de pozos de alivio	43
Figura 13. Perforación horizontal	43
Figura 14. Perforación de pozos multilaterales	44
Figura 15. Perforación de alcance extendido	45
Figura 16. Pozo Tipo Tangencial o J Invertido	46
Figura 17. Pozo tipo S	46
Figura 18. Pozo tipo S Especial	47
Figura 19. Pozo tipo horizontal	48
Figura 20. Cucharas deflectoras	49
Figura 21. Motor de fondo	50
Figura 22. Modos de rotación y deslizamiento del motor de fondo	50
Figura 23. Broca de perforación	52
Figura 24. Mediciones durante la perforación.	53
Figura 25. Tipos de estabilizadores	54
Figura 26. Tipos de collares de perforación	55
Figura 27. Ensamblaje de fondo Tipo Fulcrum	56
Figura 28. Ensamblaje de fondo tipo pendular	57
Figura 29. BHA tipo empacado	57
Figura 30. Proceso de planeación de la perforación de un pozo	58
Figura 31. Gráfica del plan de pozo	62
Figura 32. Informe del plan de pozo	63
Figura 33. Sumario de Anticolisión.	64
Figura 34. Perspectiva areal de trayectoria	64
Figura 35. Trayectoria del pozo de interés (línea verde) y pozos cercanos	65
Figura 36. Radio máximo de producción en pozos cercanos	65
Figura 37. Perspectiva lateral anticolisión en 3d	66
Figura 38. Ensamblaje de fondo direccional propuesto	67
Figura 39. Reporte de torque y arrastre	68
Figura 40. Reporte de hidráulicas	72

Figura 41. Profundidad medida	75
Figura 42. Profundidad vertical verdadera	76
Figura 43. Desplazamiento horizontal	76
Figura 44. Referencia de inclinación	77
Figura 45. Posición de un punto en el pozo	78
Figura 46. Sistema azimutal	78
Figura 47. Sistema de cuadrantes	79
Figura 48. Cara de la herramienta	79
Figura 49. Orientación de la cara de la herramienta	80
Figura 50. Cara de la herramienta magnética	80
Figura 51. Cara de la herramienta gravitacional	81
Figura 52. Tendencias Up Dip	82
Figura 53. Tendencias Down Dip	82
Figura 54. Información general	94
Figura 55. Información de la perforación	95
Figura 56. Información del revestimiento	96
Figura 57. Fluidos de perforación	97
Figura 58. Ensamblaje de fondo direccional	98
Figura 59. Desplazamiento direccional	99
Figura 60. Escenario general del desplazamiento direccional	100
Figura 61. Análisis del ensamblaje de fondo	101
Figura 62. Resultados de las tendencias direccionales	102
Figura 63. Gráfica de resultados FRV	103
Figura 64. Diseño del perfil direccional propuesto para el pozo Castilla 362	112
Figura 65. Ensamblaje de fondo direccional propuesto	113
Figura 66. Ensamblaje de fondo direccional propuesto para el pozo Castilla Norte 255	114
Figura 67. Ensamblaje de fondo direccional propuesto	115

GLOSARIO

ACRES: es una medida utilizada para calcular la superficie de un terreno.

ÁNGULO DE INCLINACIÓN: ángulo formado del pozo con respecto a la vertical.

ANTICLINAL: es un pliegue en forma de arco, producido en las rocas, en donde las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo e disponen rocas cada vez más modernas.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria constituida por minerales de un tamaño de grano inferior a 4 μm , proveniente principalmente de la descomposición de feldespatos. Está constituida en su mayoría por filosilicatos, en especial silicatos de aluminio, magnesio, hierro u otros materiales.

ARENISCA: roca sedimentaria constituida por clastos de tamaño arena entre 2-0.063 mm y una matriz de cemento que las rodea. La mayoría están compuestas de granos de cuarzo y arcilla en pequeñas cantidades; pueden ser por su composición: arcosas si son ricas en feldespatos, cuarzosas ricas en dióxido de silicio y en fragmentos líticos de otras rocas.

AZIMUT: dirección del pozo expresada en grados de 0° a 359° partiendo del norte como referencia. Este norte de referencia puede ser el norte verdadero, que es la dirección del polo norte geográfico.

BEND HOUSING: es el dobles de un motor de fondo, que ayuda a direccionar un pozo. Permite su graduación de 1° - 3°. Se aplica una fuerza lateral continua para construir o tumbar ángulo y dirección.

BS&W: (*Basic Sediment and Water*) corresponde el contenido de agua libre (no disuelta) y sedimentos (limo y arena) que trae el crudo. Es importante que su valor sea bajo, para evitar suciedades y dificultades durante el procesamiento del crudo.

BUZAMIENTO: es la medida entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo.

CALIZA: roca sedimentaria, generalmente marina, de origen clástico, químico u orgánico, compuesta en más de un 90 % por carbonato cálcico. La mayoría son formadas en aguas poco profundas y bajo condiciones de ambiente tranquilo; constituyen la materia prima de la cal y el cemento.

CARA DE LA HERRAMIENTA (TOOL FACE): orientación de la herramienta expresada como la dirección desde el norte. En la herramienta desviadora, la cara

es señalada con una marca que ayuda a posicionarla con una orientación específica durante la perforación.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de tipo detrítico formada en su mayoría por clastos redondeados tamaño grava o mayor a 2 mm; dichos clastos pueden corresponder a cualquier tipo de roca y se encuentran rodeados por una matriz o cemento fino que las une.

COLLAR DE PERFORACIÓN: tubería utilizada para auxiliar a la tubería de perforación a dar el peso requerido a la broca durante las operaciones de perforación.

CUENCA: es una depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos. Las cuencas sedimentarias pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada. Las cuencas pueden estar limitas por fallas.

DESLIZAR: perforar con un motor dirigido en fondo rotando únicamente la broca sin que la sarta de perforación rote desde superficie. Es el único método para construir un ángulo controlado cuando se utiliza un motor de fondo y una camisa desviada.

DOGLEG SEVERITY: es el grado de severidad del cambio angular, normalmente referida a una sección del pozo que cambia de dirección con más rapidez que la deseada, produciendo en general efectos colaterales.

DOWN DIP: se presenta cuando el azimut del pozo se dirige en la misma dirección de la capa de la formación.

ENSAMBLAJE DE FONDO DIRECCIONAL (BHA): se encuentra al final de la sarta de perforación y es la combinación de algunas herramientas o equipos como broca, motor de fondo, MWD, LWD, estabilizadores, martillos y collares de perforación entre otros. La combinación depende de la operación a realizar.

ESTRATIGRAFÍA: es el estudio de la historia, la composición, las edades relativas y la distribución de los estratos, y la interpretación de los estratos para aclarar la historia de la tierra. La comparación o correlación de estratos separados puede incluir el estudio de su litología, contenido fósil, y edades relativas y absolutas, o lito estratigrafía, bioestratigrafía y cronoestratigrafía.

ESTUARINO. es la desembocadura, en el mar, de un río amplio y profundo, e intercambia con esta agua salada y dulce debido a las mareas. Está formada por un solo brazo ancho en forma de embudo ensanchado.

FACTOR DE RECOBRO: fracción de petróleo extraíble de un yacimiento bajo condiciones de un mecanismo de producción predominante.

FALLA: discontinuidad de la corteza terrestre que ocurre de forma natural por la propagación de una fractura que tiene desplazamiento observable en una capa de roca de la corteza por la aplicación de una energía. Se forman por esfuerzos tectónicos o gravitacionales que actúan en la corteza terrestre. Dependiendo de la dirección relativa del desplazamiento entre las rocas, a ambos lados de la falla, su movimiento se describe como directo o normal e inverso.

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

FULCRUM: uno de los puntos de apoyo del ensamblaje de perforación, con el cual se construye ángulo en la perforación direccional.

GRAVEDAD API: es una escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo, para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La gravedad API esta graduada en grados por un instrumento llamado hidrómetro y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedaran entre 10° y 70° de gravedad API.

HIDROCARBUROS: son compuestos de carbono e hidrógeno. Pueden ser líquidos y gaseosos. Los hidrocarburos líquidos como propano, butano, pentanos y productos más pesados extraídos del curso del flujo de gases.

INCLINACIÓN: ángulo en grados entre la trayectoria y la separación del pozo con respecto a la vertical, por convención, 0° corresponde a un pozo totalmente vertical y 90° a un pozo totalmente horizontal.

LUTITA: es una roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el lio en capas relativamente impermeables de escaso espesor. La lutita puede contener cantidades relativamente grandes de material orgánico, por consiguiente, poseen el potencial para convertirse en roca generadora de hidrocarburos.

MOTOR DE FONDO: es una herramienta que convierte la energía hidráulica del flujo del lodo en energía mecánica que permite la rotación de la broca sin necesidad de transmitir esa rotación desde superficie.

PROFUNDIDAD MEDIDA (MD): distancia real de la trayectoria del pozo desde un punto de referencia en superficie hasta la ubicación de los registros direccionales.

Este valor se mide contando la tubería o con el contador de profundidad de la línea de acero.

PUNTO DE DESVÍO (KOP): es la localización a una cierta profundidad bajo la superficie donde se desvía el pozo hacia una dirección determinada.

REGISTROS DURANTE LA PERFORACIÓN (LWD): herramienta de toma de registros durante la operación de perforación en tiempo real.

REVESTIMIENTO: el tubo de acero usado en pozos para aislar los fluidos del hueco y prevenir el derrumbe de las paredes de este. Además, es usado en subsuelo para bloquear una formación de agua o gas y poder continuar la perforación.

ROCA SEDIMENTARIA: tipo de rocas originadas a partir de la consolidación de fragmentos minerales, fragmentos de otras rocas, restos de plantas, animales o de precipitados químicos. El origen es las rocas sedimentarias se presenta principalmente por tres procesos; erosión, diagénesis y litificación.

SECCION TANGENCIAL: sección del hueco donde el ángulo de inclinación y dirección permanecen constantes.

SINCLINAL: es un pliegue en la roca, en forma de cuenca o cubeta, en la que las capas de roca son convexas hacia abajo. Las rocas más modernas forman núcleo del pliegue y fuera del núcleo las rocas son progresivamente más antiguas.

SURVEY: conjunto de datos que se usan para describir la dirección del pozo. Contiene la inclinación, azimut a una profundidad determinada.

TORQUE: fuerza de giro o fuerza que produce rotación o torsión, en la caja reductora, este depende de las cargas en la barra pulida y el momento de contrabalanceo.

UP DIP: se presenta cuando el azimut del pozo tiende a tener una dirección perpendicular a la dirección de buzamiento de las capas perforadas.

VECTOR DE FORMACIÓN REACTIVO (FVR): es un factor de dureza de la formación, el cuál ejerce resistencia a la perforación. Indica la manera en que se comportará el ensamblaje de fondo durante la operación, determinando las tendencias presentadas.

YACIMIENTO: es un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados.

ABREVIATURAS

%	Por Ciento
°	Grados
”	Pulgadas
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	API para la calidad del crudo
Az	Azimut
Bbl	Barriles
BH	Ángulo de inclinación del motor (<i>Bend Housing</i>)
BHA	Ensamblaje de fondo direccional (<i>Bottom Hole Assembly</i>)
BOPD	Barriles por día
BUR	Tasa de construcción del pozo (<i>Build up Rate</i>)
CAPEX	Inversiones de Capital (<i>Capital Expenditure</i>)
DC	Collar de perforación (<i>Drill collar</i>)
DLS	Inclinación en grados por cada 100 ft. (<i>Dog leg severity</i>)
E	Este
Ft	Pies
FF	Factor de fricción. (<i>Friction Factor</i>)
FRV	Vector de la formación reactivo (<i>Formation reactive vector</i>)
GPM	Galones por minuto
h	Espesor
ID	Diámetro interno
Inc.	Inclinación
ICP	Instituto Colombiano de Petróleo
Km	Kilómetros
KBPD	Miles Barriles de petróleo por día
KOP	Punto de desvío (<i>Kick of point</i>)
Lb	Libra
m	Metro
MD	Profundidad medida (<i>Measurement depth</i>)
mD	Milidarcy
MWD	Profundidad medida durante la perforación (<i>Measurement while drilling</i>)
N	Norte
NPT	Tiempo no productivo (<i>Non productive time</i>)
PC	Cuadrante de dirección
Psi	Libras por pulgada cuadrada (<i>Pound Square Inch</i>)

RPM	Revoluciones por minuto
ROP	Tasa de penetración (<i>Rate of penetration</i>)
RSS	Sistema rotario de perforación (<i>Rotary steerable system</i>)
So_r	Saturación residual de petróleo
Sw_{irr}	Saturación de agua residual
TER	Tasa de giro al este (<i>Turn east rate</i>)
TIO	Tasa interna de oportunidad
TF	Cara de la herramienta (<i>Tool face</i>)
TR	Tasa de giro (<i>Turn rate</i>)
TVD	Profundidad vertical real (<i>True vertical depth</i>)
TVD_{ss}	Medida de profundidad verdadera en el subsuelo
USD	Dólar estadounidense
VPN	Valor presente neto
WOB	Peso sobre la broca (<i>Weight on Bit</i>)

RESÚMEN

TÍTULO: CALIBRACIÓN DEL MÓDULO DE LAS TENDENCIAS DEL ENSAMBLAJE DE FONDO DIRECCIONAL EN TRES DIFERENTES TIPOS DE POZO PARA EL CAMPO CASTILLA

DESCRIPCIÓN

En este trabajo, se presenta la descripción geológica y la historia de producción del Campo Castilla operado por Ecopetrol S.A; así mismo, se expone la necesidad de implementar un software que permita conocer la tendencia del ensamblaje de fondo más acorde, dependiendo de las características de la formación, para realizar la perforación direccional. Actualmente, se están realizando estudios en un gran número de pozos perforados, con el fin de obtener una base de datos más amplia y que el porcentaje de error sea cada vez menor.

Además, este trabajo se enfoca en el análisis de tendencias del ensamblaje direccional con motor de fondo, para determinar el tamaño de las camisas de perforación según el perfil planeado del pozo (tasa de construcción). Dicho análisis, está basado en la sección de la fase de 12 ¼", ya que es allí donde se pueden mejorar los tiempos de perforación. De esta forma se plantea un modelo de simulación aplicado a 10 pozos seleccionados del Campo Castilla, con el objetivo de realizar una variación en el ensamblaje de fondo (cambiando el tamaño de las camisas) y así establecer una tasa de construcción para cada una de las formaciones a perforar en esta fase.

Finalmente, se realiza el análisis financiero del proyecto, con base a los resultados y los tiempos operacionales obtenidos de la simulación, donde se calcula el valor presente de egresos del proyecto y se comparan los costos asociados.

Palabras claves

Campo Castilla
Ensamblaje de fondo Direccional
Motor de fondo
Perforación direccional

INTRODUCCIÓN

Durante la perforación de pozos direccionales, uno de los componentes más importantes cuyo desempeño ayudará al cumplimiento de los objetivos propuestos en el tiempo señalado, es la selección del tamaño adecuado de las camisas del motor de fondo.

El Campo Castilla, ubicado en el Departamento del Meta, es uno de los mayores productores de hidrocarburos del país, allí se ha perforado con dos tipos de tecnología, motores de fondo y sistemas rotarios direccionales (RSS), siendo estos últimos más costosos. Los tiempos de estas dos tecnologías son similares, siempre y cuando se aprovechen las tendencias direccionales según el tipo de ensamblaje de fondo. Debido a la disminución en el precio del barril de petróleo en el presente año, Weatherford Colombia Ltda. elabora un estudio de alternativas que permita el mejoramiento en los tiempos de perforación en dicho campo.

Por esta razón, se ha realizado un análisis de las tendencias presentadas en 10 pozos direccionales ya perforados en el Campo Castilla, recopilando la información en bases de datos. Para aprovechar al máximo éste análisis, se selecciona adecuadamente el tamaño de la camisa del motor de fondo con la que se debe perforar, además se deben conocer las variables geológicas que intervienen.

Al finalizar se generan los diseños del ensamblaje de fondo direccional en pozos futuros. Para la Empresa es de gran importancia este proyecto, el cual puede ser una alternativa adicional a los estudios realizados anteriormente, ya que a través de estos se podrán disminuir costos, maximizar recursos y mejorar las operaciones de perforación.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Calibración del módulo de las tendencias del ensamblaje de fondo direccional en tres diferentes tipos de pozo para el Campo Castilla.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Castilla.
2. Detallar las generalidades de los diferentes tipos de ensamblaje de fondo direccional.
3. Describir el programa de perforación direccional utilizado actualmente en el Campo Castilla.
4. Describir las tendencias direccionales de 10 pozos direccionales que han sido perforados en el Campo Castilla.
5. Realizar la simulación de las tendencias direccionales presentadas, por medio del software A.M.E 2 sensibilizando los tipos de pozo.
6. Comparar los datos de las tendencias obtenidas de los ensamblajes de fondo y la simulación registrada anteriormente.
7. Seleccionar las tendencias direccionales del ensamblaje de fondo para pozos futuros a perforar.
8. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador Beneficio/Costo de los resultados obtenidos en la simulación.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

En este capítulo, se expone la descripción de las generalidades geológicas haciendo énfasis en la historia, localización, marco geológico e historia de producción del Campo Castilla en la Cuenca de los Llanos Orientales. Con esta información se cumple el objetivo número uno.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA

La historia del Campo Castilla, inicia entre los años de 1944 a 1977, cuando las compañías Chevron, Intercol, Phillips, Shell y Texaco, realizaron trabajos de exploración sísmica, además de la perforación de pozos, para la búsqueda de yacimientos de petróleo en la región del Meta.

En el año 1969, Chevron Petroleum Company mediante el Contrato de Concesión Cubarral No. 1820, obtuvo la adjudicación de un área de 240795.65 acres, donde se realizó el descubrimiento del campo con la perforación del pozo Castilla-1 a una profundidad de 7347 pies y produciendo un tipo de crudo de 12 °API de las Formaciones Mirador, Guadalupe y Une. Debido a las características del petróleo y falta de infraestructura de transporte, no se realizó la explotación del campo hasta el año 1976.¹

Entre los años de 1988 y 1989, Ecopetrol S.A., realizó la perforación de tres pozos fuera del área del contrato de asociación, los cuales permitieron definir los Campos Castilla Norte y Castilla Este. Luego de realizar evaluaciones al yacimiento, además de la perforación de los pozos Castilla Norte-1, Castilla Norte-2 y Castilla Este-1, se concluyó que los Campos Castilla, Castilla Norte y Castilla Este se encuentran ubicados en una sola estructura.

Según Ecopetrol² en gran parte, los pozos en el Campo Castilla se encuentran terminados en las areniscas de la Unidad Guadalupe Masivo y algunos en la Unidad Guadalupe Superior. Actualmente, el campo produce hidrocarburos de la Formación Gachetá (K1) y de la Formación Une (K2).

Desde el año 2000, Ecopetrol S.A., asumió la operación directa y total del Campo Castilla. Actualmente, el Campo Castilla cuenta con alrededor de 500 pozos con una producción de 120000 barriles de petróleo por día (BOPD) aproximadamente, tres estaciones de recolección: Estación Castilla-1, Estación Castilla-2 y Estación Acacias.

¹ ECOPETROL. Castilla recargado. [En línea] [Citado el 15 de febrero de 2016]. Disponible en internet <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm>

² *Ibíd.*, p 1

1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El Campo Castilla se encuentra al Sur Occidente de la Cuenca de los Llanos Orientales, en el Departamento del Meta, Colombia (Ver figura 1).

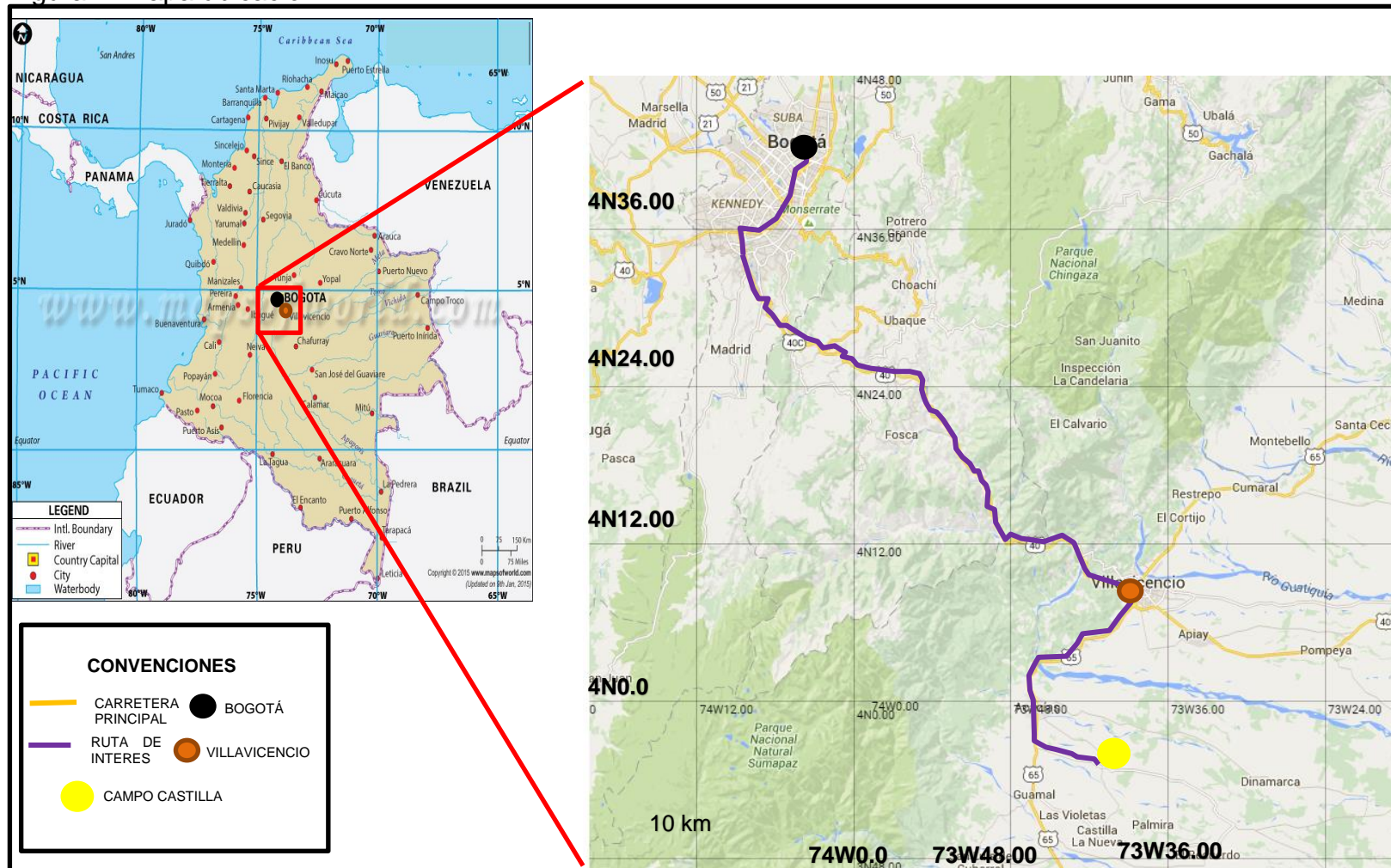
La ruta de llegada al campo, se toma como punto inicial la ciudad de Bogotá, se empieza por la salida Suroriente hacia Villavicencio por la carretera al Llano conocida como la Ruta 40, hasta la capital del Departamento del Meta (Villavicencio); posteriormente se recorren aproximadamente 60 km por la vía Villavicencio- Acacias- Guamal- Castilla La Nueva. Se toma la vía pavimentada de acceso principal, que conduce desde la Ciudad de Villavicencio al Municipio de Granada, en el kilómetro 12, se ingresa al Municipio de Castilla La Nueva y desde allí 5 km en sentido Este por la vía vehicular se ubica el Campo Castilla. La jurisdicción les pertenece a los municipios de Acacias y Castilla La Nueva.

1.3 MARCO GEOLÓGICO DEL CAMPO CASTILLA

A continuación, se muestra la columna estratigráfica generalizada y una descripción de las formaciones presentes. También se nombra y describe la estructura correspondiente a este campo y la geología que contribuye al entrapamiento del petróleo.

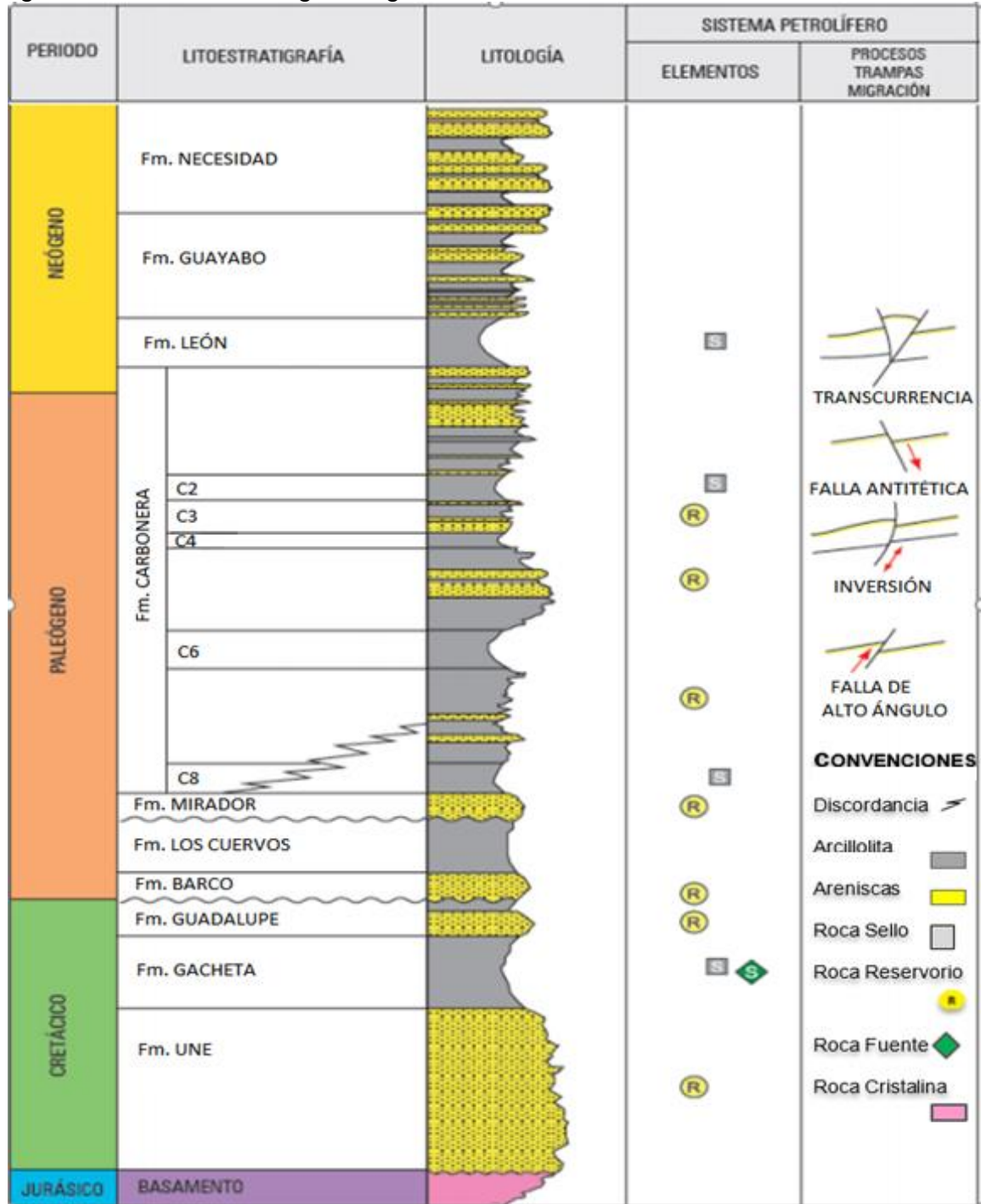
1.3.1 Columna estratigráfica generalizada del Campo Castilla. La secuencia de rocas presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales se presenta en la Figura 2. En la columna de base a tope se observan rocas desde el periodo Jurásico al Neógeno y las formaciones perforadas por los pozos del Campo Castilla.

Figura 1. Mapa ubicación



Fuente: Modificado por los autores. Bracknell District Caving Club. [En Línea] Disponible en internet <http://www.bdcc.co.uk/Gmaps/ll_grat_v3_demo.htm.> [Citado el 10 de febrero de 2016]. Coordenadas, ubicación

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente. Modificada por el autor. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Diciembre 2012. p.32.

1.3.2 Estratigrafía de la cuenca de los Llanos Orientales. Se presenta de base a tope una descripción de la composición y características principales de las formaciones presentes en la columna estratigráfica de los Llanos Orientales. La información está basada en el léxico estratigráfico de Julivert³, léxico estratigráfico de Porta⁴ y en el documento Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos de la ANH⁵ (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

1.3.2.1 Basamento. Según la ANH, en el área del Meta se reportan dos tipos de basamento: ígneo- metamórfico, de composición diorítica- sienítica y filitas (metamorfismo de bajo grado) -cuarcitas, las cuales podrían ser prolongación del Macizo de Quetame.⁶

1.3.2.2 Formación Une. La edad de esta formación corresponde a Albiano – Cenomaniano. Según JULIVERT, Une está formada casi exclusivamente de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y limonitas carbonosas; su espesor varía de 50 a 350 pies en promedio en el área de Meta, de 300 a 600 pies en el área de Arauca y llega hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero. Los bancos gruesos de areniscas van separados por bancos más o menos delgados de lutita endurecida y como guía se tiene en la parte alta del conjunto, un débil nivel de antracita. La Formación Une infrayace con la Formación Gachetá con un contacto discordante y suprayace al Basamento con un contacto concordante Neto. Se expone un ambiente de relleno de valle fluvial deltaico para la depositación de esta unidad y localmente se distinguen depósitos de canales abandonados, de llanuras de inundación y de canales con alguna influencia mareal.⁷

1.3.2.3 Formación Gachetá. La edad de esta formación corresponde a Turoniano – Coniaciano – Santoniano. Está constituida por una secuencia de lutitas con desarrollo menor de areniscas y con contenido variable de glauconita y presenta pequeños niveles calcáreos. Su espesor aumenta hacia el Noroccidente y el valor máximo encontrado es superior a 600 pies. Esta formación es productora en varios campos de la cuenca. El límite superior de esta formación es la Formación Guadalupe con un contacto concordante y el límite inferior es con la Formación Une también concordante.⁸ El ambiente de depósito de la Formación Gachetá es estuarino de dominio mareal.

1.3.2.4 Formación Guadalupe. La edad de esta formación corresponde a Coniaciano Superior – Maastrichtiano. El espesor máximo observado es superior a 600 pies. En esta formación el espesor aumenta hacia el piedemonte, pasando de cero en las cercanías del Escudo Guyanés a más de 600 pies hacia el Piedemonte.

³ JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. América Latina. Volumen 5, fascículo 4a. 1968.

⁴ DE PORTA, J. Léxico estratigráfico. América Latina. Volumen 4, fascículo 4b.

⁵ ANH, Op. Cit., p. 48

⁶ ANH, Op. Cit., p. 48

⁷ M. JULIVERT, Op. Cit., p. 460

⁸ ANH, Op. Cit., p. 48

El límite superior de la Formación Guadalupe es la Formación Barco de tipo discordante; mientras que el límite inferior de esta formación está en contacto con la Formación Gachetá. El ambiente de depositación es continental y corresponde a una secuencia de porcelanitas.

1.3.2.5 Formaciones Barco. La edad de esta formación corresponde a Paleoceno Temprano. Según DE PORTA, esta formación está compuesta de areniscas, lutitas y arcillolitas intercaladas, depositadas en un ambiente fluvial a canales deltaicos en el Paleoceno; las areniscas se presentan en capas con espesores de 0,3 a 20 pies. Son en gran parte grises, arcillosas, de grano muy fino a medio, bien calibradas, con estratificación cruzada, localmente contienen abundantes láminas micáceo-carbonáceas y de lutitas. El espesor de la formación varía entre 150 y 278 pies. La Formación Barco se superpone a la Formación Guadalupe donde presenta un contacto discordante. Mientras que el límite superior queda determinado por la sucesión carbonosa de la formación supra yacente Los Cuervos.⁹

1.3.2.6 Formación Los Cuervo. La edad de esta formación corresponde a Paleoceno Tardío – Eoceno Temprano. Litológicamente la formación consta de arcillas carbonosas gris oscuras, arcillolitas intercaladas con limolitas micáceo-carbonosas, areniscas de grano fino y carbones; sus capas de carbón tienen un espesor que varía entre 0,1 y 2,5 pies. La Formación Los Cuervos descansa sobre la Formación Barco, y el contacto es concordante. El límite superior es la Formación Mirador, este contacto es discordante. Se ha interpretado un ambiente deposicional continental/transicional a marino para esta unidad.¹⁰

1.3.2.7 Formación Mirador. La edad de esta formación corresponde a Eoceno Medio. Según NOTESTEIN, HUBMAN y BOWLER, afirman que en esta formación predominan las areniscas de grano fino a grueso, en parte conglomeráticas de color pardo claro a blanco; Las areniscas de la parte inferior de la formación suelen estar generalmente dispuestas en capas más delgadas que las de la parte superior; en secciones de superficie el espesor de la Formación Mirador varía entre los 160 y los 400 pies. La base de la Formación Mirador descansa sobre las arcillolitas de la Formación Los Cuervos donde el contacto es discordante. El límite superior está situado en el contacto concordante entre las areniscas sin estratificación que forman la parte inferior de la Formación Carbonera. El ambiente de deposición es marino somero a costero.¹¹

1.3.2.8 Formación Carbonera. La edad de esta formación corresponde a Eoceno Tardío – Mioceno Temprano. Esta formación consta de arcillolitas grises a gris verdoso y pardas con areniscas, y algunos lechos de lignito en su parte inferior y superior. Las areniscas se presentan en capas cuyo espesor varía desde menos de

⁹ J. DE PORTA, Óp. Cit., p. 80-82

¹⁰ *Ibid.*, p. 332-334

¹¹ *Ibid.*, p. 364-367

uno (1) hasta 30 pies. Los espesores de la formación son variables en superficie y por término medio oscila alrededor de los 500 pies; el límite inferior se coloca donde terminan las areniscas limpias de grano grueso de la Formación Mirador, mientras que el límite superior queda determinado por el paso de las areniscas y arcillas arenosas a lutitas con la Formación León, este contacto es concordante¹².

- **Unidad C8 (Lutita E4).** Esta unidad presenta un espesor variable desde los 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies a lo largo del frente de montaña.
- **Unidad C7 (Unidad T1).** Las areniscas presentes son de grano fino a medio, separadas por niveles de arcillolitas. El espesor de esta unidad puede alcanzar desde los 250 a los 280 pies en la zona central de la cuenca. Esta unidad se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino deltaico y continental.
- **Unidad C6 (Lutita E3).** Tiene un espesor máximo que se encuentra en el sector de Cubarral con 600 pies. Hacia el este se reduce hasta tener de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca.
- **Unidad C5.** Esta unidad está compuesta por alternancia de niveles de arcillolitas y arenisca poco consolidadas, el tamaño de grano es medio y a veces grueso. El espesor varía desde 50 hasta 300 pies.
- **Unidad C4.** Está compuesta por una alternancia de capas de areniscas, limolitas y lutitas. El espesor máximo visto es superior a 700 pies en el Piedemonte Llanero. El máximo espesor registrado está en el sector de Guacavía con 1.050 pies.
- **Unidad C3.** Tiene un espesor promedio de 150 pies y hacia el sureste alcanza más de los 700 pies en el frente de la montaña. Esta unidad está compuesta por alternancia de capas de arenisca fina a grueso y algunos pies de limolitas y arcillolitas.
- **Unidad C2 (Lutita E).** Esta formación está constituida por lutitas y limolitas con un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca y hacia el borde suroccidental aumenta donde alcanza más de los 900 pies.
- **Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera).** Esta unidad está sellada por las lutitas de la Formación León, está compuesta por cuerpos arenosos separados por capas delgadas de limolitas y lutitas. El espesor de esta unidad aumenta hacia el Occidente y alcanza más de 2.000 pies antes del piedemonte.

¹² *Ibid.*, p. 111-113

1.3.2.9 Formación León. La edad de esta formación corresponde a Mioceno Temprano a Medio. Según NOTESTEIN, HUBMAN y BOWLER la formación está formada de lutitas con capas delgadas de areniscas con láminas carbonosas. El espesor de la formación varía entre los 510 a 785 pies. Su límite inferior queda distinguido por niveles arenosos de la Formación Carbonera y el límite superior está determinado por la aparición de los niveles arenosos de la base de la Formación Guayabo, donde estos dos contactos son concordantes. El ambiente de depositación es un medio marino a marino somero y representa el último pulso transgresivo del mar.¹³

1.3.2.10 Formación Guayabo. La edad de esta formación corresponde a Mioceno Tardío. Según NOTESTEIN, HUBMAN y BOWLER describen que esta formación presenta en la base superior arcillolitas arenosas y areniscas de 186 pies, luego arcillolitas y arcillolitas arenosas con algunas areniscas de 181 pies, finalmente hay areniscas y localmente arcillolitas moteadas de 436 pies. El espesor de la Formación Guayabo es de 803 pies. El límite inferior descansa en contacto normal con la Formación León, mientras que la parte superior de la Formación no está determinada. El depósito de esta formación fue el resultado de la rápida erosión y deposición de sedimentos provenientes del rápido levantamiento de la Cordillera Oriental en el Mioceno Medio a Superior.

1.3.2.11 Formación Necesidad. La edad que se le asigna a esta formación es Plioceno- Pleistoceno. Según NOTESTEIN, HUBMAN y BOWLER describen que esta formación está compuesta por una secuencia de conglomerados poco consolidados, intercalado con areniscas de grano fino a grueso y en menor proporción de arcillolitas. Tiene un espesor aproximado de 200 pies. Esta formación suprayace a la Formación Guayabo, los contactos superior e inferior son discordantes. El ambiente de depositación es fluvial con aporte de sedimentos provenientes de la Cordillera Oriental.

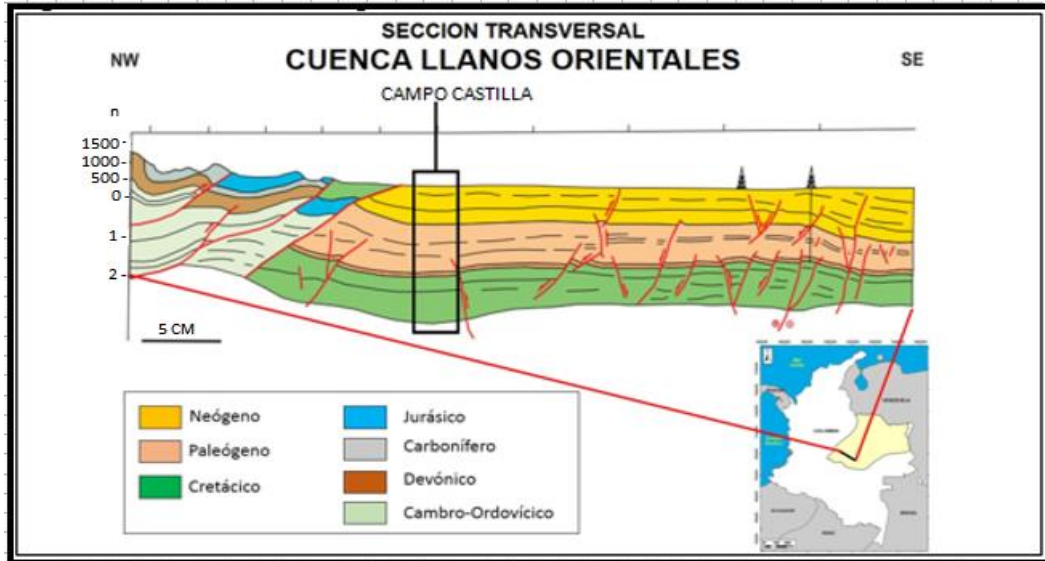
1.3.3 Geología estructural del Campo Castilla. La generación de fallas normales y de cabalgamiento es gracias a la colisión ocurrida hace 10.5 millones de años de Panamá con Suramérica, que trajo como resultado efectos de levantamiento y deformación de la Cordillera Oriental y Piedemonte.

La estructura del Campo Castilla corresponde a un anticlinal asimétrico elongado cuyo eje presenta una dirección N 60° E de aproximadamente 10 km de largo y 4 km de ancho, fallado en el flanco oriental. La estructura se encuentra afectada por una serie de fallas internas normales e inversas con dirección Noreste-Suroeste. Las fallas inversas presentan saltos que varían de 30 a 50 pies, y las fallas normales entre 30 y 120 pies. Al parecer estas fallas no son sellantes, ya que el contacto agua- petróleo no muestra cambios significativos a lado y lado de estas.¹⁴

¹³ *Ibíd.*, p. 322-323

La trampa es estructural, mostrando en general a lo largo del campo una misma inclinación. La geología estructural del Campo Castilla se puede observar en la Figura 3.

Figura 3. Corte estructural generalizado de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: Modificada por el autor. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Diciembre 2012. p.33.

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación, se describen los principales componentes de la geología que se relaciona con los elementos que contribuyeron al entrapamiento del petróleo en las areniscas objetivo para los Llanos Orientales.

1.3.4.1 Roca Generadora. La roca generadora de esta área de la cuenca son las lutitas marino-continentales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco Este de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen un Kerógeno tipo II y III, rangos de carbono orgánico total entre 1 a 3% y un espesor efectivo de 150 a 300 pies.¹⁵

1.3.4.2 Roca Reservorio. Para el Campo Castilla las areniscas de interés se encuentran localizadas en las Formaciones Carbonera (constituida por las unidades C1, C3, C5 y parte de la unidad C7), Mirador, Guadalupe y Une, en las cuales el objetivo está localizado en las Unidades K1 y K2, donde la unidad K2 ha sido objetivo principal de producción por su mecanismo de empuje por acuífero activo; además, de tener porosidades que varían entre 10 y 30%, permeabilidades del orden de 1 a 20 milidarcy y un espesor de 180 pies.¹⁶

¹⁴ LARA, S., HERNÁNDEZ, A. Prognosis Justificación de la perforación de los pozos CH-CW25. 2011. p. 5.

¹⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Colombian Sedimentary Basins, Colombia 2007, p. 71

¹⁶ Ibid., p. 71

1.3.4.3 Migración. Para la cuenca de Los Llanos Orientales han ocurrido dos pulsos de migración: el primero sucedió durante el Eoceno Superior-Oligoceno y el segundo desde el Mioceno hasta la actualidad. Se asume que gran parte de los hidrocarburos generados migraron desde rocas Cretáceas hasta encontrar una barrera que previno la migración vertical y lateral y permitió el almacenamiento.

1.3.4.4 Roca Sello. El sello regional de la cuenca pertenece a la formación León y Carbonera. Las unidades (C2, C8) de la formación Carbonera son reconocidas como sellos locales. Las Lutitas Cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como roca sello.

1.3.4.5 Trampa. Según la ANH¹⁷, hasta el momento la exploración se ha concentrado en las fallas normales antitéticas. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas puede representar un importante objetivo exploratorio.

1.3.4.6 Sincronismo. La carta de eventos ilustrada en la Figura 4, es la cronología de sucesos relacionados con la acumulación de petróleo en la Cuenca de los Llanos Orientales. Se puede observar que la roca infrayacente fue la primera en crearse durante el Triásico, seguido la generación de las rocas reservorio y suprayacentes en el cretáceo y posteriormente se creó la roca fuente. La generación, migración, acumulación y la roca sello ocurrieron durante el Paleógeno y la formación de trampas ocurrió durante el Neógeno; Dado que el yacimiento fue llenado antes del final del Paleógeno, sus hidrocarburos fueron preservados durante más de 30 millones de años.

Figura 4. Carta de eventos de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mini ronda, Cuenca Llanos Orientales.

¹⁷ ANH. Información Geología y Geofísica. [En línea] Disponible en Internet <<http://www.anh.gov.co/InformacionGeologicaGeofisica/EstudiosIntegradosyModelamientos/Presentacione%20y%20Poster%20Tecnicos/Campos.pdf>> [Citado el 10 de Febrero de 2016].

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CASTILLA

La compañía Chevron, operó este campo durante 25 años bajo un contrato de asociación con el estado colombiano, en el periodo entre el 31 de enero de 1975 hasta el 30 de enero de 2000. Entre los años 1990 y 1995 el campo mantuvo una producción diaria promedio mensual entre los 10 y 20 mil de barriles de petróleo por día (KBPD). Para el año de 1999 la producción del campo estaba aproximadamente en los 22 KBPD.¹⁸

En enero 30 del año 2000, finalizó el contrato de asociación entre Chevron y Ecopetrol S.A., siendo el primer contrato de asociación que finalizó en el país. Al momento del cambio de gerencia del campo inició una nueva era de producción, donde Ecopetrol S.A., tomó la operación de los Campos Castilla, Castilla Norte y Castilla Este.

En el año 2000, se estimaban unas reservas por producir del orden de los 80 a los 100 mil barriles de petróleo por día (KBPD), con un factor de recobro del 7%. Durante el año 2000 se perforaron 11 pozos, al mismo tiempo se hicieron trabajos de reacondicionamiento de pozos viejos con la instalación de bombes electro sumergibles.¹⁹ Transcurridos cuatro años de campañas de perforación, trabajos de reacondicionamiento y mejoramiento de recobro, para el año 2004 el campo producía el doble y adicionalmente aumentaron las reservas de los campos sumando 340 KBPD.

Entre los años 2004 y 2007 se tomó la decisión de perforar 76 pozos de desarrollo, con el nuevo objetivo de aumentar la producción del campo gracias a su buena respuesta frente a la producción. Con el aumento de las reservas, nuevos estudios geológicos hicieron que Ecopetrol S.A., convirtiera al Campo Castilla como principal fuente de ingresos e inversión.

La producción de crudo en el Campo Castilla llegó a los 75 KBPD en el 2007, demostrando que Ecopetrol S.A., había hecho la inversión adecuada. Durante el 2007 y 2009 la producción diaria subió a 91 KBPD.

Durante los últimos años Ecopetrol S.A., llevó al campo a una producción de 120 KBPD con más de 500 pozos productores, esta producción está direccionada por las tres estaciones Castilla 1, Castilla 2 y la Estación de Acacias.²⁰

1.4.1 Método de producción. El Campo Castilla es un yacimiento de aceite negro subsaturado, con una gravedad API promedio entre 12.5° y 18°, cuyo mecanismo de producción es el empuje por agua, el cual es soportado por un acuífero activo de

¹⁸ ECOPELROL. Castilla recargado. [En línea] [Citado el 5 de Febrero de 2016]. Disponible en internet <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm>

¹⁹ ECOPELROL S.A., Carta Petrolera Edición 110. [En línea] [citado el 5 de Febrero de 2016]. Disponible en internet <<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta%20petrolera%2010/rev_port.html>

²⁰ ANH, Sector hidrocarburos. Memorias al Congreso de la República 2009-2010. Colombia, p. 29.

gran tamaño que ofrece como ventaja la explotación del campo en altas temperaturas de fondo y manteniendo la presión estática del yacimiento.

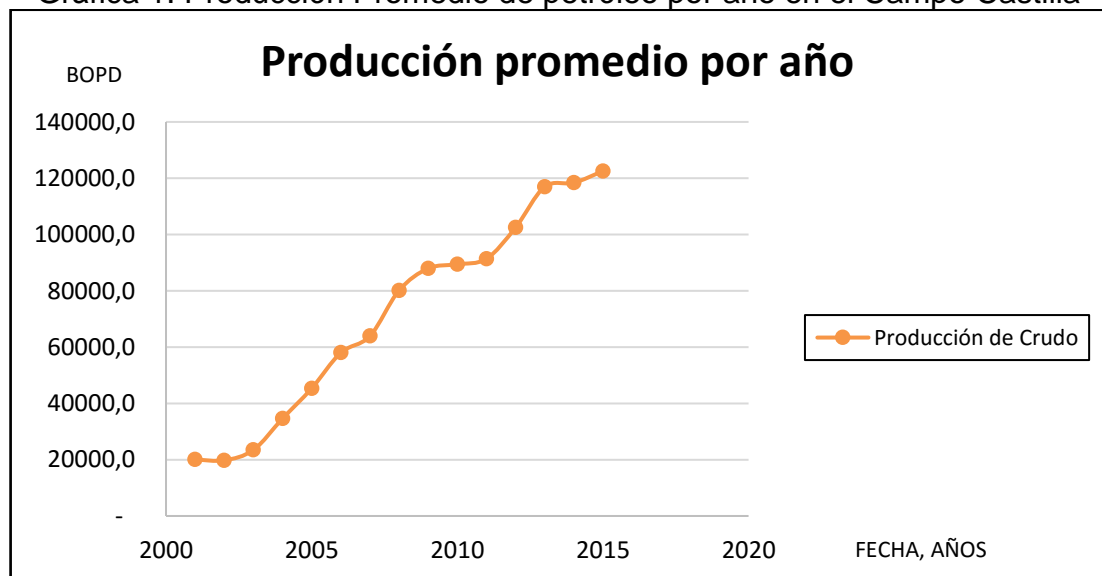
1.4.2 Tiempo de producción. El Campo Castilla ubicado en el Departamento del Meta, en la Cuenca de los Llanos Orientales, fue descubierto en el año de 1969 y su producción inició en el año de 1976, dando de esta manera un tiempo de producción de 38 años.

1.4.3 Número de pozos. Actualmente Castilla cuenta con cerca de 500 pozos, de los cuales 389 son pozos productores, éstos en su mayoría no tienen la necesidad de un sistema de levantamiento artificial. En el campo han sido abandonados dos pozos, por su bajo índice de productividad.

1.4.4 Producción acumulada. En la Gráfica 1 se presenta la producción promedio por año del Campo Castilla desde el año 2000, año en el que Ecopetrol S.A asume las operaciones del campo. Para este año se obtuvo una producción de 21,2 KBPD; para los tres años siguientes al 2000 la producción fue casi constante, hasta el 2004 en donde Ecopetrol S.A realiza un nuevo programa de perforación, teniendo un incremento en la producción del 6.8% con relación al año 2000.

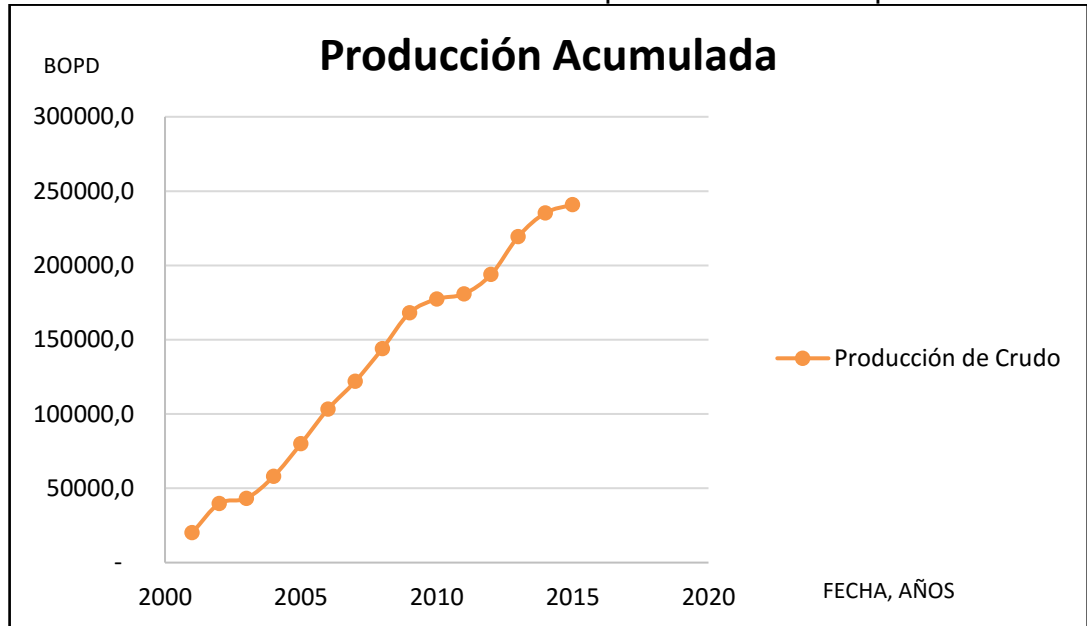
Gracias al aumento de la perforación de pozos durante los últimos años, la producción se ha incrementado de manera positiva, como se puede observar para el año 2014 una producción de 121 KBPD neta.

Gráfica 1. Producción Promedio de petróleo por año en el Campo Castilla



Fuente: Disponible en <https://www.acp.com.co/index.php/es/informe-estadistico-petrolero-iep>. Editada por el autor.

Gráfica 2. Producción Acumulada de petróleo en el Campo Castilla



Fuente: Disponible en <https://www.acp.com.co/index.php/es/informe-estadistico-petrolero-iep>. Editada por el autor.

1.4.5 Propiedades petrofísicas del Campo Castilla. A continuación, en la Tabla 1. se observan las propiedades petrofísicas de las unidades K1, K2.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del yacimiento

Propiedad	Formación Une (K2)		Formación Gachetá (K1)	
	Promedio	Rango	Promedio	Rango
Porosidad (%)	19.5	13.8 - 23,4	18	10.8 - 28
Permeabilidad (mD)	1384	465 - 2423	93	1 - 1667
Saturación de agua irreducible (Swirr)	10	Valor obtenido de pruebas de presión capilar.	10	Se asume la misma que en (K2), no hay núcleos
Saturación de aceite irreducible (Sor)	35	Valor obtenido de pruebas de presión capilar.	35	Se asume la misma que en (K2), no hay núcleos

Fuente: ECOPETROL S.A, superintendencia de yacimientos, Bogotá D.C 2012. Modificado por el autor.

2. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

En este capítulo, se describe las generalidades de la perforación direccional, las herramientas usadas, los tipos de pozos direccionales y los diferentes tipos de ensamblaje de fondo. Con esta información se da cumplimiento al objetivo número dos.

2.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

En el pasado, la perforación direccional se utilizó para solucionar problemas relacionados con herramientas o equipos atrapados dentro del hueco, mantener la verticalidad del pozo o para la perforación de un pozo de alivio para contrarrestar la presión de fondo de un flujo incontrolado de la formación. Las técnicas de control direccional, fueron mejorando y hoy en día se cuenta con equipos especiales para determinar con exactitud los parámetros que requieren mayor vigilancia para lograr el objetivo propuesto. Además, se han desarrollado nuevas técnicas para perforar los pozos pertenecientes al yacimiento completamente en forma horizontal y de esta forma obtener un mayor alcance en la zona de interés. Las técnicas, equipos, los instrumentos de medición, son más precisos y los cálculos se realizan por medio de computadoras, lo que permite obtener mejores resultados con un mínimo esfuerzo.

La perforación direccional es la técnica de la desviación de la trayectoria del pozo a lo largo de su curso hacia un objetivo que se encuentra en el subsuelo; esta definición es el concepto fundamental de la perforación direccional controlada tanto para una trayectoria de pozo mantenida tan cerca como sea posible de la vertical como para una desviación de la vertical planeada deliberadamente.

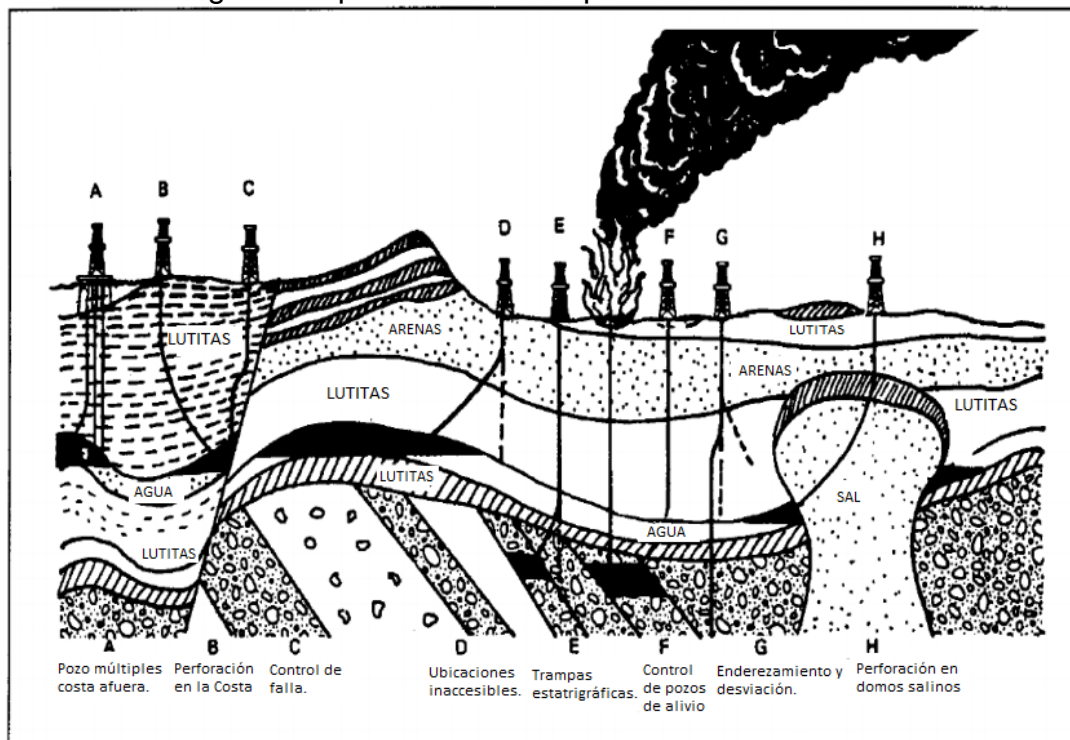
La perforación de pozos se efectúa para alcanzar los siguientes objetivos:

- Aumentar el volumen de reservas recuperables.
- Aumento de la rentabilidad.
- Evitar atravesar formaciones difíciles (domos de sal, presiones anormales, etc.)
- Incrementar la tasa de producción de los pozos.
- Controlar severos problemas de conificación de agua y gas.
- Aprovechar los diferentes mecanismos de producción de los yacimientos: segregación gravitacional, intrusión de agua, capa de gas, etc.
- Tener acceso a reservas en yacimientos heterogéneos o de poca continuidad lateral.
- Acelerar e incrementar el recobro final de los pozos.
- Alcanzar yacimientos que se consideraban económicamente no explotables.
- Reducir costos en perforación costa afuera.

A continuación, se mencionan y se observan en la Figura 5 las principales causas y aplicaciones de la perforación direccional, las cuales son:

- Operaciones de desviación de pozo.
- Perforación en línea recta.
- Perforación de pozos múltiples desde una estructura artificial.
- Lugares inaccesibles.
- Perforación en presencia de domos salinos
- Perforación en presencia de fallas
- Perforación de pozos de alivio (control de alivio).
- Perforación horizontal.
- Perforación de pozos multilaterales.
- Perforación de alcance extendido.²¹

Figura 5. Aplicaciones de la perforación direccional

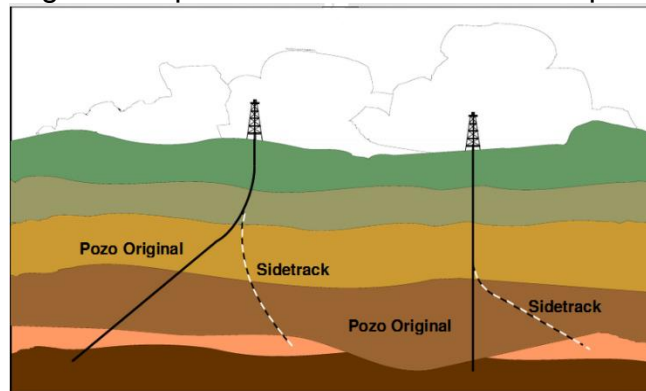


Fuente: MUÑOZ C., Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. [En línea]. [Ciudad de México, México], Junio 2014. Disponible en Internet <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESIS.pdf?sequence=1>. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

²¹ [En línea]. [citado el 14 de febrero de 2016]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/86786185/Perforacion-Direccional>

2.1.1 Operaciones de desviación de pozo. Esta aplicación es empleada para realizar una desviación en la trayectoria original de un pozo como se observa en la Figura 6, cuando existen en el mismo, obstrucciones indeseadas tales como tubería de perforación, ensamblajes de fondo, brocas o cualquier herramienta dejada en el fondo del hueco, por problemas operacionales, o por fenómenos inherentes a las formaciones atravesadas.²²

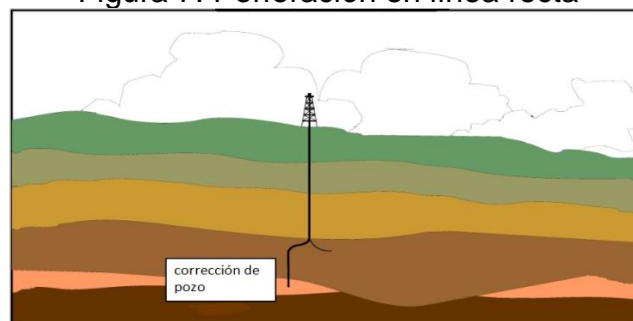
Figura 6. Operaciones de desviación de pozo



Fuente: Curso de perforación direccional. [En línea] Disponible en Internet http://es.slideshare.net/LuisCarlosSaavedra2/curso-perforacion-direccional?next_slideshow=1. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

2.1.2 Perforación en línea recta. Durante la perforación, siempre se espera que la trayectoria del hueco mantenga una proximidad respecto al eje vertical. Sin embargo, muchas veces la trayectoria del pozo se desvía respecto a la inicialmente planificada, debido a la presencia de fallas naturales que ocasionan la desviación del hueco observada en la Figura 7. Por este motivo, surge la necesidad de ingresar herramientas mecánicas o de perforación direccional, para realizar las correcciones adecuadas y necesarias.

Figura 7. Perforación en línea recta

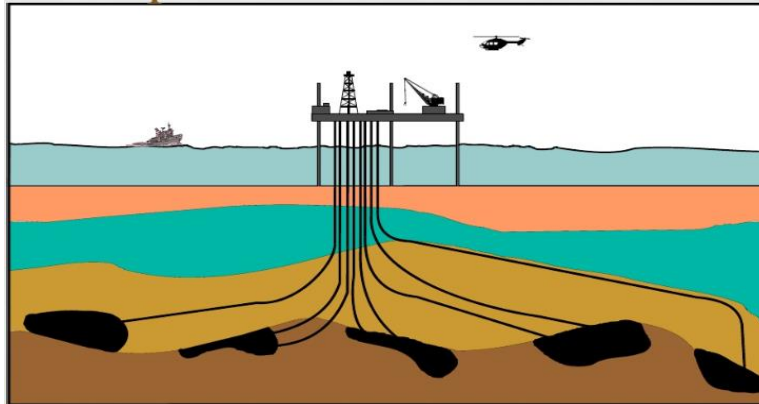


Fuente: Curso de perforación direccional. [En línea] Disponible en Internet http://es.slideshare.net/LuisCarlosSaavedra2/curso-perforacion-direccional?next_slideshow=1. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

²² [En línea]. [citado el 14 de febrero de 2016]. <http://petroleros.net/wp-content/uploads/2015/04/CURSO-PERFORACION-DIRECCIONAL.pdf>

2.1.3 Perforación de pozos múltiples desde una estructura artificial. Durante años, una de las mayores aplicaciones de la perforación direccional ha sido en la explotación de reservorios costa afuera. Muchos yacimientos de petróleo y gas están ubicados a una distancia imposible de llegar con taladros ubicados en tierra. El perforar un gran número de pozos verticales desde plataformas individuales se convierte en un hecho poco práctico y costoso. Por esto, la solución para un campo petrolero alejado de la costa, ha sido instalar plataformas fijas al fondo del mar, desde las cuales múltiples de pozos direccionales son perforados (Figura 8).

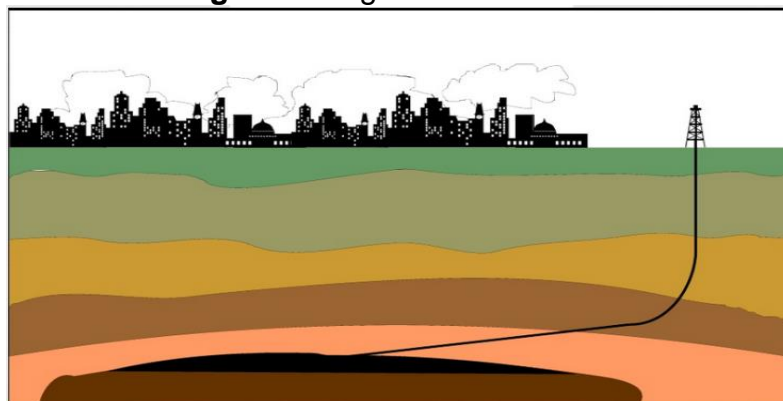
Figura 8. Perforación de pozos múltiples desde una estructura artificial



Fuente: Curso de perforación direccional. [En línea] Disponible en Internet http://es.slideshare.net/LuisCarlosSaavedra2/curso-perforacion-direccional?next_slideshow=1. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

2.1.4 Lugares inaccesibles. Los campos petroleros están a menudo ubicados justo debajo de obstrucciones naturales o hechas por el hombre como montañas, ríos, carreteras y zonas habitadas (Figura 9). Por esta razón, los permisos para realizar trabajos de perforación no son posibles obtenerlos, ya que puede constituir un riesgo para el ambiente, personas o infraestructura.

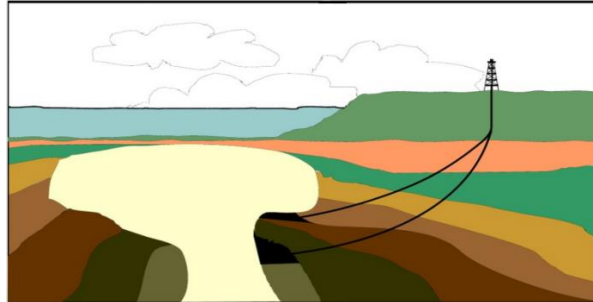
Figura 9. Lugares inaccesibles



Fuente: Curso de perforación direccional. [En línea] Disponible en Internet http://es.slideshare.net/LuisCarlosSaavedra2/curso-perforacion-direccional?next_slideshow=1. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

2.1.5 Perforación en presencia de domos salinos. Usualmente, las formaciones productoras se encuentran bajo capas o levantamientos de sal. Un pozo vertical tendría que atravesar estas capas para poder llegar al objetivo. Realizar esta actividad, aumenta la posibilidad de que ocurran ciertos tipos de problemas, los cuales incrementan los costos de la operación. Para estos casos, se recomienda realizar una perforación direccional a un lado del domo, e interceptar el yacimiento como se observa en la Figura 10.²³

Figura 10. Perforación en presencia de domos salinos

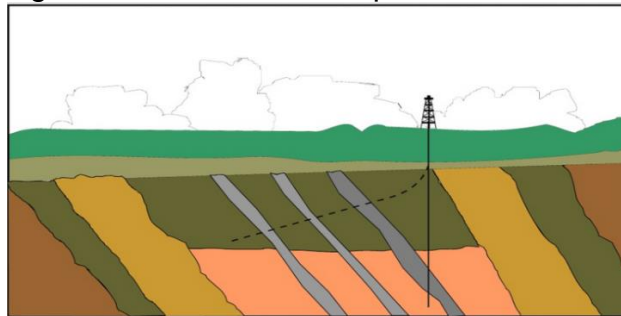


Fuente: Curso de perforación direccional. [En línea] Disponible en Internet http://es.slideshare.net/LuisCarlosSaavedra2/curso-perforacion-direccional?next_slideshow=1. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

2.1.6 Perforación en presencia de fallas. El proceso de perforación de un pozo vertical a través de un plano de falla inclinado, puede convertirse en una tarea difícil, ya que existen cambios en la presión de las formaciones que intervienen. En áreas demasiado inestables, la perforación de este tipo será de mayor riesgo, debido a la posibilidad de desprendimiento de rocas de la formación.

Como solución a lo anterior, el pozo puede ser perforado paralelo a la falla, utilizando técnicas de perforación direccional para evitar pasar por la falla y obtener la culminación de la perforación del pozo exitosa. Ver Figura 11.

Figura 11. Perforación en presencia de fallas

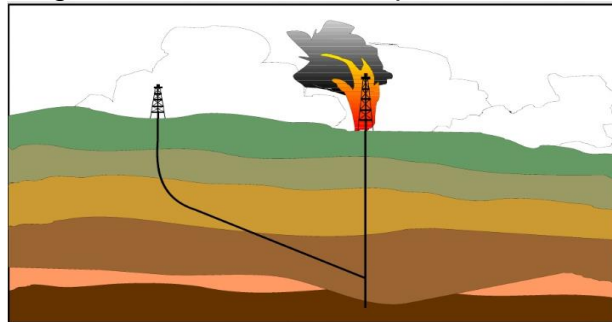


Fuente: Curso de perforación direccional. [En línea] Disponible en Internet http://es.slideshare.net/LuisCarlosSaavedra2/curso-perforacion-direccional?next_slideshow=1. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

²³ Ibid., P. 10.

2.1.7 Perforación de pozos de alivio (control de alivio). Este tipo de pozo consiste en interceptar un pozo existente cerca del fondo, el cual ha sufrido un reventón, con el objetivo de neutralizar las presiones que dieron causa a la patada de pozo, como se observa en la Figura 12. Los controles direccionales en este tipo de perforaciones son severos, debido a la extrema exactitud requerida para ubicar e interceptar el fondo del pozo existente.

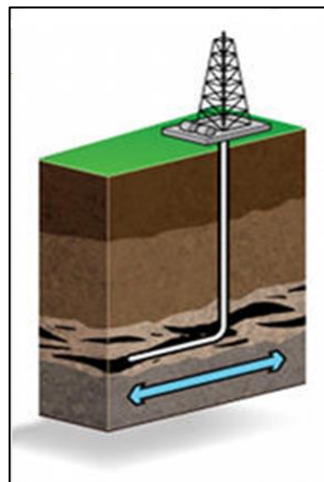
Figura 12. Perforación de pozos de alivio



Fuente: Curso de perforación direccional. [En línea] Disponible en Internet http://es.slideshare.net/LuisCarlosSaavedra2/curso-perforacion-direccional?next_slideshow=1. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

2.1.8 Perforación horizontal. La reducción de la producción de un campo se debe a muchos factores, incluyendo conificación por agua o gas, o formaciones con buena permeabilidad vertical. Los ingenieros entonces pueden planear y perforar un hueco de drenaje horizontal, el cual es un tipo de perforación direccional donde el yacimiento es atravesado por el pozo en forma horizontal, con lo cual incrementa el área de drenaje del mismo como se puede observar en la figura 13.²⁴

Figura 13. Perforación horizontal

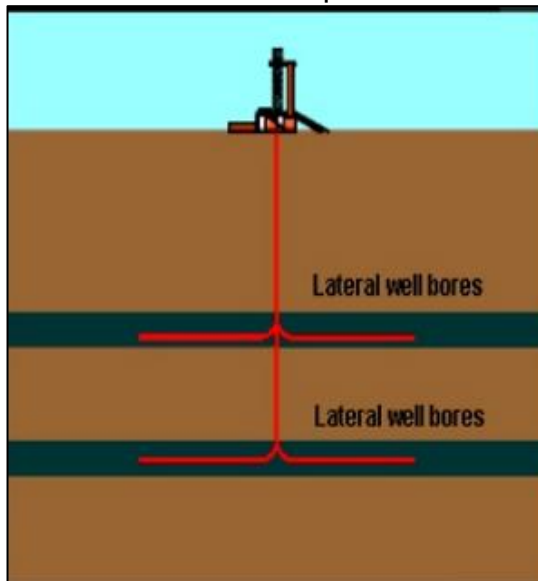


Fuente: Perforación direccional. [En línea] Disponible en Internet <http://perforacionhorizontal.com/s/petr%C3%B3leo>. [Citado el 4 de Marzo de 2016].

²⁴ [En línea]. [citado el 14 de febrero de 2016]. <https://es.scribd.com/doc/86786185/Perforacion-Direccional>

2.1.9 Perforación de pozos multilaterales. Consiste en la intersección de múltiples arenas objetivos mediante un pozo simple. Por medio de un brazo principal se derivan otras ramas independientes (pozos multilaterales), con el objetivo de extraer hidrocarburo de zonas de producción cercana, evitando la construcción de más pozos, disminuyendo de esta manera costos de perforación e impacto ambiental. Ver Figura 14.

Figura 14. Perforación de pozos multilaterales



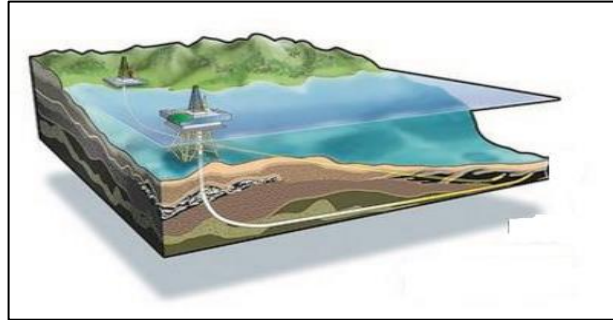
Fuente: Perforación direccional. [En línea] Disponible en Internet <http://es.slideshare.net/soniakicanoflores/perforacin-direccional-52901989?related=1>. [Citado el 4 de Marzo de 2016]. Editada por el autor

2.1.10 Perforación de alcance extendido. En esta aplicación, los pozos tienen altas inclinaciones y grandes desplazamientos horizontales de la profundidad vertical verdadera, la cual se utiliza para desarrollar campos con menos estructuras artificiales o donde hay secciones pequeñas de un yacimiento, donde sería injustificado económicamente una plataforma adicional, observada en la Figura 15.

Esta técnica se vuelve cada vez más popular debido a los altos costos de las plataformas en aguas profundas y por el desarrollo de instalaciones en lugares con ambientes severos las cuales puedan soportarlo.²⁵

²⁵ MUÑOZ C., Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. [En línea]. [Ciudad de México, México], Junio 2014. Disponible en Internet <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESIS.pdf?sequence=1>. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

Figura 15. Perforación de alcance extendido



Fuente: Tipos de perforación direccional. [En línea] Disponible en Internet <http://www.nortrade.com/sectors/articles/norway-extends-oil-research-with-petromaks-2/>. [Citado el 5 de Marzo de 2016].

2.2 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

Existen varios tipos de pozos direccionales, diferenciados tanto en su forma, función, limitaciones geológicas, geo-mecánicas, económicas y de operación. Entre los perfiles más frecuentemente utilizados están:

- Pozos Tipo Tangencial o “J”.
- Pozos Tipo “S”.
- Pozos Tipo “S” especial.
- Pozos horizontales.

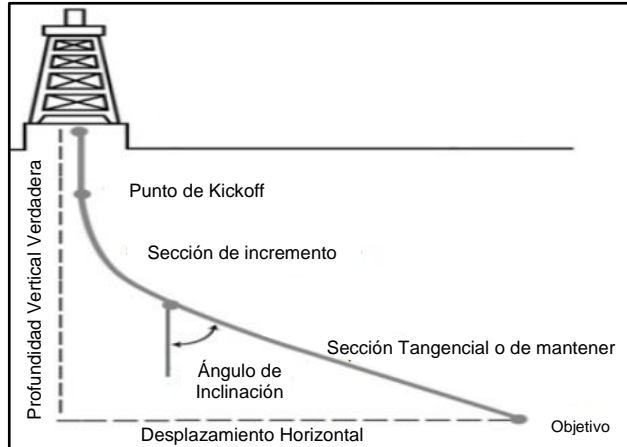
2.2.1 Pozo Tipo Tangencial o J. Uno de los más simples y comunes para un pozo direccional. La desviación deseada se puede obtener a una profundidad pequeña, manteniéndose casi constante hasta llegar a la profundidad final como se observa en la Figura 16.

Se aplica en aquellos pozos que permiten explotar arenas de baja profundidad donde el ángulo de desviación es pequeño; además puede utilizarse para pozos más profundos que requieran un desplazamiento lateral mayor.

Las aplicaciones prácticas respecto a otros tipos de pozos direccionales se muestran en puntos de arranques a bajas profundidades, ángulo de desviación moderado y configuración de curva sencilla a lo largo de un rumbo fijo. Estas características disminuyen potencialmente el riesgo de pega de tuberías.²⁶

²⁶ [En línea]. [citado el 14 de febrero de 2016]. http://www.academia.edu/17363243/A_continuaci%C3%B3n_se_describen_las_causas_por_las_cuales_se_realiza_una_perforaci%C3%B3n_direccional_en_un_pozo

Figura 16. Pozo Tipo Tangencial o J Invertido

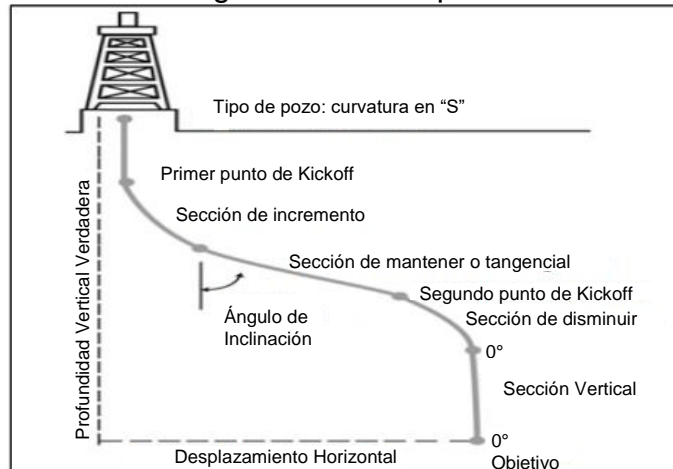


Fuente: MUÑOZ C., Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. [En línea]. [Ciudad de México, México], Junio 2014. Disponible en Internet <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESIS.pdf?sequence=1>. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

2.2.2 Pozo tipo S. Es el perfil más difícil a perforar, su sección de caída de ángulo debe coincidir justamente sobre el objetivo a alcanzar. Se caracteriza por presentar una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial y una de disminución de ángulo hasta alcanzar la verticalidad (ver Figura 17).

También existen problemas de torque y arranque, los cuales aumentan al presentar mayor roce de la tubería con las paredes del pozo, ocasionado por la curvatura presente. Otras aplicaciones son el revestimiento de un pozo que atraviese por múltiples objetivos y en pozos de alivio.

Figura 17. Pozo tipo S.

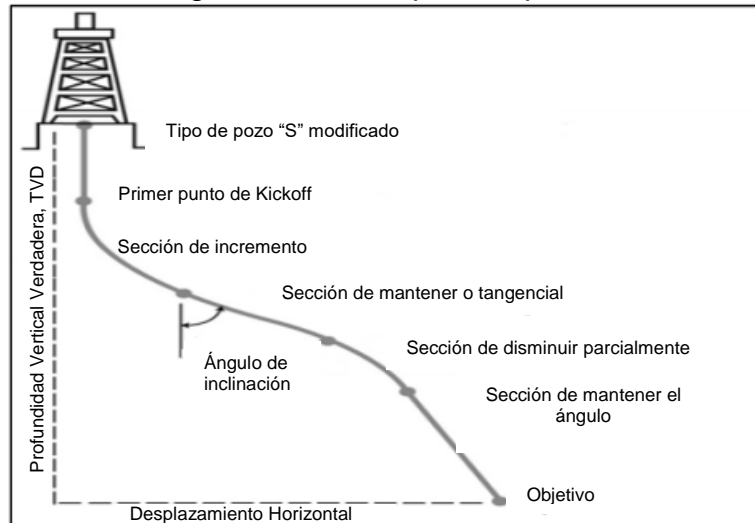


Fuente: MUÑOZ C., Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. [En línea]. [Ciudad de México, México], Junio 2014. Disponible en Internet <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESIS.pdf?sequence=1>. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

2.2.3 Pozo Tipo S Especial. El pozo es perforado con una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial intermedia, una sección de caída de ángulo (diferente de cero grados) y una sección de mantenimiento de ángulo hasta el objetivo.

Se puede decir que es una combinación del pozo tipo S y el tangencial como se observa en la Figura 18.²⁷

Figura 18. Pozo tipo S Especial.



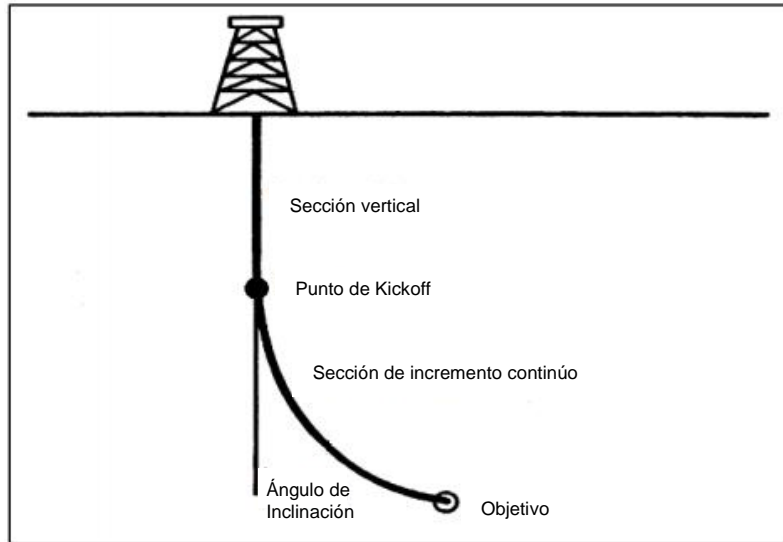
Fuente: MUÑOZ C., Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. [En línea]. [Ciudad de México, México], Junio 2014. Disponible en Internet <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESIS.pdf?sequence=1>. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

2.2.4 Pozo Tipo Horizontal. Es aquel perforado paralelamente a la zona o arena productora con la finalidad de tener mayor área de producción. Se caracterizan por alcanzar grandes ángulos de inclinación. No existe una geometría específica para su diseño o construcción, ya que dependiendo de su función serán definidos como pozos de alto, medio o bajo radio.²⁸ Ver Figura 19.

²⁷ [En línea]. [citado el 14 de febrero de 2016]. <https://es.scribd.com/doc/86786185/Perforacion-Direccional>

²⁸ FERNÁNDEZ. Marcos. Curso básico de perforación direccional. [En línea]. [Bogotá, Colombia], Julio 2003. Disponible en internet <http://petroleros.net/wp-content/uploads/2015/04/CURSO-PERFORACI%C3%93N-DIRECCIONAL.pdf>. [citado el 14 de febrero de 2016].

Figura 19. Pozo tipo horizontal



Fuente: MUÑOZ C., Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. [En línea]. [Ciudad de México, México], Junio 2014. Disponible en Internet <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESIS.pdf?sequence=1>. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

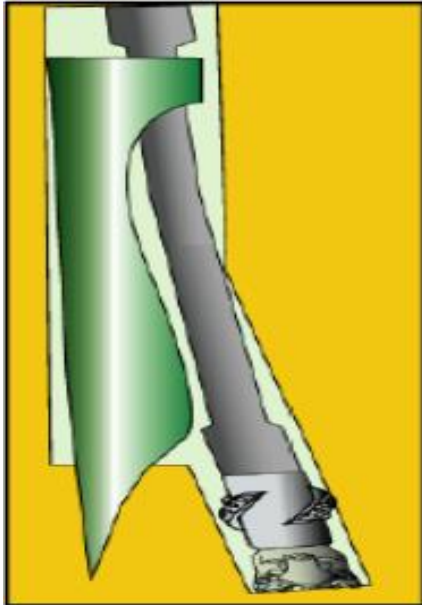
2.3 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES

Existe una gran variedad de herramientas que son útiles y necesarias para ejecutar un proyecto de perforación direccional. Se clasifican de la siguiente forma:

2.3.1 Herramientas deflectoras. Son las encargadas de dirigir el hueco en la dirección predeterminada, dentro de las cuales tenemos:

2.3.1.1 Cucharas Deflectoras. Son piezas de acero en forma de cuchara con una punta cincelada colocada en el hueco para iniciar la desviación. Se utilizan cuando existen altas temperaturas y en formaciones muy duras, donde las herramientas utilizadas para desviar el pozo no son factibles. Pueden ser de tres tipos, ver Figura 20.

Figura 20. Cucharas deflectoras



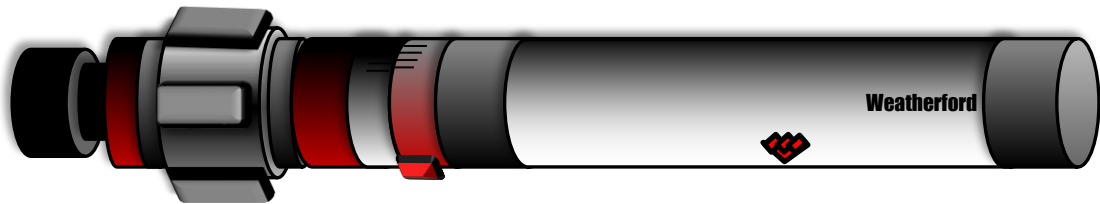
Fuente: MUÑOZ C., Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. [En línea]. [Ciudad de México, México], Junio 2014. Disponible en Internet <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESIS.pdf?sequence=1>. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

- **Cuchara removible.** Es una cuña larga invertida de acero, que tiene en su extremo inferior un canal cóncavo punteado, el cual sostiene y guía la sarta de perforación, además evita el giro de la herramienta.
- **Cuchara de circulación.** La utilización de este diseño es igual a la cuchara removible, con la diferencia de tener un orificio situado en el fondo de la cuchara, el cual permite circular fluido de perforación.
- **Cuchara permanente tipo revestimiento.** En este tipo de diseño, la cuchara deflectora queda permanentemente en el pozo, la cual es puesta en la parte inferior del revestimiento mediante un sistema de cuñas. Una vez fijada la cuchara dentro del revestimiento, esta sirve de soporte para un ensamblaje con fresas y un ensamblaje de perforación que desvía el hueco.

2.3.1.2 Motores de Fondo. Se le llama motor de fondo o motor de lodo "*mud motor*", porque el lodo de perforación actúa como fuente de poder haciendo girar la broca sin que la sarta de perforación rote, es decir, cuando se usa un motor de fondo únicamente rota la broca, y no el resto de la sarta. El lodo bombeado a través de la sarta entra por la parte superior del motor de fondo, donde la potencia del motor es generada por la combinación rotor/ estator aplicando el principio del bombeo, donde el fluido de perforación presurizado es forzado a través de estator elástico y de un motor excéntrico de acero, se aplica un torque, el cual hace que el motor rote.

Toda la energía mecánica generada en el motor es transmitida y aprovechada por la broca, lo que hace que esta no dependa de la potencia generada en superficie, y tenga autonomía para direccionarse y perforar independientemente. Adicional a esto, el motor es diseñado con la configuración de estabilizadores necesarios para realizar labores de construcción o reducción de ángulos. El motor de fondo se coloca en la parte inferior de la sarta de perforación, justo arriba de la broca. Ver Figura 21.

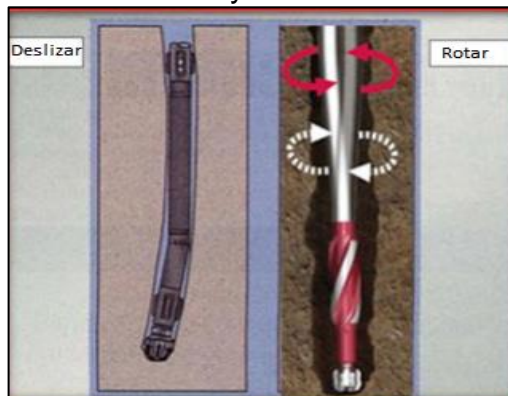
Figura 21. Motor de fondo



Fuente: MUÑOZ C., Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. [En línea]. [Ciudad de México, México], Junio 2014. Disponible en Internet <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESIS.pdf?sequence=1>. [Citado el 8 de Junio de 2016].

La perforación de pozos direccionales con motor de fondo se logra de dos formas, rotando y deslizando. La rotación se realiza cuando se están perforando secciones rectas, ya sean verticales o tangenciales. En este caso la totalidad de la sarta de perforación rota y tiende a perforar hacia adelante, igual que en la perforación convencional. Cuando se va a iniciar la desviación del hueco comienza el deslizamiento, como lo muestra la Figura 22., donde consiste en detener la rotación de la sarta de perforación en una posición tal que la sección curva se encuentre apuntando en la dirección de la nueva trayectoria. Una vez que está en posición, inicia la circulación de lodo a través del motor haciendo que gire la broca sin necesidad de que la sarta de perforación por encima del conjunto direccional rote, permitiendo así la perforación y desviación del pozo.

Figura 22. Modos de rotación y deslizamiento del motor de fondo



Fuente: PETRO SKILLS, horizontal and directional drilling, 2007, p. 211. Modificado por el autor

- **Ventajas:** El motor de fondo se ha convertido en una de las herramientas más utilizadas en la perforación de pozos direccionales ya que:
 - ✓ Proporcionan un mejor control de la desviación
 - ✓ La posibilidad de desviar en cualquier punto de la trayectoria de un pozo
 - ✓ Pueden proporcionar mayor velocidad de rotación en la broca
 - ✓ Se pueden obtener mejores ritmos de penetración
 - ✓ Ayudan a reducir la fatiga de la tubería de perforación

- **Desventajas:** A partir del desarrollo y aplicación de los motores de fondo, se han ido desarrollando herramientas avanzadas que buscan mitigar problemas que presentan los motores como:
 - ✓ Se requiere de una extrema precisión para orientar correctamente la sección curva debido a la elasticidad torsional de la columna de perforación.
 - ✓ Tendencia de la columna no rotativa a sufrir aprisionamientos.
 - ✓ La falta de rotación de la tubería disminuye la capacidad de remover los recortes sobre el lado inferior del pozo.
 - ✓ Menor potencia disponible para mover la broca. Esto, junto con la fricción por el deslizamiento, reduce la tasa de penetración ROP.
 - ✓ Las numerosas ondulaciones aumentan la tortuosidad, lo cual aumenta la fricción durante la perforación.

2.3.1.3 Sistema Rotativo Direccional (RSS). Es una nueva forma de la perforación la tecnología utilizada en la perforación direccional. Se emplea el uso de equipos de fondo de pozo especializada para reemplazar herramientas de dirección convencionales, tales como motores de fondo. Están programados generalmente por la medición durante la perforación (MWD), ingeniero o perforador direccional que transmite comandos utilizando equipos de superficie, que comprende la herramienta en la deseada dirección. En otras palabras, es una herramienta diseñada para perforar en forma direccional con rotación continua desde la superficie, lo que elimina la necesidad de deslizar un motor direccional.

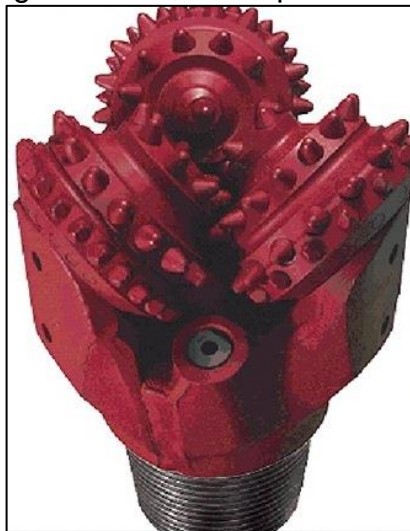
Son desplegados generalmente durante la perforación de pozos direccionales, horizontales, o de alcance extendido. Los RSS de última generación poseen un grado de interacción mínima con el pozo, por lo que la calidad de éste se preserva. Los sistemas más avanzados ejercen una fuerza lateral consistente similar a los estabilizadores tradicionales que rotan con la sarta de perforación u orientan la broca en la dirección deseada mientras rotan en forma continua con el mismo número de rotaciones por minuto que la sarta de perforación.

- **Ventajas:**
 - ✓ Rotación continua de la sarta de perforación
 - ✓ La potencia disponible en la mecha no disminuye por la necesidad de realizar operaciones de perforación con deslizamiento

- ✓ El control direccional se puede mantener más allá del punto donde el torque y el arrastre hacen que el deslizamiento con un motor resulte poco efectivo.
- ✓ mejora en gran medida la limpieza del pozo
- ✓ minimiza el aprisionamiento de la columna
- ✓ facilita el control dimensión

2.3.2 Broca. Es la herramienta de corte, localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación, utilizada para cortar o triturar la formación durante el proceso de la perforación rotaria (ver Figura 23). Su función es perforar los estratos de la roca mediante el vencimiento de su esfuerzo de compresión y de la rotación. En perforación direccional suelen utilizarse brocas de tamaño convencional con uno o dos chorros de mayor diámetro que el tercero, a través del cual sale el fluido de perforación a altas velocidades donde la fuerza hidráulica generada erosiona una cavidad en la formación, lo que permite a la broca dirigirse en esta dirección. Este método se utiliza normalmente en formaciones blandas.

Figura 23. Broca de perforación



Fuente: Catálogo de brocas. [En línea] Disponible en Internet http://www.metaprom.ru/board_foto/1333024428foto2_big.jpg. [Citado el 7 de Marzo de 2016].

2.3.3 Herramientas de medición. Cuando se está perforando un pozo direccional, se deben tener los equipos de medición para determinar precisamente la dirección e inclinación del pozo. Estos equipos o instrumentos sirven para localizar posibles patas de perro (Dog Leg) o excesivas curvaturas.

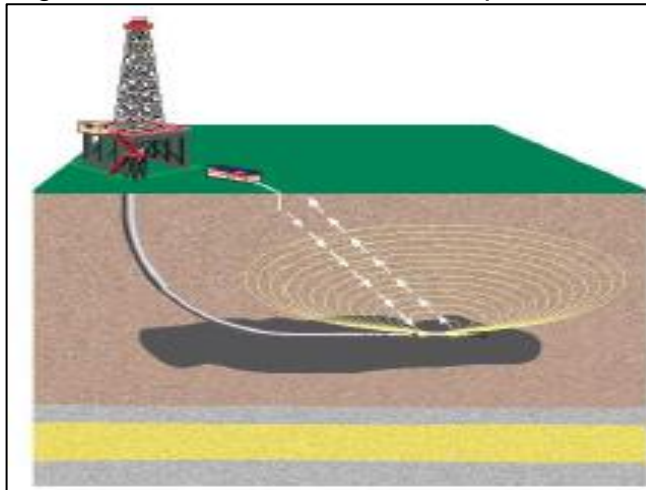
Las herramientas de medición son los equipos disponibles para conocer la inclinación y dirección del pozo en el subsuelo. Las más utilizadas son:

2.3.3.1 Péndulo invertido o Totco. Se basa en el principio del péndulo y solo indica el grado de inclinación del pozo. Su utilización está en desuso, por la implementación de herramientas de nueva tecnología.

2.3.3.2 Toma sencilla y toma múltiple. Son métodos magnéticos que requieren el uso de una barra no magnética (monel) y dan la información simultánea del rumbo e inclinación del pozo. La información es obtenida después que la sección es perforada y arroja lecturas según la calibración de un cronómetro.²⁹

2.3.3.3 Mediciones durante la perforación (MWD). Es una herramienta electromecánica, ubicada en el ensamblaje de fondo, que realiza mediciones del hueco, cerca de la broca y son transmitidas a la superficie sin interrumpir las operaciones normales de perforación. Actualmente esta herramienta se encuentra establecida como un elemento que forma parte integral de las operaciones de perforación direccional. Ver Figura 24.

Figura 24. Mediciones durante la perforación.



Fuente. FERNÁNDEZ. Marcos. Curso básico de perforación direccional. [En línea]. [Bogotá, Colombia], Julio 2003. Disponible en internet <http://petroleros.net/wp-content/uploads/2015/04/CURSO-PERFORACION-C3%93N-DIRECCIONAL.pdf>. [Citado el 14 de febrero de 2016].

2.3.4 Herramientas auxiliares. Son herramientas que forman parte del ensamblaje de fondo. Su utilización y posición, dependen del efecto que se desee lograr durante la construcción de la trayectoria del pozo.

2.3.4.1 Estabilizadores. Contribuyen a tener un mejor control de la sarta de perforación sobre el hueco que se esté desviando. Su ubicación en la sarta de perforación depende del efecto que se quiera obtener en la trayectoria el pozo, como controlar o modificar el ángulo de inclinación. Los objetivos principales de estas herramientas son:

- Se usan como el método fundamental para controlar el comportamiento direccional de la mayoría de las herramientas de fondo.

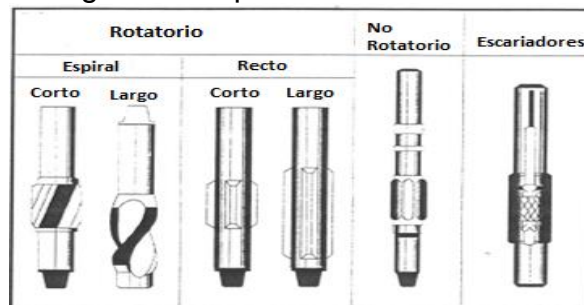
²⁹ [En línea]. [citado el 14 de febrero de 2016]. <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/tipos-de-pozos-direccionales.html>

- Ayudan a concentrar el peso de la herramienta de fondo sobre la broca.
- Reducen al mínimo el doblamiento y las vibraciones que causan el desgaste de los acoples y dañan los componentes de la herramienta de fondo.
- Reducen el torque de perforación al evitar que haya contacto el collar con las paredes del pozo y los mantiene concéntricos dentro del hueco.
- Ayudan a evitar el que la tubería se pegue por presión diferencial y también la formación de ojos de llave

Existen varios tipos como se puede observar en la Figura 25.

- **Tipo camisa.** Es aquel donde se requiere cambiar la camisa, en caso de necesitar un estabilizador de diferente diámetro, o cuando hay desgaste en alguna de las aletas.
 - ✓ Camisa Reemplazable: Valioso en donde la logística es un problema.
 - ✓ Camisa No Rotaria: Formaciones duras o abrasivas.
- **Tipo integral.** Se tiene que cambiar completamente cada vez que se requiera un estabilizador de diferentes diámetros.
 - ✓ Cuchilla Soldada: Pozos de diámetro grande y en formaciones blandas.
 - ✓ Escariador de rodillos: Formaciones duras.

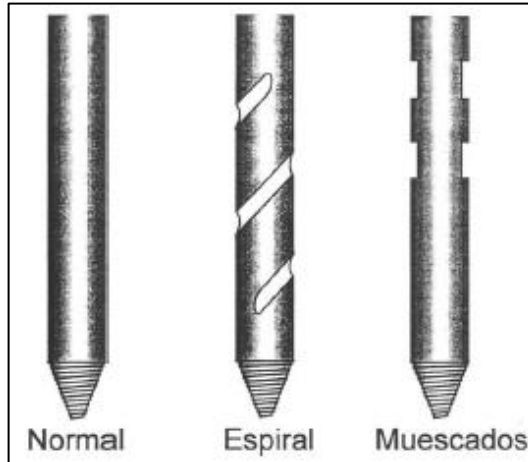
Figura 25. Tipos de estabilizadores



Fuente. Diseño de sarta de perforación. [En línea] Disponible en Internet <http://1.bp.blogspot.com/-BP5PptMWRy0/T11FDUNGMTI/AAAAAAAAACXQ/Yq5dVt9aZjM/s1600/Estab.jpg> [Citado el 8 de Marzo de 2016].

2.3.4.2 Collar de perforación (Drill collar). Proporciona el peso requerido sobre la broca. Es el componente más rígido en un ensamblaje de fondo. En pozos direccionales pueden utilizarse varias barras con estabilizadores en ciertos puntos, dependiendo del tipo de pozo o su trayectoria. Ver Figura 26.

Figura 26. Tipos de collares de perforación



Fuente. PERFOBLOGGER. Estabilizadores. [En línea]. Disponible en Internet <http://1.bp.blogspot.com/-BP5PptMWRy0/T1IFDUNGMTI/AAAAAAAAACXQ/Yq5dVt9aZjM/s1600/Estab.jpg> [Citado el 11 de Marzo de 2016].

2.3.4.3 Tubería pesada o de transición. Es una barra de menor tamaño que tiene en los extremos, juntas de conexión para tubería de perforación. Debido a su menor tamaño ofrece un menor contacto con las paredes del hueco, ofreciendo una mayor estabilidad, permitiendo un mejor control del ángulo y dirección del pozo.

2.4 ENSAMBLAJE DE FONDO

Está integrado por el conjunto de todas las herramientas entre la broca y la tubería de perforación. Antiguamente el ensamblaje de fondo se utilizaba para dar peso a la broca, hoy tiene otros propósitos adicionales, como: proteger a la tubería de perforación de las excesivas cargas de flexión y torsión, controlar la dirección y la inclinación de los huecos direccionales.

El ensamblaje de fondo, se encuentra en la parte inferior de la sarta de perforación, su diseño puede variar desde muy simple, hasta un conjunto complejo, donde la ubicación cuidadosa de estabilizadores puede brindar al ensamblaje la capacidad de construir, mantener o tumbar un determinado ángulo de inclinación. Los ensamblajes más comunes son los del tipo fulcrum, pendular y empacado. Estas sargas pueden tener diferentes distribuciones de los estabilizadores, pero el objetivo al cual están dirigidos es controlar la trayectoria del pozo.

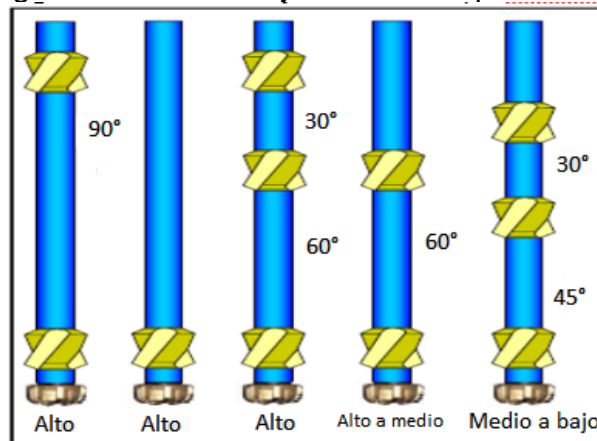
2.4.1 Ensamblaje de fondo tipo Fulcrum. Este ensamblaje es utilizado para construir ángulo, utilizando a los estabilizadores como punto de apoyo generando una fuerza lateral en la broca; esta fuerza está en función de la longitud que existe desde la broca hasta el punto tangencial. Ver Figura 27.

Existen diferentes tipos de arreglos, a continuación, se mencionan los más importantes:

- Un estabilizador colocado de 3 a 6 pies por encima de la broca con los drill collar y la tubería de perforación.
- Un estabilizador colocado de 3 a 6 pies por encima de la broca con los drill collar, después se ubicará un segundo estabilizador a 90 pies por encima de la broca y la tubería de perforación.
- Un estabilizador colocado de 3 a 6 pies por encima de la broca, después de 60 pies del drill collar se ubica el segundo estabilizador y por encima de éste un drill collar y la tubería de perforación.

La tasa de construcción para este tipo de ensamblaje que resulta ser de construcción fuerte, depende de la tendencia de la formación, los tipos de broca, tipos de estabilizadores, la litología, el peso sobre la broca, la rigidez de los collares de perforación, las RPM de la tubería de perforación, la tasa de penetración y la geometría del pozo. La magnitud de la tasa de construcción puede ser controlada por el diseño del ensamblaje de fondo según el número y la ubicación de los estabilizadores.³⁰

Figura 27. Ensamblaje de fondo Tipo Fulcrum



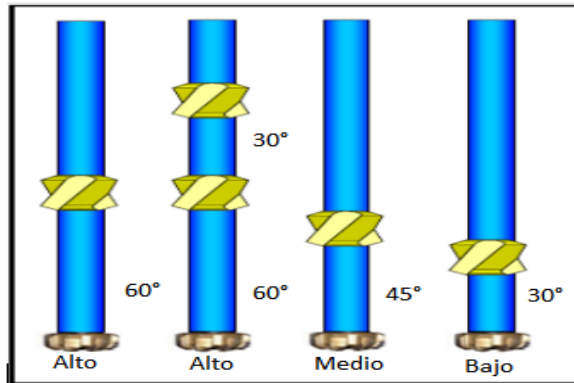
Fuente: PETRO SKILLS, horizontal and directional drilling, 2007, p. 188

2.4.2 Ensamblaje de fondo tipo Pendular. Este tipo de ensamblaje, es utilizado para tumbar o reducir ángulo y consiste en un estabilizador ubicado a 30, 45 o 60 ft de la broca, como se observa en la Figura 28. El propósito del estabilizador, es prevenir que el collar toque la pared del pozo, causando un punto tangente entre la

³⁰ARIAS M., Heydy Y. Patronamiento De Las Tendencias Direccionales En Las Formaciones En La Cuenca De Los Llanos Orientales. (Municipios De Acacias Y Castilla La Nueva, Departamento Del Meta). (En línea). (Bogotá, Colombia), Marzo 2012. (Citado el 1 de Noviembre de 2015). Disponible en <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1170/2/142973.pdf>

broca y el estabilizador, en que la sección desde la broca hasta el primer estabilizador de la sarta cuelga como un péndulo y al ser aplicado peso sobre la broca, ésta es presionada hacia la parte de abajo del hueco generando una fuerza lateral negativa que tiende a tumbar el ángulo.

Figura 28. Ensamblaje de fondo tipo pendular

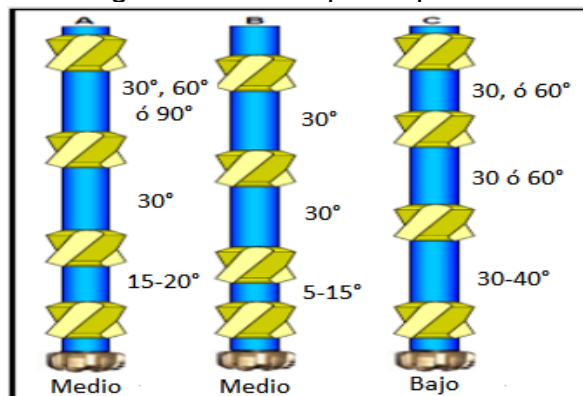


Fuente: PETRO SKILLS, horizontal and directional drilling, 2007, p. 189

2.4.3 Ensamblaje de fondo tipo Empacado. Su objetivo principal es eliminar o reducir al mínimo las tendencias de construir o disminuir el ángulo de desviación, ya que mantener la inclinación es lo más complicado. Los ensamblajes para mantener ángulo son rígidos y con baja fuerza lateral sobre la broca, lo cual no se ve afectado en gran magnitud por el peso que actúa en ella. Ver Figura 29.

Cuando se selecciona un ensamblaje para mantener ángulo, se deben estudiar los registros de zona, y determinar que ensamblaje funciona mejor para los tipos de formaciones que están siendo perforadas. Si no hay información disponible, se utiliza un ensamblaje inicial y se va ajustando según sea necesario.

Figura 29. BHA tipo empacado



Fuente: PETRO SKILLS, horizontal and directional drilling, 2007, p. 190

3. PROGRAMA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

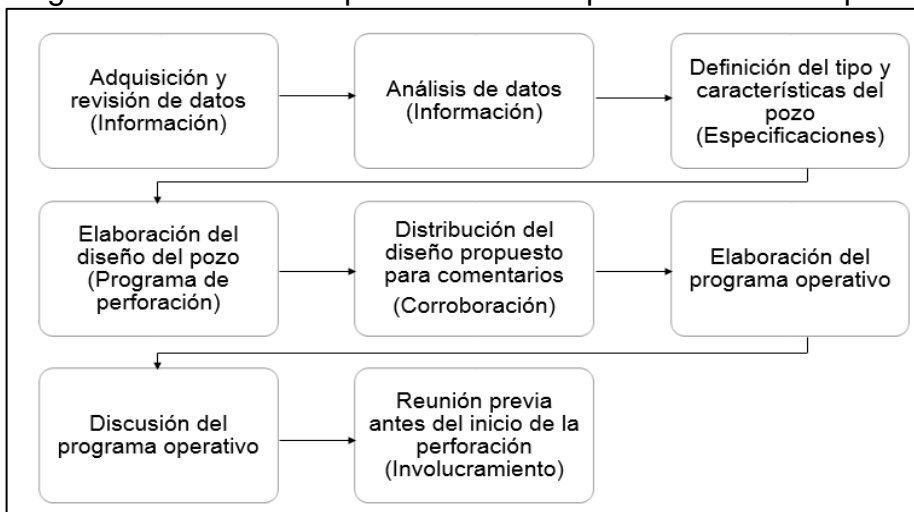
En este capítulo, se describe la planeación de un pozo en la etapa de perforación, teniendo en cuenta el diseño del mismo; además se presenta el programa de perforación realizado en los pozos del Campo Castilla por Weatherford Latinoamérica Ltda. Con esta información se da cumplimiento al objetivo número tres.

Durante el paso de los años, la industria de la perforación ha cambiado rápidamente en todas las áreas que la componen, como son la tecnología, la seguridad, la administración, el entrenamiento, etc. Esto conlleva a la necesidad a ser más eficientes, adquirir la tecnología más reciente y mejorar formas de trabajo. Para realizar un análisis completo de los servicios requeridos para perforar un pozo, se hace necesario partir inicialmente de las necesidades básicas que se deben suplir para realizar una perforación. El éxito de dichas perforaciones se determina por dos importantes aspectos:

- La creación del mejor plan posible del pozo.
- La correcta supervisión de la operación.

De acuerdo con lo anterior, se puede llegar a una definición del proceso de planeación de la perforación de un pozo la cual involucra el concepto de crear el diseño, el programa de operación y el programa de supervisión, antes de iniciar cualquier actividad directa en la generación del pozo. Ver figura 30.³¹

Figura 30. Proceso de planeación de la perforación de un pozo



Fuente: Planeación de la perforación. [En línea] Disponible en Internet <https://es.scribd.com/doc/26573841/18/II-3-Planeacion-de-la-Perforacion>. [Citado el 13 de Marzo de 2016].

³¹ JAHIR M., Erik F., Planeación de la perforación. [En línea]. [Bogotá, Colombia], Febrero 2010. Disponible en Internet <https://es.scribd.com/doc/26573841/18/II-3-Planeacion-de-la-Perforacion> [Citado el 13 de Marzo de 2016].

3.1 DISEÑO DEL POZO

El objetivo de diseñar un pozo se fundamenta en alcanzar el estado final, ideal y deseado del mismo. Para ello, se necesita pre-definir todos los elementos que determinan las características del pozo en sus dos etapas, en la perforación y en la terminación. Las actividades que involucran el diseño del pozo son:

- Recolectar, analizar, resumir y evaluar toda la información referente al pozo a perforar.
- Identificar todos los riesgos y problemas que se pueden presentar en la perforación.
- Definir el tipo de terminación requerido.
- Diseñar la perforación del pozo, estimar las geo-presiones, determinar la profundidad de las tuberías de revestimiento, seleccionar las tuberías necesarias, definiendo los requerimientos de la cementación, seleccionar el conjunto de brocas y los fluidos de perforación más apropiados para la operación, determinar la composición de la sarta de perforación en su conjunto, definir los tiempos que se designarán a las diferentes etapas durante la perforación, etc.
- Revisar todos los aspectos propuestos y discutir el diseño más apto.
- Estimar los costos que representan las actividades que se llevarán a cabo.
- Elaborar los documentos necesarios del diseño del pozo e involucrados en el proceso de perforación.
- Coordinar los programas de movimiento de los equipos y la logística involucrada.
- Definir la fecha real de inicio de las actividades físicas en la perforación del pozo.

El éxito o fracaso de un pozo depende en gran parte del diseño realizado previamente al inicio de la perforación, esta planeación depende a su vez, de la calidad y de la cantidad de los datos disponibles, por lo cual es importante que en la recopilación de la información intervengan de una manera activa, el personal de exploración, yacimientos, producción y perforación.

3.2 PROGRAMA DE PERFORACIÓN

El programa de perforación es el documento en el cual se concentra toda la información del pozo e ingeniería, Weatherford Latinoamérica utiliza un patrón de diseño para realizar dicho programa. A continuación, se presenta el programa de perforación direccional utilizado en el Campo Castilla:

3.2.1 Introducción

3.2.1.1 Información general del pozo. Esta sección da una breve descripción del campo en el cual se realizó la perforación: nombre, coordenadas, localización, número de secciones y la profundidad a la cual ha sido perforado, entre otras (Ver Tabla 2).

Tabla 2. Información general del pozo

Nombre del Pozo	CASTILLA 001
Campo	CASTILLA
Diámetro del Hueco	17 ½" - 12 ¼" - 8 ½"
Profundidad Total programada	7750ft MD / 7182.51 ft TVD
Taladro	Nabors PX 43
GLE + RT	1315.94 FT+ 32.5 ft
Compañía Direccional	WEATHERFORD DS

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

3.2.1.2 Topes de formaciones. En esta sección, se observan dos tipos de tablas, la Tabla 3. Se observa las coordenadas y la profundidad de la formación de interés donde se encuentra localizada la roca reservorio.

Tabla 3. Coordenadas objetivos

Formación	Norte	Este	TVD
K2	917815.18 m	1046922.97 m	6747.5 ft

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

En la Tabla 4. recopila la información de los topes de las formaciones, las cuales están siendo alcanzadas durante la perforación direccional; cada formación y/o unidad debe incluir la profundidad, inclinación y azimut esperados.

Tabla 4. Topes de formaciones

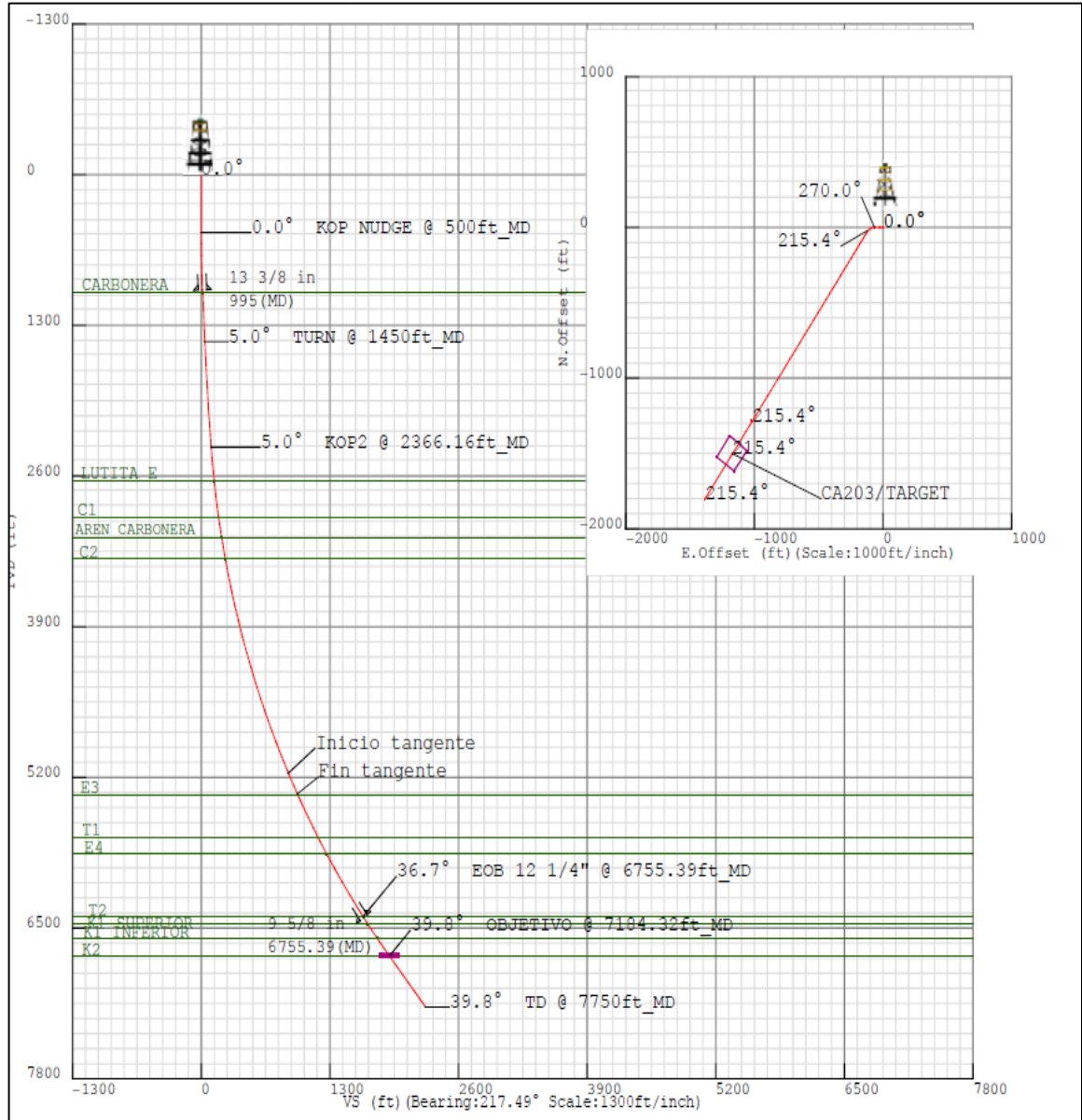
Nombre	MD	Inc	Az	TVD	TVDss
	(ft)	(°)	(°)	(ft)	(ft)
Carbonera	1027.37	5	270	1026.63	321.81
Lutita E	2657.35	7.1	215.41	2650.36	-1301,92
C1	2972.06	9.37	215.41	2961.81	-1613,37
Arena					
Carbonera	3144.76	10.62	215.41	3131.88	-1783,44
C2	3340.66	12.03	215.41	3323.96	-1975,52
E3	5505.57	27.66	215.41	5353.99	-4005,55
T1	5929.19	30.72	215.41	5723.77	-4375,33
E4	6096.62	31.92	215.41	5866.8	-4518,36
T2	6755.39	36.68	215.41	6410.84	-5062,4
K1 Superior	6830.24	37.22	215.41	6470.66	-5122,22
K1 Inferior	6983.95	38.33	215.41	6592.15	-5243,71
K2	7184.32	39.78	215.41	6747.75	-5399,31

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

3.2.2 Planeación del pozo

3.2.2.1 Gráfica del plan del pozo. La Figura 31. Representa gráficamente el plan de datos anteriormente mostrado, donde deben identificarse los puntos donde inicia y termina la desviación tangencial, así como las profundidades de cada sección que ha sido perforada.

Figura 31. Gráfica del plan de pozo



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

3.2.2.2 Reporte del plan de pozo. En la sección inicial del siguiente reporte, se ingresan las coordenadas, posiciones finales del campo, el clúster y el pozo que ha sido perforado (ver Figura 32).

Continúa, la información de las diferentes secciones perforadas con sus correspondientes profundidades, inclinaciones y coordenadas.

Finalmente, se ingresa la información del comportamiento de la perforación, enfocándose en diferentes alturas donde se observan las desviaciones tangenciales mencionadas anteriormente.

Figura 32. Informe del plan de pozo

Field Name															
CASTILLA		Map Units : m				Company Name :									
		Vertical Reference Datum (VRD) : Mean Sea Level													
		Projected Coordinate System : Bogota 1975 / Colombia Bogota zone													
		Comment :													
Site Name															
CLUSTER 7		Units : ft		North Reference : Grid				Convergence Angle : 0.03							
		Position		Northing : 918250.31 m				Latitude : 3° 51' 34.81"							
				Easting : 1047252.46 m				Longitude : -73° 39' 19.81"							
		Elevation above Mean Sea Level:1348.10 ft													
		Comment :													
Well Name															
CASTILLA 203		Type : Main well				Plan : Version 3									
		Rig Height Well TVD Reference : 32.50 ft				Comment :									
		Relative to Mean Sea Level: 1348.44 ft				Az :217.49°									
		Closure Distance : 2268.93 ft				Vertical Section (Position of Origin Relative to Slot)									
		+N / -S : 0.00 ft				+E / -W : 0.00 ft				Dip : 27.05°		Date : 14/Nov/2015			
TargetName:															
CA203/TARGET		Position (Relative to Slot centre)													
		+N / -S : -1505.28ft		Northing : 917815.18 m				Latitude : 3°51'20.65"							
		+E / -W : -1171.29 ft		Easting : 1046922.97m				Longitude : -73°39'30.50"							
		TVD (Well TVD Reference) : 6747.75 ft													
		TVDss : -5399.31 ft													
Shape:		Cuboid													
		Orientation		Azimuth : 215.00°				Inclination : 0.00°							
		Dimensions		Length : 164.04 ft				Breath : 164.04 ft				Height : 0.00 ft			
Casing Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Well TVD Reference)															
Name	MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDss (ft)	Easting (m)	Northing (m)	E.Offset (ft)	N.Offset (ft)						
13 3/8 in	995.00	4.95	270.00	994.38	354.06	1047273.47	918273.99	-21.37	0.00						
9 5/8 in	6755.39	36.68	215.41	6410.84	-5062.40	1046969.84	917881.10	-1017.50	-1289.00						
Salient Points (Relative to Slot centre, TVD relative to Well TVD Reference)															
Comment	MD (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	TVDss (ft)	DLS (°/100 ft)	B.Rate (°/100 ft)	T.Rate (°/100 ft)	VS (ft)	N.Offset (ft)	E.Offset (ft)	Northing (m)	Easting (m)	T.Face (°)	
	0.00	0.00	0.00	0.00	1348.44	0.00	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	918273.99	1047279.98	0.00	
KOP NUJGE @ 500R_MD	500.00	0.00	0.00	500.00	848.44	0.00	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.00	918273.99	1047279.98	0.00	
	1000.00	5.00	270.00	999.37	349.07	1.00	1.00	0.00	13.27	0.00	-21.80	918273.99	1047273.33	270.00	
TURN @ 1450R_MD	1450.00	5.00	270.00	1447.65	-99.21	0.00	0.00	0.00	37.14	0.00	-61.02	918273.99	1047261.38	0.00	
KOP2 @ 2366.16R_MD	2366.16	5.00	215.41	2360.81	-1012.37	0.50	0.00	-5.96	101.37	-32.55	-124.12	918264.07	1047242.15	242.80	
Inicio tangente	5300.00	26.18	215.41	5170.69	-3822.25	0.72	0.72	0.00	884.74	-671.40	-578.37	918069.35	1047103.69	0.00	
Fin tangente	5500.00	27.62	215.41	5349.05	-4000.61	0.72	0.72	0.00	975.15	-745.14	-630.79	918046.87	1047087.71	0.00	
EOB 12 1/4" @ 6755.39R_MD	6755.39	36.68	215.41	6410.84	-5062.40	0.72	0.72	0.00	1642.05	-1289.00	-1017.50	917881.10	1046969.84	0.00	
OBJETIVO @ 7184.32R_MD	7184.32	39.78	215.41	6747.75	-5399.31	0.72	0.72	0.00	1907.26	-1505.28	-1171.29	917815.18	1046922.97	0.00	
TD @ 7750R_MD	7750.00	39.78	215.41	7182.51	-5834.07	0.00	0.00	0.00	2268.93	-1800.23	-1381.02	917725.28	1046859.05	0.00	

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

3.2.3 Análisis de anticolidión

3.2.3.1 Sumario de anticolidión. De acuerdo con la información suministrada por la operadora, se realiza el análisis de anticolidión, que consiste en conocer los factores de separación, distancias, trayectorias y profundidades a las cuales se encuentran pozos cercanos y próximos a perforar. Ver Figura 33.

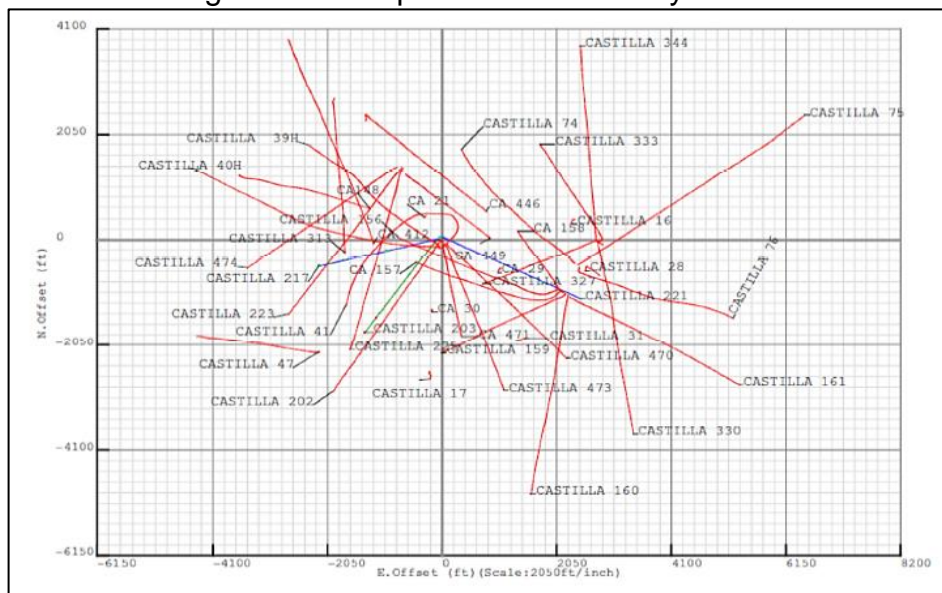
Figura 33. Sumario de Anticolidión.

Secondary Well Name	Pri MD (ft)	Sec MD (ft)	TVDss (ft)	TVD (ft)	Northing (m)	Easting (m)	CC (ft)	ES (ft)	SF
Pozo 39H (s)	2592.19	2585.63	-1237.23	2585.67	918258.38	1047238.10	41.45	13.66	1.49
Pozo 28 (s)	5747.07	5777.94	-4217.71	5566.15	918017.58	1047066.88	3342.31	1820.89	2.20
Pozo 225(s)	7058.20	8309.91	-5301.74	6650.18	917835.03	1046937.09	323.81	212.32	2.90
Pozo 41 (s)	1290.62	1290.44	59.56	1288.88	918273.99	1047265.61	154.08	103.36	3.04
Pozo 40H (s)	2820.70	2814.96	-1463.81	2812.25	918251.01	1047232.87	117.97	80.68	3.16
Pozo 217 (s)	2526.76	2527.74	-1172.21	2520.65	918260.19	1047239.39	50.43	35.36	3.35
Pozo 31 (s)	5105.66	4930.98	-3646.81	4995.25	918090.11	1047118.46	2348.62	1826.62	4.50
Pozo 47 (s)	7750.00	8020.00	-5834.07	7182.51	917725.28	1046859.05	907.03	722.53	4.92

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

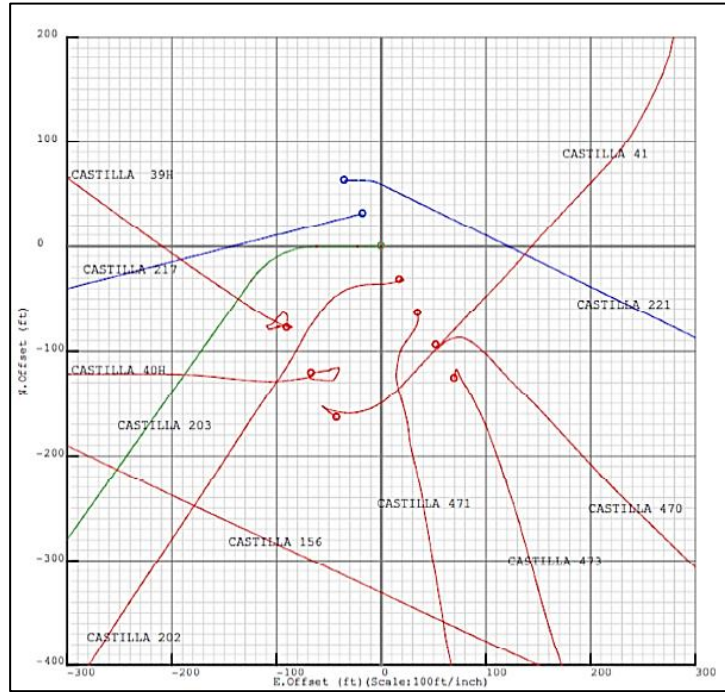
3.2.3.2 Gráficos de Soporte. La trayectoria de estos pozos, se ingresa a un Software el cuál realiza las gráficas con perspectivas distintas, de esta manera se observa y analiza el avance de la perforación y si ésta puede llegar a colisionar o chocarse con la tubería de algún pozo cercano (ver Figura 34., Figura 35., Figura 36., Figura 37.,)

Figura 34. Perspectiva areal de trayectoria



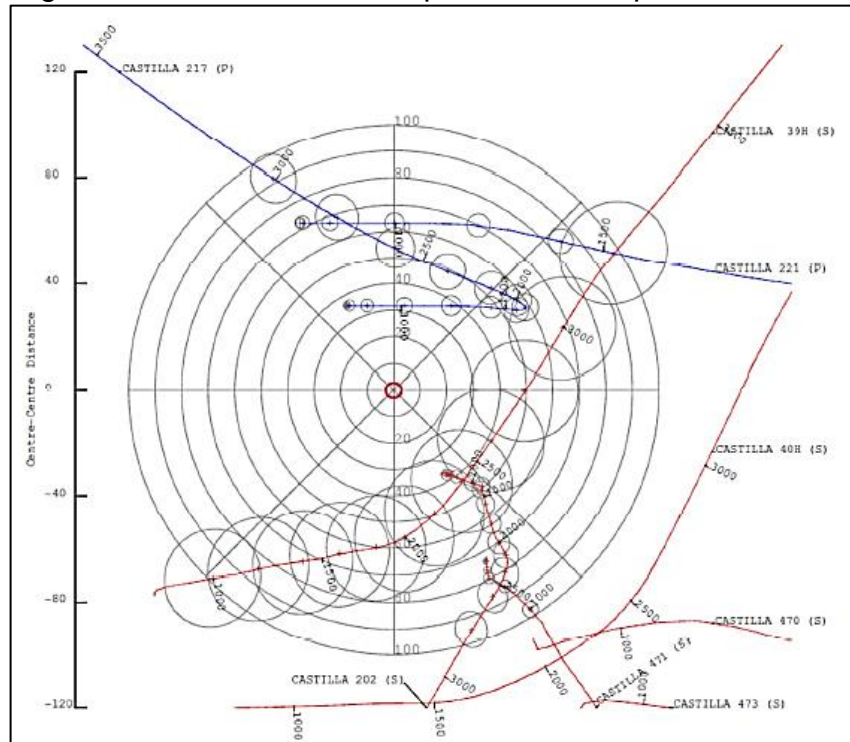
Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

Figura 35. Trayectoria del pozo de interés (línea verde) y pozos cercanos



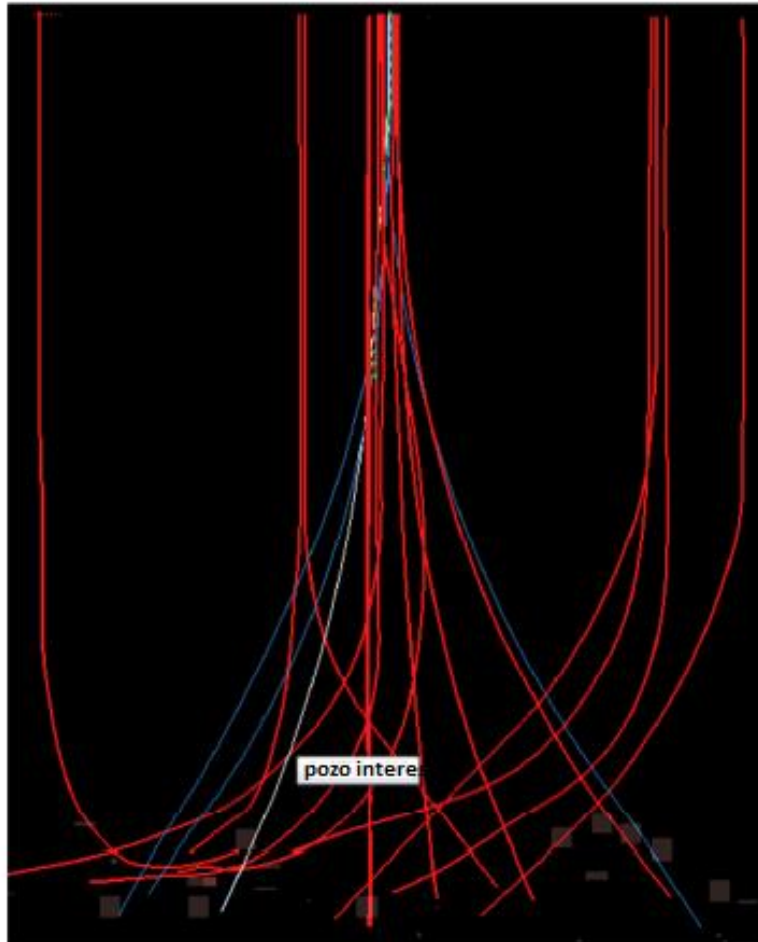
Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

Figura 36. Radio máximo de producción en pozos cercanos



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

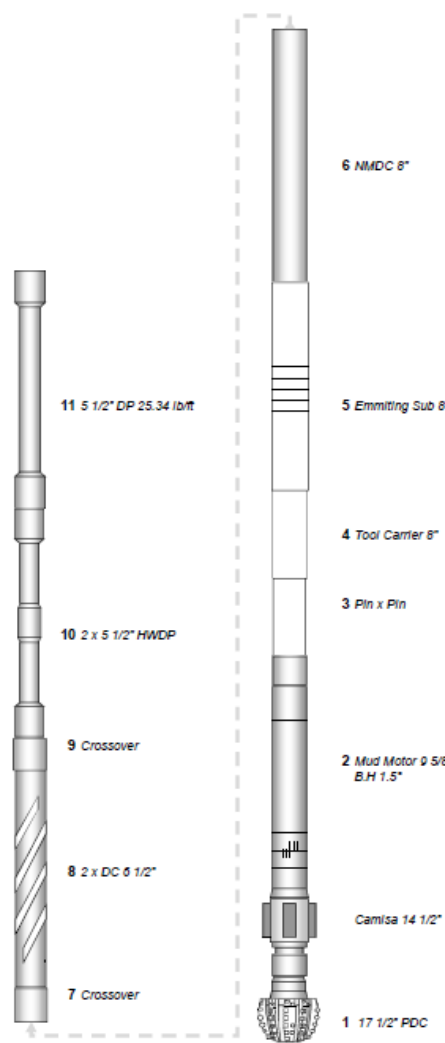
Figura 37. Perspectiva lateral anticoliación en 3d



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

3.2.4 Ensamblajes de fondo propuestos. Esta sección propone como debe ir compuesto el ensamblaje de fondo direccional, variando éstos de acuerdo a los diferentes escenarios donde se vaya a realizar la perforación, teniendo en cuenta propiedades como el tipo de formación, espesor, inclinación esperada, tipo de lodo, profundidades, información de la broca, número de etapas y la elección adecuada de los equipos. Ver Figura 38.

Figura 38. Ensamblaje de fondo direccional propuesto

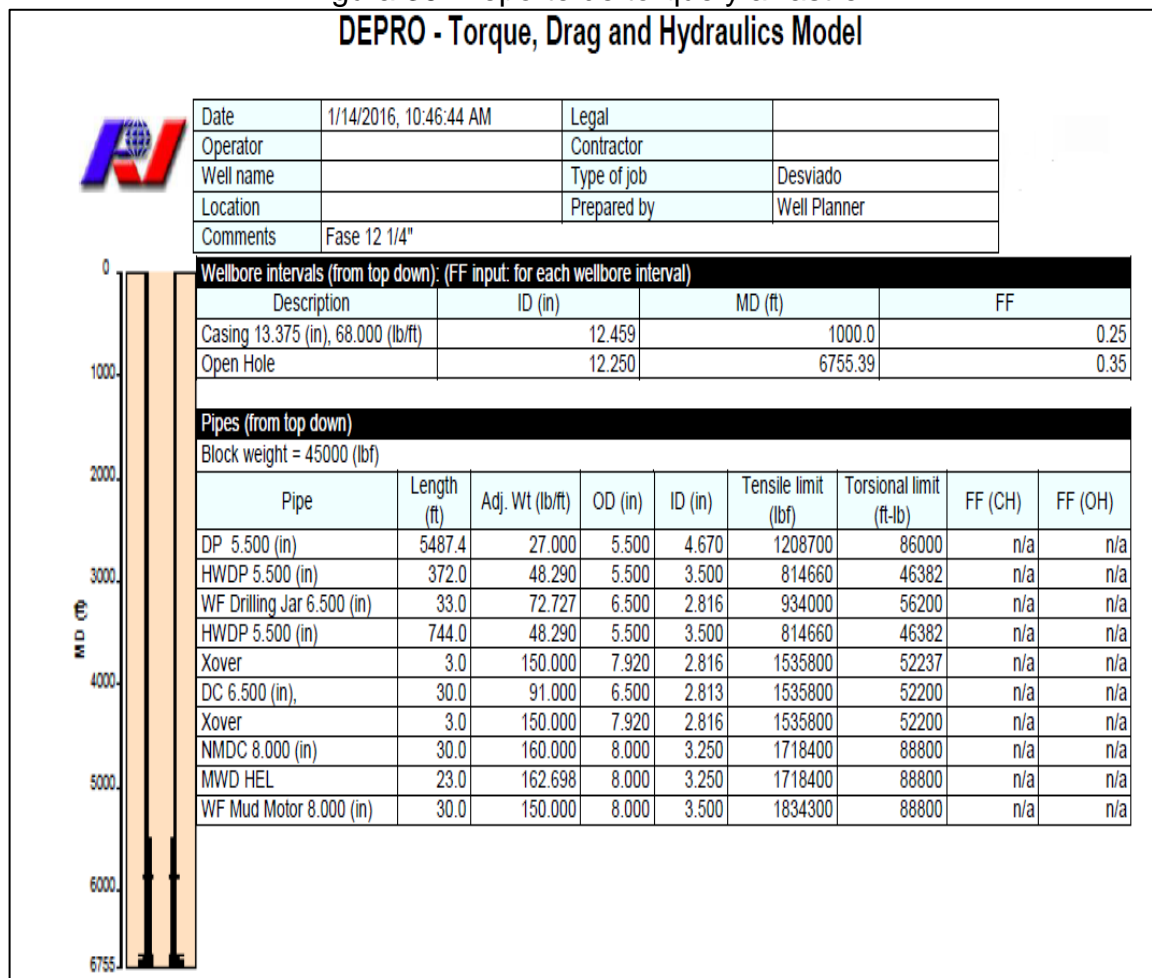


12 1/4" Bottom Hole Assembly		Pozo:								Distrito / Pais		
Tabla Descriptiva BHA		Campo:								Colombia		
Item #	Descripción	Serial #	Collar		Conexión		Longitudes			Pesos		BHA
			OD in	ID in	Tope PIN = P	Base BOX = B	Item ft	Acumulada ft	Fishing Neck ft	Item lbs/ft	Tubular Klbs	
1	12 1/4" PDC		17 1/2		P 7 5/8" Reg		1.20	1.20		237.00	0.28	0.28
2	Mud Motor 9 5/8" QLE6750		9 5/8		B 6 5/8 Reg B 7 5/8 Reg		30.00	31.20		180.00	5.40	5.68
3	Pin x Pin		8	2 1/2	P 6 5/8 Reg P 6 5/8 Reg		2.00	33.20		162.00	0.32	6.01
4	Tool Carrier 8"		8	2 1/2	B 6 5/8 Reg B 6 5/8 Reg		19.00	52.20		162.00	3.08	9.09
5	Emitting Sub 8"		8	2 1/2	B 6 5/8 Reg P 6 5/8 Reg		11.00	63.20		162.00	1.78	10.87
6	NMDC 8"		8	3 1/4	B 6 5/8 Reg P 6 5/8 Reg		30.00	93.20		150.00	4.50	15.37
7	Crossover		6 1/2	2 13/16	B 4 1/2" IF P 6 5/8 Reg		3.00	96.20		80.00	0.24	15.01
8	2 x DC 6 1/2"		6 1/2	2 7/8	B 4 1/2" IF P 4 1/2" IF		60.00	156.20		91.00	5.46	21.07
9	Crossover		6 1/2	2 13/16	B XT 54 P 4 1/2" IF		3.00	159.20		80.00	0.24	21.31
10	2 x 5 1/2" HWDP		5 1/2	3 1/4	B XT 54 P XT54		60.00	219.20		57.70	3.46	24.77
11												
12												1.92
13												
14												2.00
15												
16												0.90
17												
18												
19												
20												

3.2.5 Reporte de torque y arrastre. Las operaciones con los reductores de torque y arrastre desempeñan un rol vital en el proceso de la perforación direccional, ya que reducen el tiempo y los costos. Entre sus funciones se encuentran prevenir el daño o fallas del equipo de fondo y superficie, reducir el desgaste en las secciones entubadas del pozo y orientar con precisión las herramientas de perforación.

Este reporte se divide en dos secciones, la primera sección es el encabezado, donde se encuentra el tipo de pozo y la fase de la perforación analizada con su respectivo revestimiento, diámetros y el factor de fricción al cual está sometido; seguido, se encuentran los equipos que componen el ensamblaje de fondo con sus características más relevantes, como son: longitud, diámetro interno y externo, fuerza de tensión límite, fuerza de torsión límite, y factor de fricción en hueco abierto y/o revestido. Ver Figura 39.

Figura 39. Reporte de torque y arrastre
DEPRO - Torque, Drag and Hydraulics Model



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

En la segunda sección, se observa un resumen de las operaciones realizadas en el pozo: perforación, rotación, deslizar tubería, ingresar tubería al pozo y sacar tubería del pozo, teniendo en cuenta factores que afectan la perforación como el peso sobre la broca, torque sobre la broca (peso ejercido solamente en la broca), rata de perforación promedio, rotación del motor, fuerza ejercida a la broca en cada operación, fuerza de tensión del gancho, torque medido en superficie, punto neutro de superficie y de fondo. Ver Tabla 5.

Tabla 5. Datos de operación

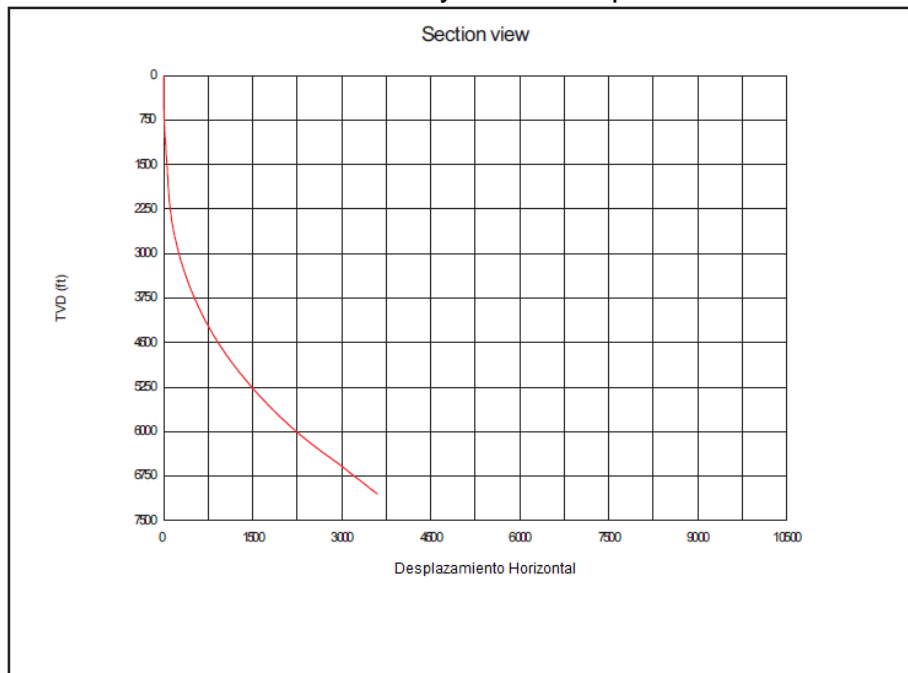
Operaciones	WOB/POB/En d F. (lbf)	TOB/End TQ (ft-lb)	ROP (ft/hr)	Rotación (rpm)	HL (lbf)	ST (ft- lb)	NP from top (ft)	NP from bottom (ft)
Perforar	10000	4000	120.0	60.0	86496	4329	924.0	76.0
ROffB	0	0	0	>0	96518	414	1000.0	0.0
Deslizar	10000	0	>0	0	85443	0	921.4	78.6
Trip-in	0	0		0.0	95117	0	1000.0	0.0
Trip-out	0	0		0.0	97986	0	1000.0	0.0

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

A partir de la anterior información, se realizan los siguientes análisis por medio de gráficas.

En la Gráfica 3, se puede observar la trayectoria que tiene el pozo teniendo en cuenta la profundidad total y el desplazamiento horizontal.

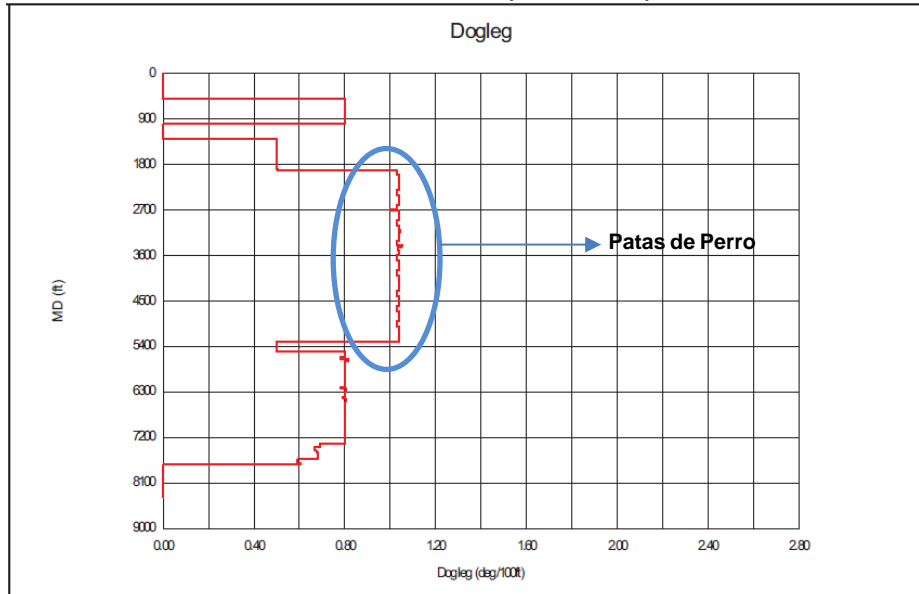
Gráfica 3. Trayectoria del pozo



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

En la Gráfica 4, se observan las patas de perro (*DogLeg*) más críticas dependiendo a la profundidad medida

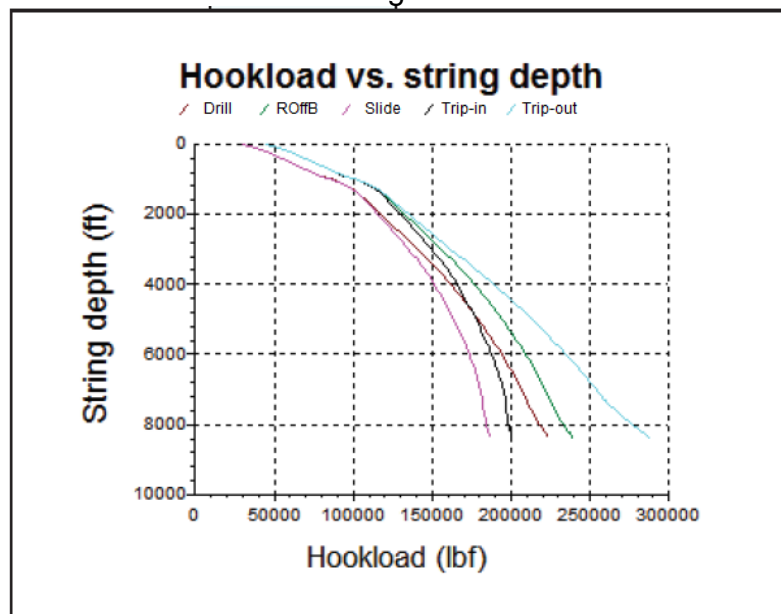
Gráfica 4. Patas de perro del pozo



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

En la Gráfica 5, se observa los valores de la fuerza de tensión del gancho contra la profundidad de la sarta de perforación, medida desde las diferentes operaciones realizadas.

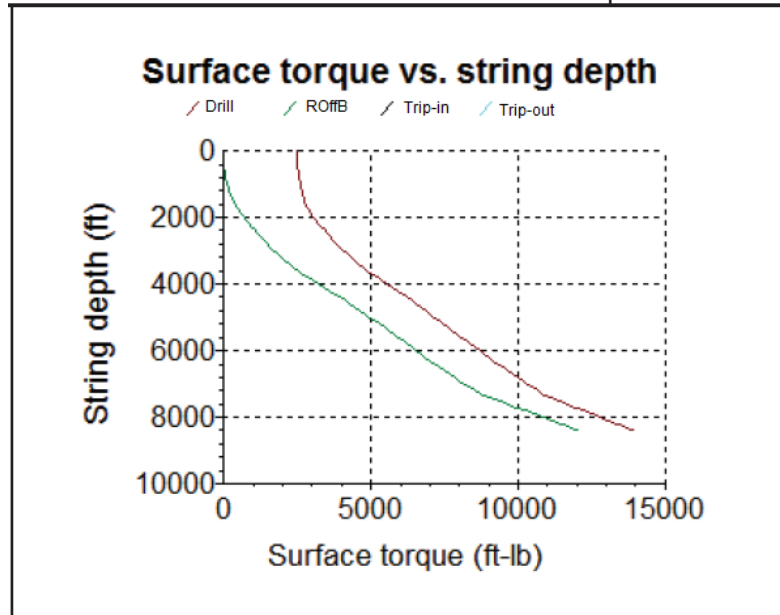
Gráfica 5. Fuerza del gancho Vs Profundidad



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

En la Gráfica 6, se observa el torque medido desde superficie contra la profundidad de la sarta de perforación, medida desde las diferentes operaciones.

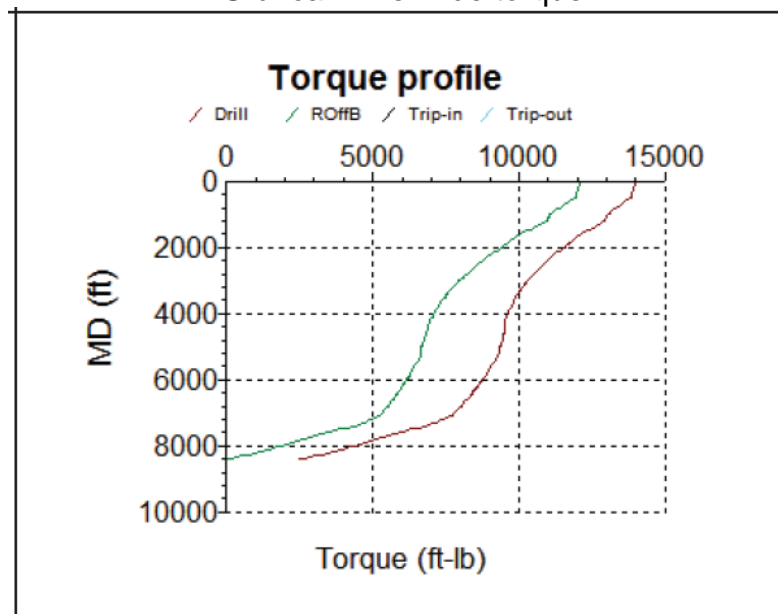
Gráfica 6. Torque en superficie Vs Profundidad



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

En la Gráfica 7, se observa el perfil del torque ejercido sobre la broca, tomando los valores de torque a diferentes profundidades, en las operaciones perforación y rotación.

Gráfica 7. Perfil de torque

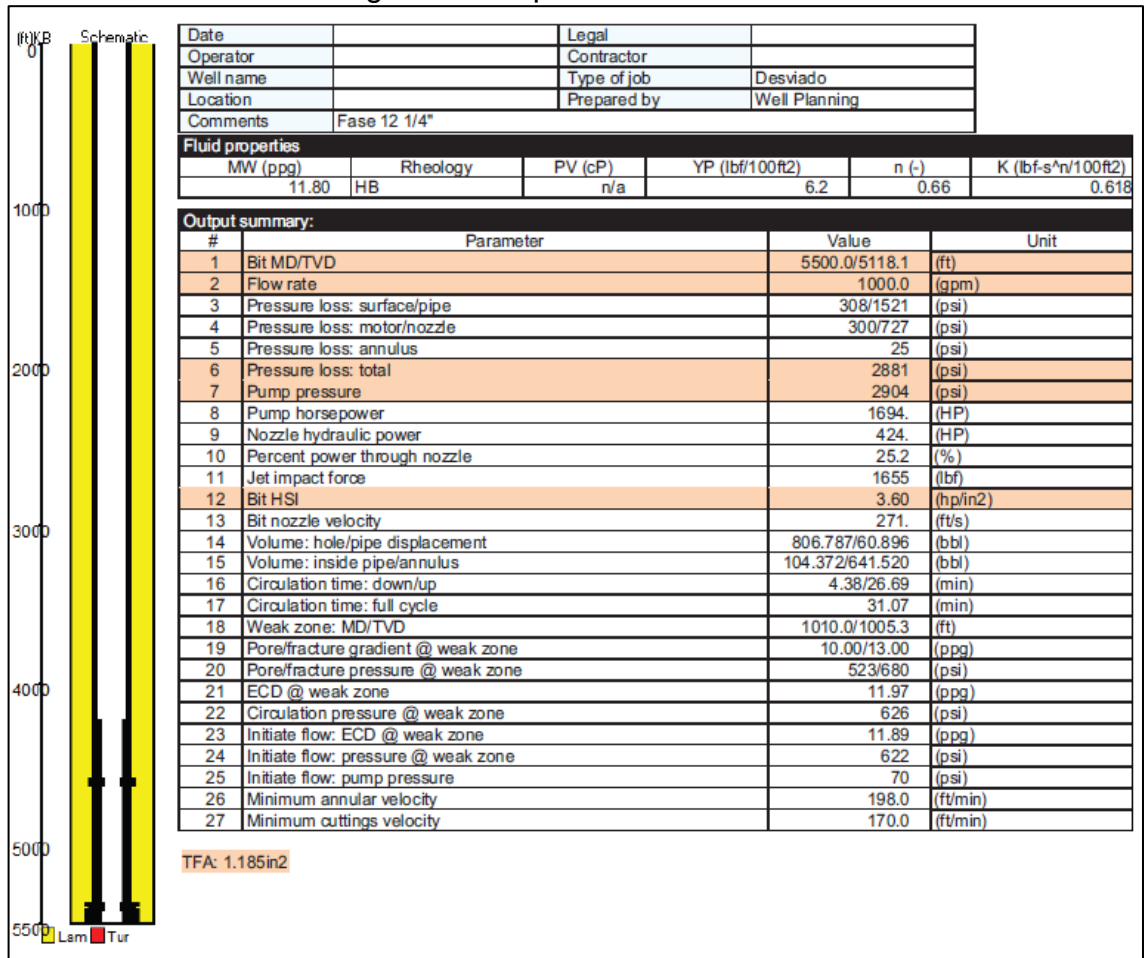


Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

3.2.6 Reporte de hidráulicas. Este reporte se divide en dos secciones, la primera se describe la fase de la perforación analizada y el tipo de pozo, seguido de las propiedades del fluido de circulación utilizado con sus respectivas características.

La segunda sección consta de los parámetros más importantes que afectan la perforación, los cuales se observan resaltados de color naranja en la Figura 40.

Figura 40. Reporte de hidráulicas

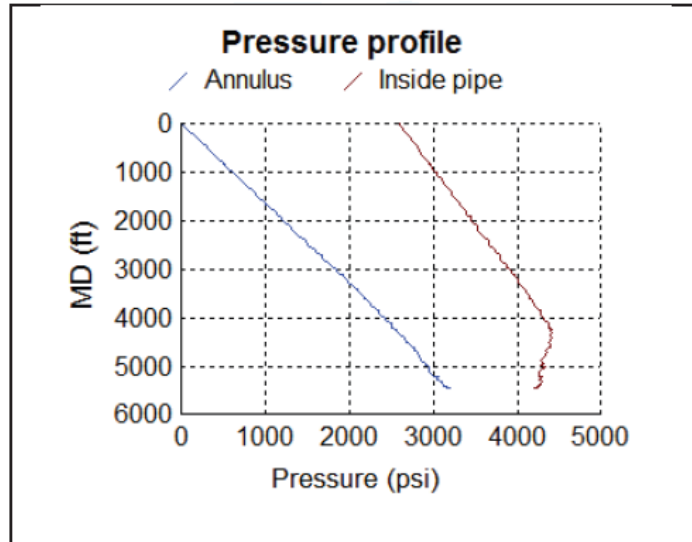


Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

A partir de la anterior información, se realiza un análisis de los diferentes parámetros, representados en gráficas.

En la Gráfica 8, se observa el perfil de presión, tomando los diferentes valores de presión contra la variación de la profundidad, en el espacio anular y dentro de la tubería.

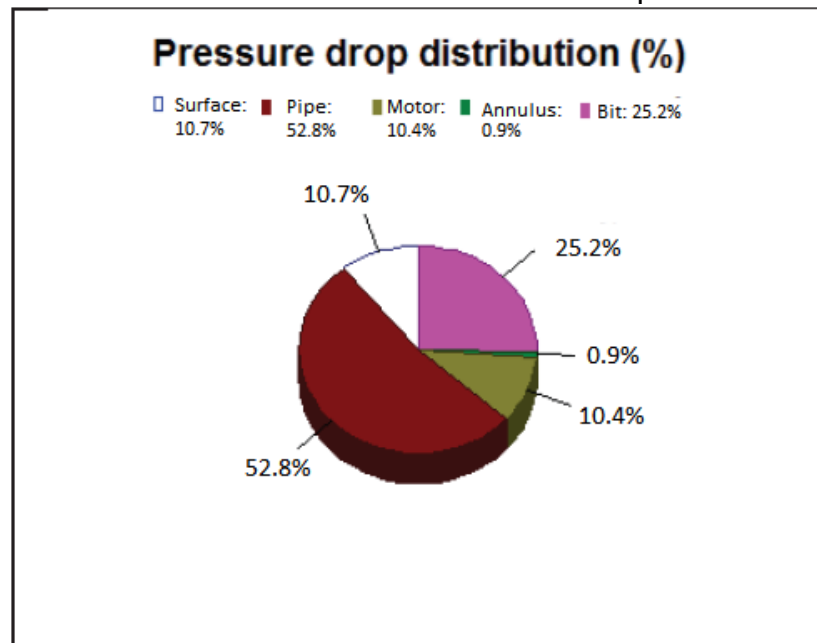
Gráfica 8. Perfil de Presión



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

En la Gráfica 9, se observa el porcentaje de la distribución de la caída de presión en diferentes líneas de la perforación dado en porcentaje.

Gráfica 9. Distribución de la caída de presión



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA

3.2.7 Consideraciones generales. En esta sección se indican las recomendaciones generales tenidas en cuenta para realizar la perforación direccional.

- Verificar el estado de las herramientas en locación y disponer su ubicación.
- Realizar un análisis de trabajo seguro para arme y desarme del BHA direccional.
- Medir, calibrar y tomar número de serie de cada una de las herramientas del ensamblaje de fondo.
- Conectar broca y continuar armando el ensamblaje de fondo de acuerdo al diseño propuesto.
- Bajar tubería hasta el fondo llenando de acuerdo al programa.
- Evaluar la eficiencia de las bombas previo al inicio de la perforación con el fin de minimizar los tiempos NPT por fallas de las mismas entre otras.

3.2.8 Recomendaciones operacionales. Esta sección contiene las recomendaciones operacionales adicionales que se deben tener en cuenta, dependiendo del plan direccional de cada pozo y del comportamiento que vaya presentando el mismo.

4. TENDENCIAS DIRECCIONALES

En este capítulo se describe cómo se realiza la medición de las tendencias direccionales, teniendo en cuenta las referencias de la profundidad, inclinación y azimut. Con la información anterior se va a cumplir el objetivo número cuatro.

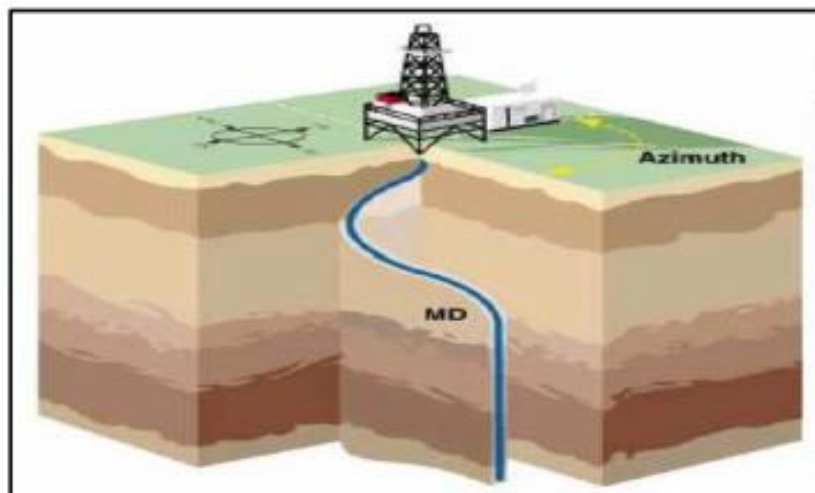
Las herramientas de survey son datos o mediciones que contienen información del tipo y características particulares de un yacimiento como la profundidad de las formaciones productoras, ángulos de inclinación y la dirección del pozo sobre un plano horizontal respecto a un norte de referencia. En la realización de una perforación direccional se tiene en cuenta sistemas mediante los cuales se determina inclinación, azimut y profundidad durante toda la perforación: éstos deben ser ajustados a un sistema de referencia. Un survey cuenta con los siguientes componentes:

- Referencias de profundidad.
- Referencias de inclinación.
- Referencias de dirección.

4.1 REFERENCIAS DE PROFUNDIDAD

4.1.1 Profundidad Medida/PM. Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria del pozo desde el punto de referencia en la superficie hasta el punto donde está siendo medida la profundidad. Ver Figura 41.

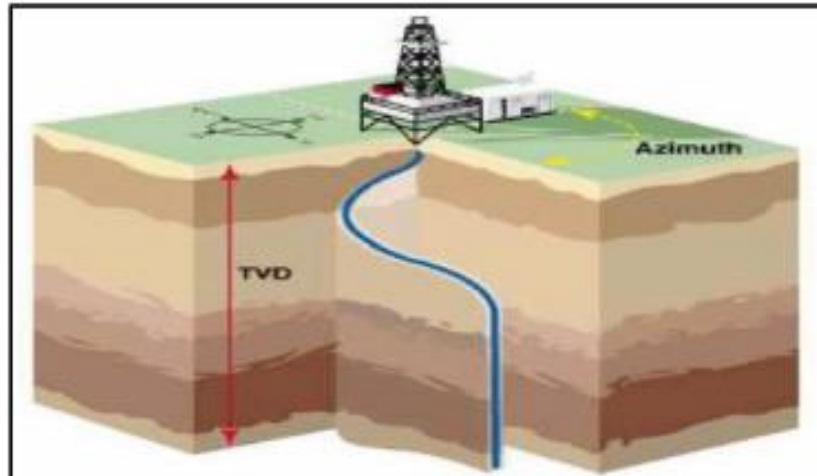
Figura 41. Profundidad medida



Fuente: MUÑOZ C., Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. [En línea]. [Ciudad de México, México], Junio 2014. Disponible en Internet <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESIS.pdf?sequence=1>. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

4.1.2 Profundidad Vertical/ PVV. Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad hasta un punto en la trayectoria del pozo. Ver Figura 42.

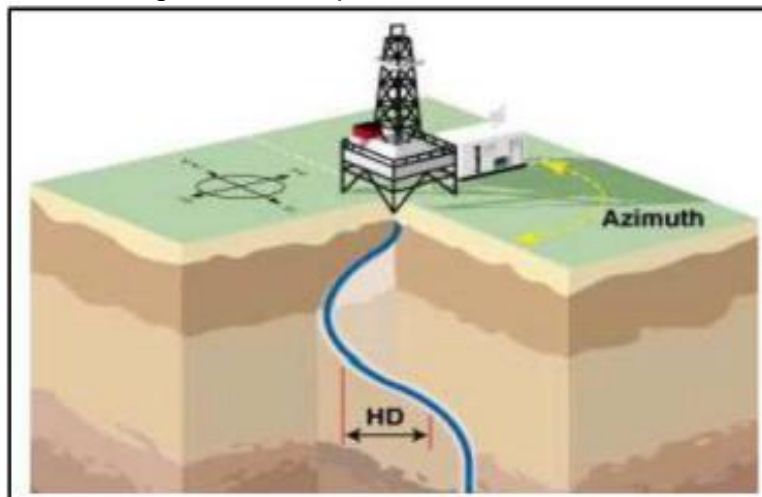
Figura 42. Profundidad vertical verdadera



Fuente: MUÑOZ C., Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. [En línea]. [Ciudad de México, México], Junio 2014. Disponible en Internet <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESIS.pdf?sequence=1>. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

4.1.3 Desplazamiento Horizontal/ HD. Es la distancia entre dos puntos cualesquiera a lo largo de un pozo proyectado sobre un plano horizontal o vista de planta. Ver Figura 43.

Figura 43. Desplazamiento horizontal

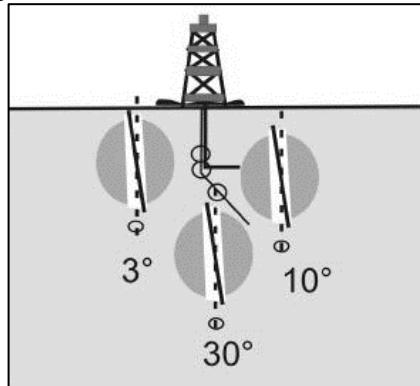


Fuente: MUÑOZ C., Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. [En línea]. [Ciudad de México, México], Junio 2014. Disponible en Internet <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESIS.pdf?sequence=1>. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

4.2 REFERENCIA DE INCLINACIÓN

La inclinación de un pozo es el ángulo (tomado en grados) entre la vertical y el eje del pozo en un punto determinado. La referencia vertical es la dirección del vector de gravedad en el sitio. La convención establece que 0° es vertical y 90° es horizontal, como los muestra la Figura 44.

Figura 44. Referencia de inclinación



Fuente: BAKER HUGHES INTEQ, Principios de Perforación Direccional y Horizontal, p.25

4.3 REFERENCIAS DE DIRECCIÓN

Representa la dirección o sentido hacia el cual se está dirigiendo la perforación. Esta se determina a partir de un punto de referencia el cual es usualmente llamado norte de referencia. Existen varios puntos o nortes de referencia:

4.3.1 Norte Magnético. Todas las herramientas que miden azimut, lo miden con respecto a la norte magnético, a partir de este dato se calculan las coordenadas con respecto al norte verdadero.

4.3.2 Norte Verdadero (geográfico). Es la dirección geográfica del polo norte de la tierra según su eje de rotación.

4.4 MEDIDA DE LA DIRECCIÓN

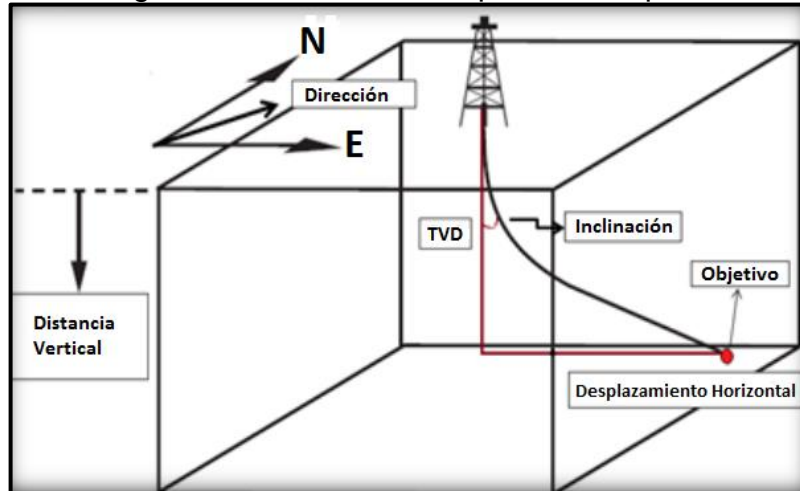
La posición de un punto en el pozo sólo se puede definir en tres dimensiones cuando además de la profundidad vertical verdadera (PVV), se conoce el desplazamiento lateral y el sentido de dicho desplazamiento.

El desplazamiento lateral se expresa en pies de distancia medidos desde el cabezal del pozo y la dirección es expresada en grados medidos desde un norte de referencia.

La Figura 45. representa los diferentes datos que se deben conocer o determinar para establecer la ubicación de un punto en el pozo, es decir, la dirección del pozo

es el ángulo, medido en grados, del componente horizontal del pozo desde una referencia al norte conocida, donde esta referencia es el norte verdadero y se mide por convención en sentido horario donde la dirección del pozo se puede expresar en azimut (0° a 360°) o en forma de cuadrantes (NE, SE, NW, SW).

Figura 45. Posición de un punto en el pozo

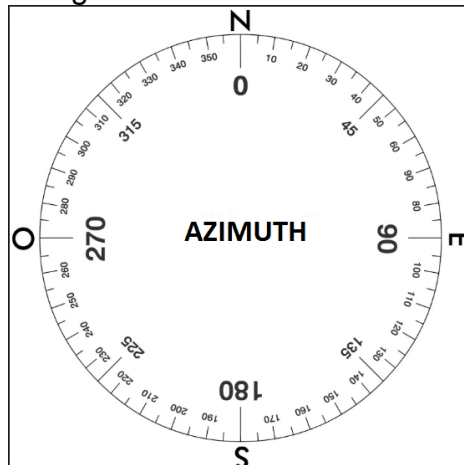


Fuente: INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING, Directional Drilling, p.19

Existen dos sistemas de medición:

4.4.1 Sistema Azimutal. En este sistema, las direcciones son expresadas como el ángulo que aumenta en el sentido de las manecillas del reloj desde 0° hasta 359.99° con el norte de referencia ubicado en 0° . Figura 46.

Figura 46. Sistema azimutal

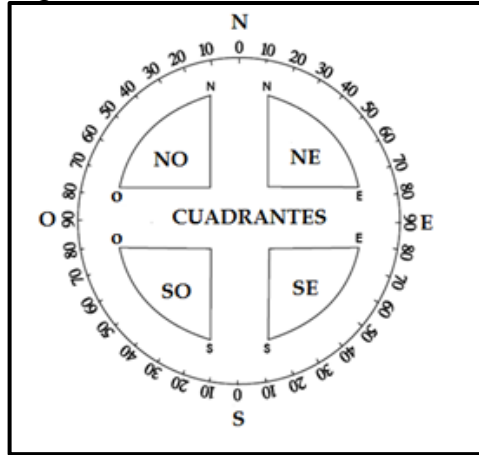


Fuente: BAKER HUGHES, Directional Engineering Workbook, 1995, p.305

4.4.2 Sistema de cuadrantes. Como se puede observar en la Figura 47, las direcciones son expresadas como ángulos de cero a 90 grados, medido desde el

norte en los dos cuadrantes que dan al norte y desde el sur en los dos cuadrantes que dan al sur.

Figura 47. Sistema de cuadrantes

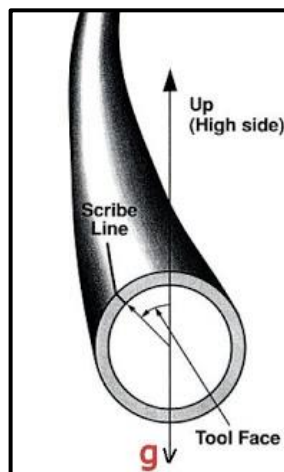


Fuente: BAKER HUGHES, Directional Engineering Workbook, 1995, p.305

4.5 ORIENTACIÓN DE LA CARA DE LA HERRAMIENTA

Conceptualmente, en el pozo, el término cara de la herramienta es a menudo utilizado como frase corta para referirse a la orientación de la herramienta, y es la medida angular de la cara de la herramienta flexionada con respecto al lado alto del pozo o al norte, además le comunica al perforador direccional la posición del ajuste del motor de fondo, donde se puede controlar la trayectoria que va a seguir el pozo. Ver Figura 48.

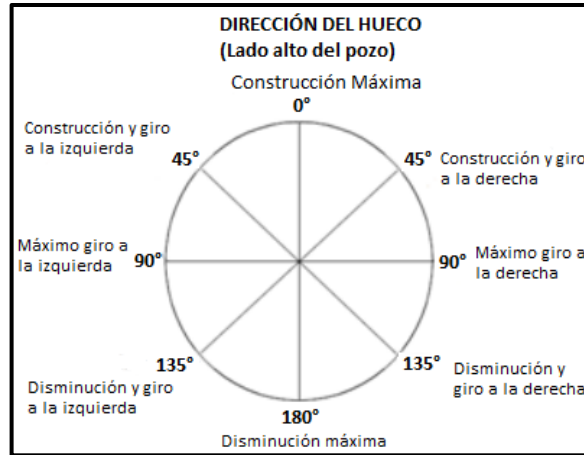
Figura 48. Cara de la herramienta



Fuente: COMPUTALOG, Measurement While Drilling II, 2001, p.101

La Figura 49. indica la orientación de la cara de la herramienta ubicada en el lado alto del hueco.

Figura 49. Orientación de la cara de la herramienta



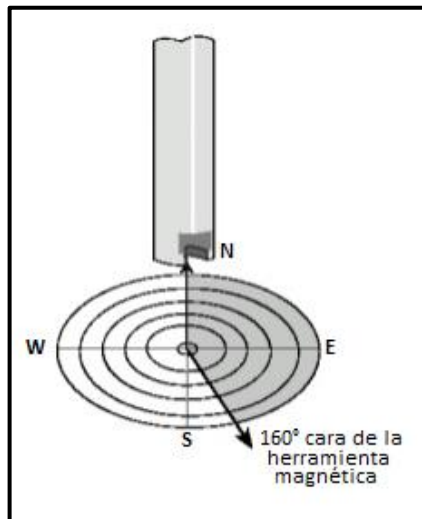
Fuente: BAKER HUGHES, Drilling Engineering Workbook, 1995, p.306

Existen dos formas de expresar la orientación de la cara de la herramienta:

- Magnética
- Gravitacional

4.5.1 Cara de la Herramienta Magnética. Es la dirección en el plano horizontal que el ajuste del motor está apuntando relativo al norte de referencia, y se utiliza cuando la inclinación de pozo es menor de 5° donde la lectura de la herramienta es cualquier dirección magnética hacia donde apunte la cara de la herramienta. Ver Figura 50.

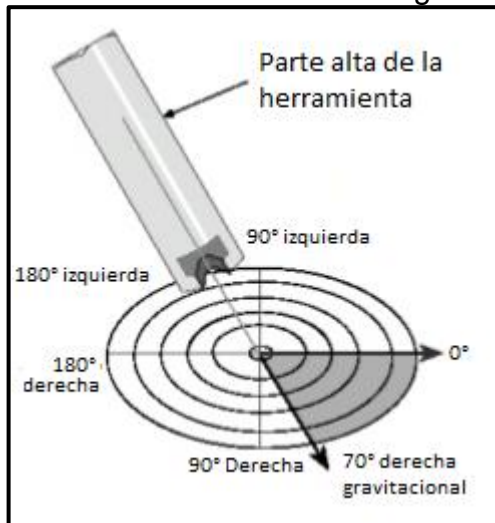
Figura 50. Cara de la herramienta magnética



Fuente: WEATHERFORD, Manual de Operaciones Logging While Drilling Essentials, 2007, p.92

4.5.2 Cara de la Herramienta Gravitacional. Es la distancia angular que la línea de ajuste del motor deriva o se voltea en su propio eje en relación a la cara alta del hueco. Puede ser usado, si la inclinación del pozo es mayor 5°, como se ve en la Figura 51. Puede utilizarse y será referenciada a la posición alta de sensor direccional, sin importar la dirección del pozo en el momento de tomar la medición. Se representa en grados a la izquierda o a la derecha de la posición alta.

Figura 51. Cara de la herramienta gravitacional



Fuente: WEATHERFORD, Manual de Operaciones Logging While Drilling Essentials, 2007, p.93

4.6 TENDENCIAS DIRECCIONALES

Los aspectos más importantes durante la planeación y perforación direccional es conocer la tendencia natural que tiene las formaciones al atravesar, para poder alcanzar el objetivo planeado, con los mismos problemas operacionales y a un costo óptimo.

4.6.1 Tipo de Tendencias. Existen tres tipos de tendencias naturales las Up Dip, Down Dip.

4.6.1.1 Tendencias Up Dip. Consiste en que el azimut del pozo tiende a tener una dirección perpendicular a la dirección de buzamiento de las capas perforadas (forma un ángulo de 90°) ver Figura 52.

Figura 52. Tendencias Up Dip



Fuente: COMPUTALOG, Measurement While Drilling I, 2001, p.83

4.6.1.2 Tendencias Down Dip. Consisten en el azimut del pozo se dirige en la misma dirección de la capa. Ver Figura 53.

Figura 53. Tendencias Down Dip



Fuente: COMPUTALOG, Measurement While Drilling I, 2001, p.83

4.7 COMPORTAMIENTO DIRECCIONAL SEGÚN EL TIPO DE ENSAMBLAJE DE FONDO

Según la información recopilada del Campo Castilla y teniendo en cuenta los diferentes tipos de ensamblaje de fondo utilizados en la perforación direccional de estos pozos, cabe destacar que dichos ensamblajes, combinados con diferentes parámetros de perforación y tamaño de las camisas, pueden brindar el ensamblaje ideal para construir, mantener o tumbar un determinado ángulo de inclinación, dando como resultado una respuesta de las tendencias en las formaciones de dichos campos. Para el caso de éste proyecto se analizará únicamente la sección de 12 ¼" para 10 pozos del Campo Castilla, atravesando las Formaciones Guayabo, Areniscas Superiores, Lutita E, Unidad C1, Arenisca Carbonera, Unidad C2, Lutita E3, Unidad T1 y Lutita E4.

4.7.1 Camisas de 11 ¼"

4.7.1.1 Castilla 471

Tabla 6. Tendencias Castilla 471

Castilla 471 (Tipo "J", Inc. 28.59°, Az 169.76°)

Formaciones	BHA #3 (995 ft - 6546 ft)
	TER / BUR (°/100 ft) / (°/1 ft)
Guayabo	0.07
Areniscas Sup	0.68
Lutita E	1.02
Unidad C1	0.08
Areniscas Carb	0.94
Unidad C2	0.26
Lutita E3	-0.37
Unidad T1	0.02
Lutita E4	0.18

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

4.7.1.2 Castilla 320

Tabla 7. Tendencias Castilla 320

Castilla 320 (Tipo "J", Inc. 26.5°, Az 65°)

Formaciones	BHA #4 (992 ft - 6798 ft)
	TER / BUR (°/100 ft) / (°/1 ft)
Guayabo	0.60
Areniscas Sup	0.40
Lutita E	0.94
Unidad C1	0.36
Areniscas Carb	0.52
Unidad C2	1.02
Lutita E3	0.06
Unidad T1	0.04
Lutita E4	0.06

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

4.7.1.3 Castilla 203

Tabla 8. Tendencias Castilla 203

Castilla 203 (Tipo "J", Inc. 29.03°, Az 215.7°)

Formaciones	BHA #3 (1014 ft – 6740 ft)	
	TER / BUR	
	(°/100 ft) / (°/1 ft)	
Guayabo	0.00	
Areniscas Sup	0.85	
Lutita E	0.00	
Unidad C1	0.00	
Areniscas Carb	0.00	
Unidad C2	-1.10	
Lutita E3	-1.00	
Unidad T1	-1.00	
Lutita E4	-1.00	

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

4.7.1.4 Castilla 336

Tabla 9. Tendencias Castilla 336

Castilla 336 (Tipo "J", Inc. 38.50°, Az 76.6°)

Formaciones	BHA #3 (1005 ft - 6940 ft)	
	TER / BUR	
	(°/100 ft) / (°/1 ft)	
Guayabo	0.13	
Areniscas Sup	1.23	
Lutita E	0.1	
Unidad C1	0.04	
Areniscas Carb	1.07	
Unidad C2	0.51	
Lutita E3	0.94	
Unidad T1	1.05	
Lutita E4	0.86	

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

4.7.1.5 Castilla 202

Tabla 10. Tendencias Castilla 202	
Castilla 202 (Tipo "J", Inc. 51.8°, Az 213.3°)	
Formaciones	BHA #3 (1015 ft - 7173 ft)
	TER / BUR (°/100 ft) / (°/1 ft)
Guayabo	0.20
Areniscas Sup	0.40
Lutita E	1.20
Unidad C1	1.40
Areniscas Carb	1.00
Unidad C2	1.20
Lutita E3	0.00
Unidad T1	0.00
Lutita E4	0.00

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

A continuación se realiza la descripción de las tendencias direccionales que se presentaron en las distintas formaciones a analizar:

- **FORMACIÓN GUAYABO:** En esta formación se observa una tendencia clara a levantar inclinación a razón de 0.07 a 0.60°/100 ft, otra característica de esta formación, es que posee buena respuesta a los trabajos de control direccional.
- **ARENISCAS SUP:** En esta formación se observa una fuerte tendencia a generar mayor inclinación, aproximadamente de 0.40 a 1.23°/100 ft, dando como resultado buena respuesta al trabajo direccional.
- **LUTITA E:** La característica principal en esta formación, es una fuerte tendencia a aumentar inclinación a razón de 0.1 a 1.20°/100 ft, donde también presenta una tendencia a mantener naturalmente la verticalidad, sin embargo, cuando se requiere hacer trabajos de control direccional, esta formación responde positivamente para ajustarse al perfil planeado.
- **UNIDAD C1:** Esta formación presenta una tendencia a aumentar inclinación a razón de 0.04 a 1.40°/100 ft, además se presenta una tendencia a mantener naturalmente la verticalidad; cuando se requiere hacer trabajos de control direccional, esta formación responde positivamente.

- **ARENISCA CARBONERA:** Esta formación presenta una fuerte tendencia a aumentar inclinación a razón de 0.52 a 1.07°/100 ft, además presenta una tendencia a mantener naturalmente la verticalidad.
- **UNIDAD C2:** Esta formación presenta dos tendencias, donde inicialmente hacia el tope de la formación se observó una tendencia a disminuir el grado de inclinación a -1.10°/100 ft, generando una respuesta inadecuada al trabajo direccional, ya que hace que disminuya considerablemente, teniendo así que duplicar dicho trabajo de corrección; hacia la base de la formación muestra una tendencia más clara a aumentar la inclinación a razón de 0.26 a 1.20°/100 ft.
- **LUTITA E3:** Esta formación presenta una tendencia a tumbar o mantener ángulo a un promedio de -0.37 a -1.0°/100 ft. Sin embargo, cabe resaltar que en algunos casos la formación tiende a incrementar la inclinación con una tasa promedio de construcción de 0.06 a 0.94°/100 ft. Esto da como resultado una baja respuesta al realizar el trabajo direccional. Además, esta formación también presenta bajas ROP.
- **UNIDAD T1:** Esta formación presenta una tendencia a tumbar o mantener ángulo a razón de -1.0°/100 ft. Sin embargo, en algunos casos la formación tiende a incrementar la inclinación con una tasa de construcción de 0.02 a 1.05°/100 ft. Esto da como resultado una baja respuesta al realizar el trabajo direccional.
- **LUTITA E4:** Esta formación presenta dos tendencias, donde se observó una tendencia a disminuir el grado de inclinación a -1.0°/100 ft, generando una respuesta inadecuada al trabajo direccional, teniendo así que duplicar dicho trabajo de corrección; hacia la base de la formación muestra una tendencia más clara a aumentar la inclinación a razón de 0.06 a 0.86°/100 ft.

4.7.2 Camisas de 11 ½”

4.7.2.1 Castilla 473

Tabla 11. Tendencias Castilla 473

Castilla 473 (Tipo "J", INC: 49.20°, AZ: 159.4°)

Formaciones	BHA #3 (990 ft - 6859 ft)
	TER / BUR (°/100 ft) / (°/1 ft)
Guayabo	0.13
Areniscas Sup	0.09
Lutita E	0.14
Unidad C1	0.08
Areniscas Carb	0.41
Unidad C2	0.48
Lutita E3	0.80
Unidad T1	0.17
Lutita E4	1.17

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

4.7.2.2 Castilla 343

Tabla 12. Tendencias Castilla 343

Castilla 343 (Tipo "J", INC: 48.27°, AZ: 164°)

Formaciones	BHA #2 (996 ft - 6803 ft)
	TER / BUR (°/100 ft) / (°/1 ft)
Guayabo	0.15
Areniscas Sup	0.25
Lutita E	0.5
Unidad C1	0.5
Areniscas Carb	0.5
Unidad C2	1.8
Lutita E3	1.7
Unidad T1	1.6
Lutita E4	1.7

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

4.7.2.3 Castilla 248

Tabla 13. Tendencias Castilla 248

Castilla 248 (Tipo "J", Inc. 60.97°, Az 59.14°)

BHA #3 (1014 ft - 7458 ft)

Formaciones	TER / BUR
	(°/100 ft) / (°/1 ft)
Guayabo	0.12
Areniscas Sup	0.46
Lutita E	0.25
Unidad C1	0.01
Areniscas Carb	0.04
Unidad C2	0.80
Lutita E3	1.73
Unidad T1	0.09
Lutita E4	0.45

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

4.7.2.4 Castilla 258

Tabla 14. Tendencias Castilla 258

Castilla 258 (Tipo "J", INC: 60.19°, AZ: 260.93°)

BHA #3 (1025 ft - 7060 ft)

Formaciones	TER / BUR
	(°/100 ft) / (°/1 ft)
Guayabo	0.15
Areniscas Sup	0.22
Lutita E	0.85
Unidad C1	0.95
Areniscas Carb	2.66
Unidad C2	1.28
Lutita E3	1.59
Unidad T1	1.76
Lutita E4	2.18

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

A continuación se realiza la descripción de las tendencias direccionales que se presentaron en las distintas formaciones a analizar:

- **FORMACIÓN GUAYABO:** En esta formación se observa una tendencia clara a levantar inclinación a razón de 0.12 a 0.15°/100 ft, otra característica de esta formación, es que posee buena respuesta a los trabajos de control direccional.
- **ARENISCAS SUP:** En esta formación se observa una fuerte tendencia a generar mayor inclinación, aproximadamente de 0.09 a 0.46°/100 ft, dando como resultado buena respuesta al trabajo direccional.
- **LUTITA E:** La característica principal en esta formación, es una fuerte tendencia a aumentar inclinación a razón de 0.14 a 0.85°/100 ft, además responde positivamente para ajustarse al perfil planeado.
- **UNIDAD C1:** Esta formación presenta una tendencia a aumentar inclinación a razón de 0.01 a 0.95°/100 ft y cuando se requiere hacer trabajos de control direccional, esta formación responde positivamente.
- **ARENISCA CARBONERA:** Esta formación presenta una fuerte tendencia a aumentar inclinación a razón de 0.04 a 2.66°/100 ft.
- **UNIDAD C2:** Esta formación presenta tendencia a aumentar ángulo de inclinación a una razón aproximada de 0.41 a 1.8°/100 ft, dando como resultado buena respuesta al trabajo direccional.
- **LUTITA E3:** Esta formación se identifica debido a la tasa de construcción la cual incrementa desde 0.80°/100 ft hasta 1.73°/100 ft. Esta formación responde con eficacia al trabajo direccional.
- **UNIDAD T1:** Esta formación tiene una tendencia de construir ángulo de razón de 0.09 a 1.76°/100 ft, mostrando que el trabajo direccional realizado responde de manera positiva.
- **LUTITA E4:** Esta formación presenta una tendencia fuerte a aumentar ángulo con un promedio de 0.45 a 2.18°/100 ft y se concluye que el trabajo direccional fue el adecuado, ya que esta formación presenta una dureza mayor que las demás.

4.7.3 Camisa de 11 3/4"

4.7.3.1 Castilla 325

Tabla 15. Tendencias Castilla 325	
Castilla 325 (Tipo "J", Inc. 56.35°, Az 268.6°)	
Formaciones	BHA #3 (1026 ft - 6964 ft)
	TER / BUR (°/100 ft) / (°/1 ft)
Guayabo	0.02
Areniscas Sup	0.19
Lutita E	0.13
Unidad C1	0.35
Areniscas Carb	1.57
Unidad C2	1.52
Lutita E3	1.20
Unidad T1	1.07
Lutita E4	1.52

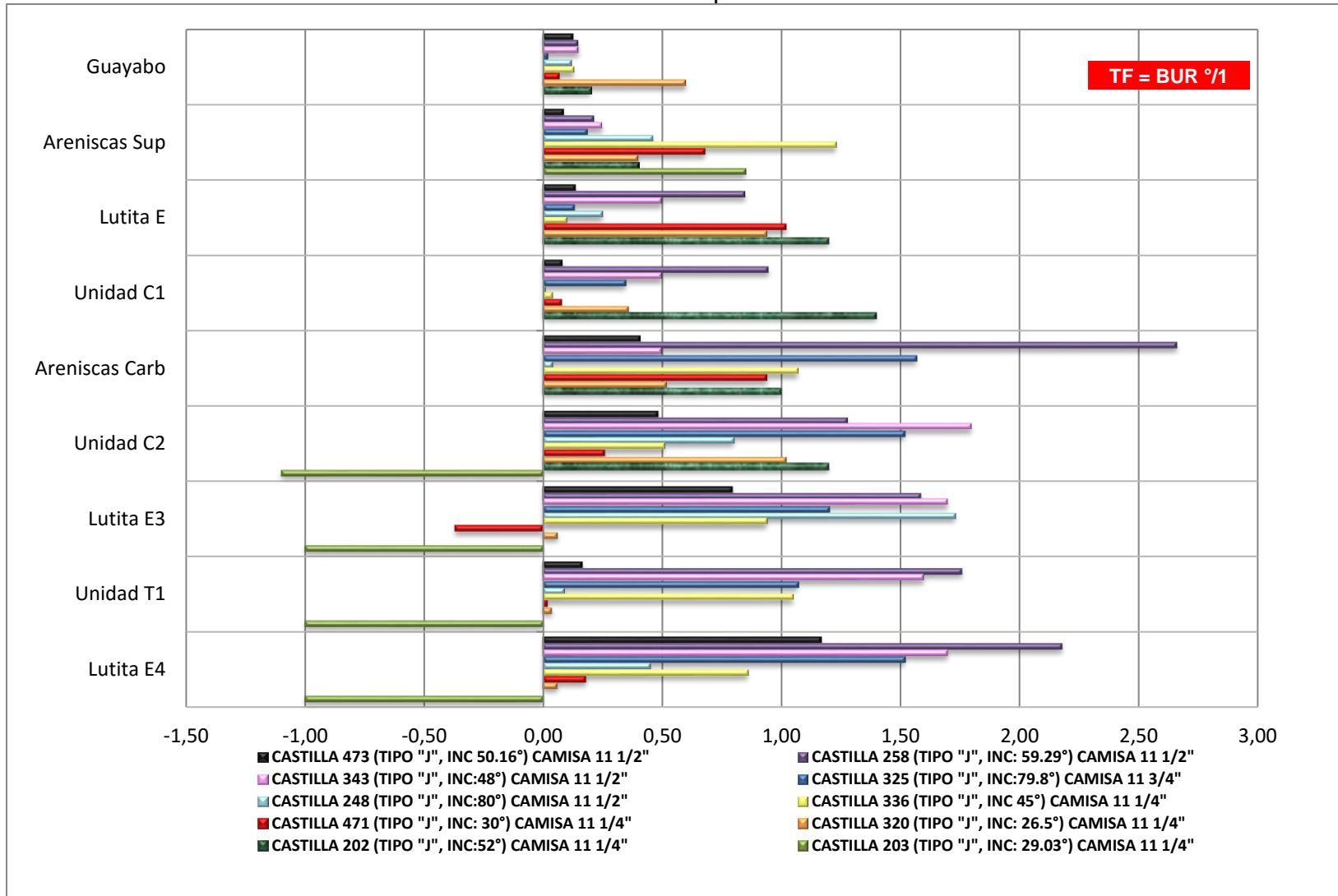
Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

A continuación se realiza la descripción de las tendencias direccionales que se presentaron en las distintas formaciones a analizar:

- **FORMACIÓN GUAYABO:** En esta formación se observa una tendencia clara a levantar inclinación a razón de 0.02°/100 ft, otra característica de esta formación, es que posee buena respuesta a los trabajos de control direccional.
- **ARENISCAS SUP:** En esta formación se observa una fuerte tendencia a generar mayor inclinación, aproximadamente de 0.19°/100 ft, dando como resultado buena respuesta al trabajo direccional.
- **LUTITA E:** La característica principal en esta formación, es una fuerte tendencia a aumentar inclinación a razón de 0.13°/100 ft y cuando se requiere hacer trabajos de control direccional, esta formación responde positivamente para ajustarse al perfil planeado.
- **UNIDAD C1:** Esta formación presenta una tendencia a aumentar inclinación a razón de 0.35°/100 ft, cuando se requiere hacer trabajos de control direccional, esta formación responde positivamente.
- **ARENISCA CARBONERA:** Esta formación presenta una fuerte tendencia a aumentar inclinación a razón de 1.57°/100 ft.

- **UNIDAD C2:** Esta formación presenta una fuerte tendencia a incrementar el ángulo de inclinación a razón de $1.52^{\circ}/100$ ft. Cuando se requiere hacer trabajos de control direccional o correcciones, la formación responde favorablemente para poder ajustarse al perfil planeado.
- **LUTITA E3:** Presenta una tendencia a incrementar inclinación en $1.20^{\circ}/100$ ft, dando como resultado buena respuesta al trabajo direccional.
- **UNIDAD T1:** Esta formación presenta una fuerte tendencia a incrementar ángulo de inclinación a razón de $1.07^{\circ}/100$ ft. Responde favorablemente al trabajo direccional que se le realiza.
- **LUTITA E4:** A pesar de ser la formación que se encuentra a una mayor profundidad, presenta una tendencia fuerte al aumentar ángulo a razón de $1.52^{\circ}/100$ ft, con lo cual se concluye que el pozo Castilla 325 presenta una tendencia positiva y favorable ante el trabajo direccional al que se le someta.

Gráfica 10. Tendencias de pozos seleccionados



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA.

5. SIMULACIÓN DE LAS TENDENCIAS DIRECCIONALES

En el presente capítulo se describen las condiciones y metodología utilizada en el desarrollo de las simulaciones en el software A.M.E 2, se realiza una breve explicación del funcionamiento y se explican las simulaciones creadas analizando los datos obtenidos. Con lo anterior se cumplen los objetivos cinco y seis.

5.1 SIMULADOR A.M.E 2

A.M.E 2, es un software creado y utilizado por la empresa Weatherford desde el año 2014, la cual lo define como un sistema integral modelador de procesos, utilizado para optimizar el diseño del ensamblaje de fondo direccional.

Trabaja sobre sistema operativo Windows y permite construir múltiples casos de ensamblajes de fondos analizando éstos simultáneamente para diferentes escenarios, comparar resultados de ensamblajes seleccionando la configuración con el mejor funcionamiento, organizar datos de perforación, configuraciones de ensamblajes de fondo y los resultados dentro de un mismo proyecto, además permite al usuario exportar la configuración de dicho ensamblaje y resultados en un archivo .XLSX o PDF.

La principal ventaja de este simulador es que crea un informe personalizado para un proyecto completo, incluyendo los datos de perforación y los resultados

Anteriormente, dicho Software era conocido con el nombre de K1, donde su función principal era la de realizar un análisis estático y de vibraciones a las cuales se ve afectado el ensamblaje de fondo y la tubería de perforación, además de conocer el grado de daño ocasionado a la tubería y las partes que se verán afectadas.

La Empresa, ha realizado actualizaciones en el funcionamiento desde el presente año, con la finalidad de ampliar y mejorar el uso del Software en otras áreas afines.

A continuación se realiza una explicación de los aspectos más relevantes durante las simulaciones.

5.1.1 Información general. Es la primera sección al comenzar un nuevo proyecto en el software, donde la pestaña de aspectos generales contiene la información básica del proyecto, como la fecha cuando se realizaron dichos análisis, la versión del proyecto, nombre del cliente, locación e información del pozo. Ver Figura 54.

Figura 54. Información general

The screenshot shows the 'Weatherford Analysis-Modelling-Engineering - [C202 - Project]' window. The 'General' tab is active, displaying several sections of information:

- Project Information:** Analysis Date: 5/4/2016; Project Version: 3.2.1
- Client Information:** Parent Company Name: Ecopetrol; Local Legal Entity Name: (empty); Region: Llanos Orientales; Country: Colombia; Country Office: Colombia; Logo: (empty)
- Well Information:** Client: Ecopetrol; Region: Llanos Orientales; Country: Colombia; Field: Castilla; Site: (empty); Slot: Castilla202
- Comments:** (empty text area)
- Drilling Contractor:** Contractor Name: Weatherford Ltda; Logo: (empty)
- Weatherford Information:** Product Lines: (empty); Primary Engineer: (empty); All Engineers Involved: (empty)
- Client Logo:** No Logo
- Contractor Logo:** No Logo

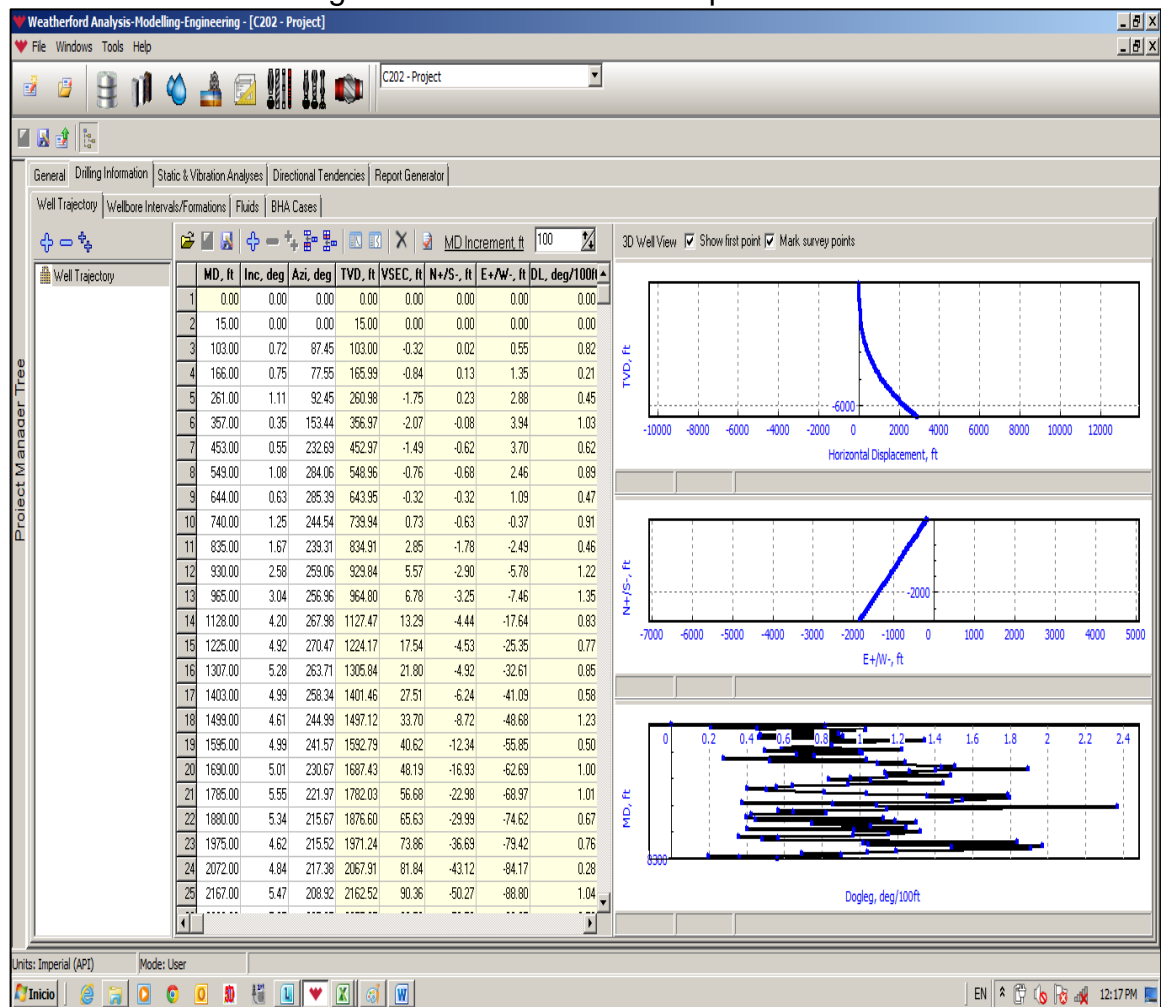
The interface includes a 'Project Manager Tree' on the left, a menu bar (File, Windows, Tools, Help), and a toolbar with various icons. The status bar at the bottom shows 'Units: Imperial (API)', 'Mode: User', and the system tray with the time '12:16 PM'.

Fuente: WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA. Software A.M.E. 2

5.1.2 Información de la perforación. Para determinar la trayectoria, es necesario conocer el survey del pozo, el cual suministra la información de profundidad, inclinación y dirección en diferentes lugares a lo largo de la sección a analizar; estas tres variables se ingresan al simulador convirtiéndose en coordenadas reales, representada por los valores TVD, N + / S, E + / W-, y VSEC.

En el panel derecho del editor, los puntos de muestreo se representan de tres maneras: TVD contra el desplazamiento direccional, un tramo de orientación de la trayectoria como se ve desde la superficie y MD contra la pata de perro (*Dogleg*). (Ver Figura 55.)

Figura 55. Información de la perforación

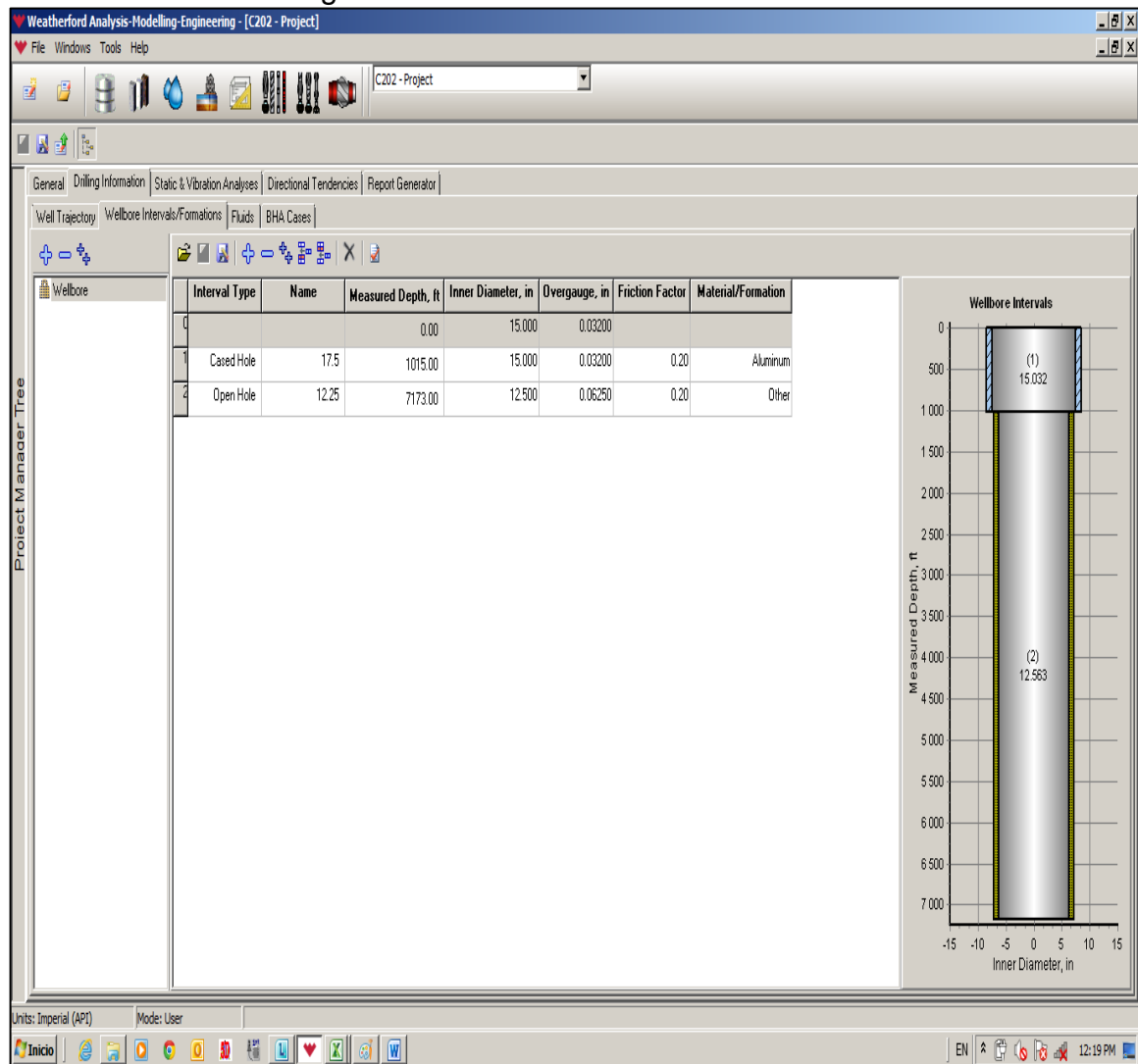


Fuente: WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA. Software A.M.E. 2

Los intervalos de pozo se determinan de acuerdo al número de secciones que se desean analizar. En el caso de los pozos seleccionados del Campo Castilla se analizan las secciones 17 ½” y 12 ¼”; cada intervalo se define por el diámetro interno de la pared del pozo y la cantidad de espacio libre entre la sarta de perforación y la pared del pozo.

Dichos valores se toman de los reportes de desplazamiento de la broca, dependiendo de la sección. El panel de la derecha del editor realiza un gráfico de los datos y del revestimiento del pozo. Ver Figura 56.

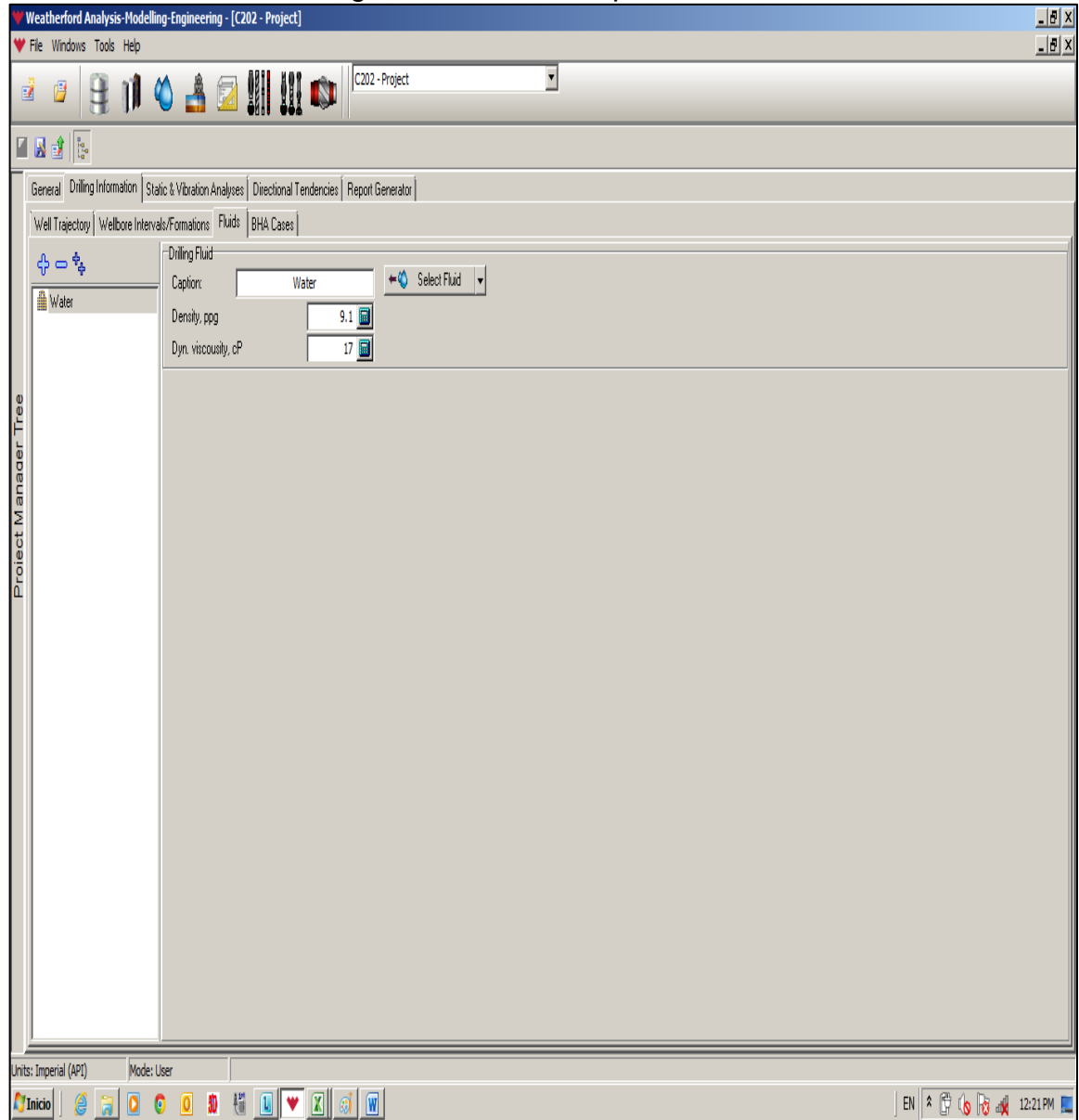
Figura 56. Información del revestimiento



Fuente: WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA. Software A.M.E. 2

Al añadir la información de perforación para un proyecto, se tendrá que elegir un fluido para el análisis. Los datos de las propiedades del fluido son tomados de los reportes de la compañía encargada. Ver Figura 57.

Figura 57. Fluidos de perforación

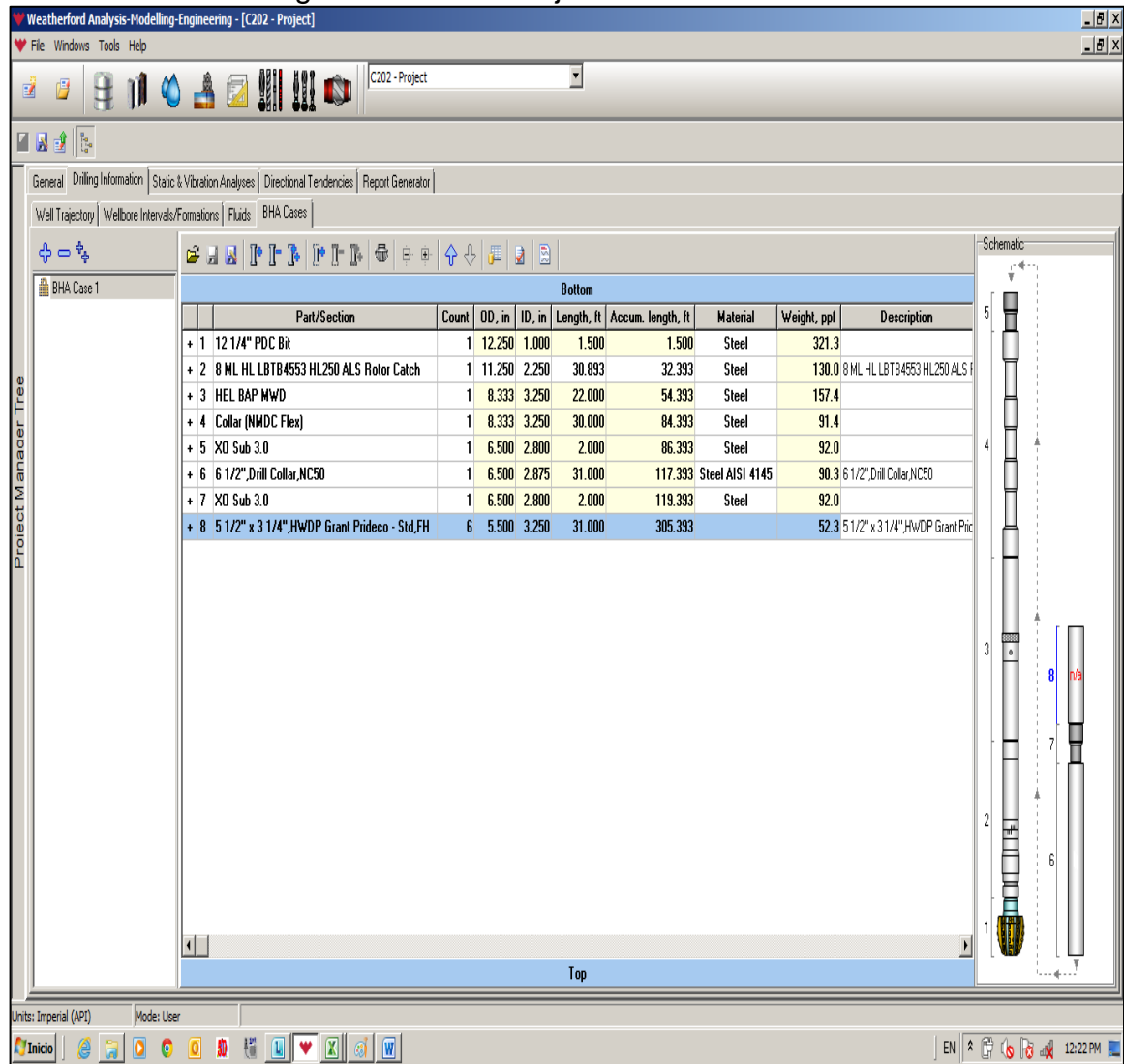


Fuente: WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA. Software A.M.E. 2

Las piezas se enumeran en orden de abajo (broca) hacia arriba (la superficie). El panel esquemático muestra una visualización de la configuración, con las partes mostradas en orden de superficie a fondo. El panel de componentes muestra las partes de la sarta de perforación almacenados en el simulador.

Cada base de datos se organiza en grupos de piezas, que se clasifican por el tipo que contienen. Se seleccionan las que más se ajusten a la configuración mostrada en los reportes. Ver Figura 58.

Figura 58. Ensamblaje de fondo direccional



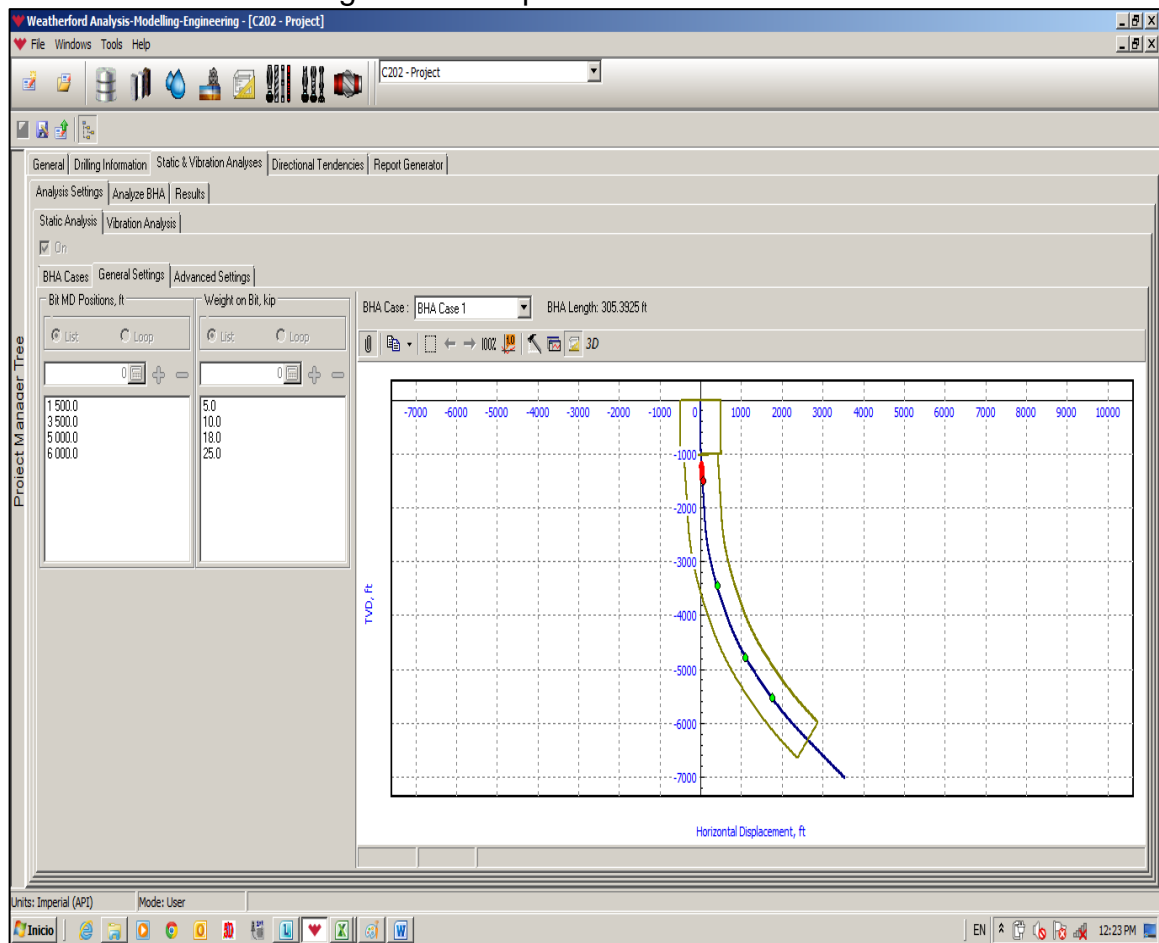
Fuente: WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA. Software A.M.E. 2

5.1.3 Análisis estático y vibración. Durante los análisis estáticos y vibración, la posición de equilibrio de cada caso del ensamblaje de fondo se evalúa para los escenarios definidos.

En la Figura 59. las posiciones de la broca se representan gráficamente en la parte derecha de la ventana. Estas posiciones se ingresan dependiendo del cambio de trayectoria del pozo, dónde se seleccionan los cambios de inclinación más relevantes.

El peso sobre la broca se selecciona de acuerdo con los reportes de desplazamiento, donde son escogidos los datos más altos, medios y bajos. El ensamblaje de fondo es representado por una línea de color rojo a lo largo de la trayectoria del pozo.

Figura 59. Desplazamiento direccional

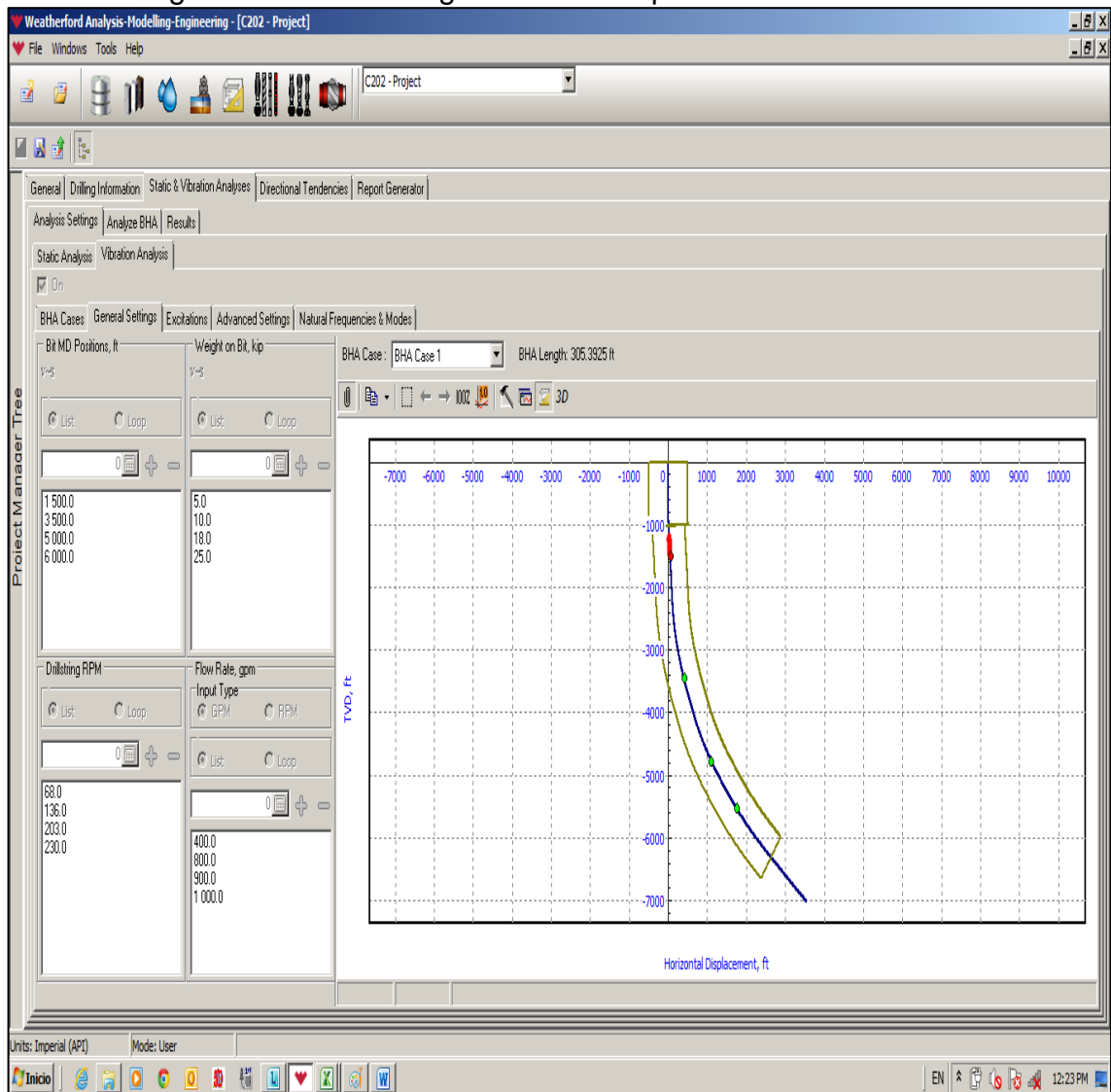


Fuente: WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA. Software A.M.E. 2

Los escenarios de análisis de vibración se definen por el peso sobre la broca, la posición de la broca, y la velocidad de rotación. Los datos de posición y peso sobre la broca son los mismos de la sección anterior.

Los datos de la línea de perforación y la tasa de flujo son tomados del reporte del desplazamiento de la broca. Ver Figura 60.

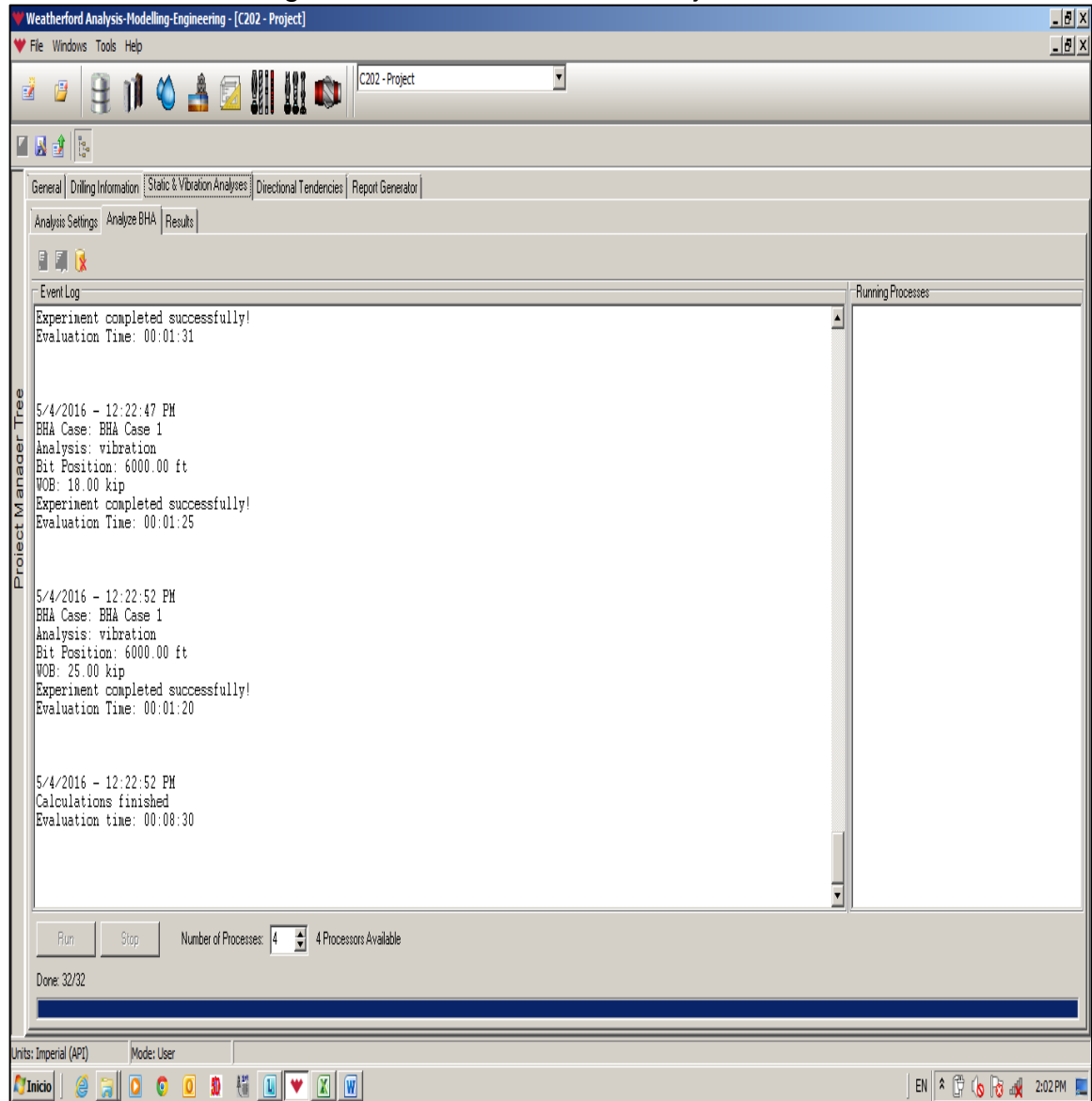
Figura 60. Escenario general del desplazamiento direccional



Fuente: WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA. Software A.M.E. 2

Finalmente, con los datos ingresados, el simulador cuenta con la información necesaria para realizar un análisis completo en las secciones de 17 ½” y 12 ¼”. En la Figura 61. se observa el comienzo de la simulación, realizando la variación de todos los aspectos y procesos.

Figura 61. Análisis del ensamblaje de fondo

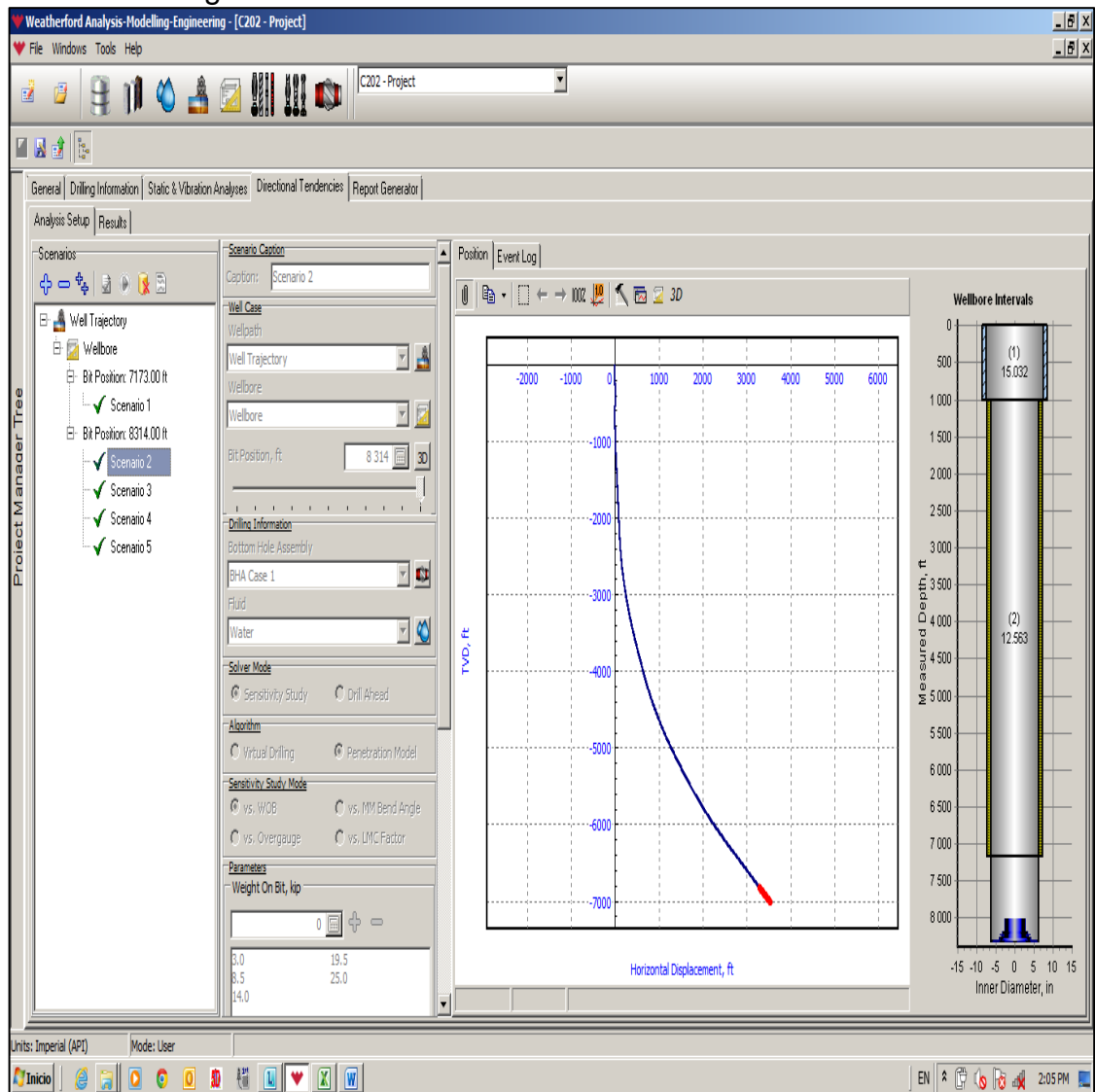


Fuente: WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA. Software A.M.E. 2

Al finalizar la simulación, se dirige a la pestaña de tendencias direccionales, donde se realiza un estudio de sensibilidad en diferentes escenarios, modificando las variables que requiera el estudio.

En el panel derecho se observa el revestimiento del pozo en estudio y en la gráfica se visualiza el desplazamiento direccional contra el TVD. Ver Figura 62.

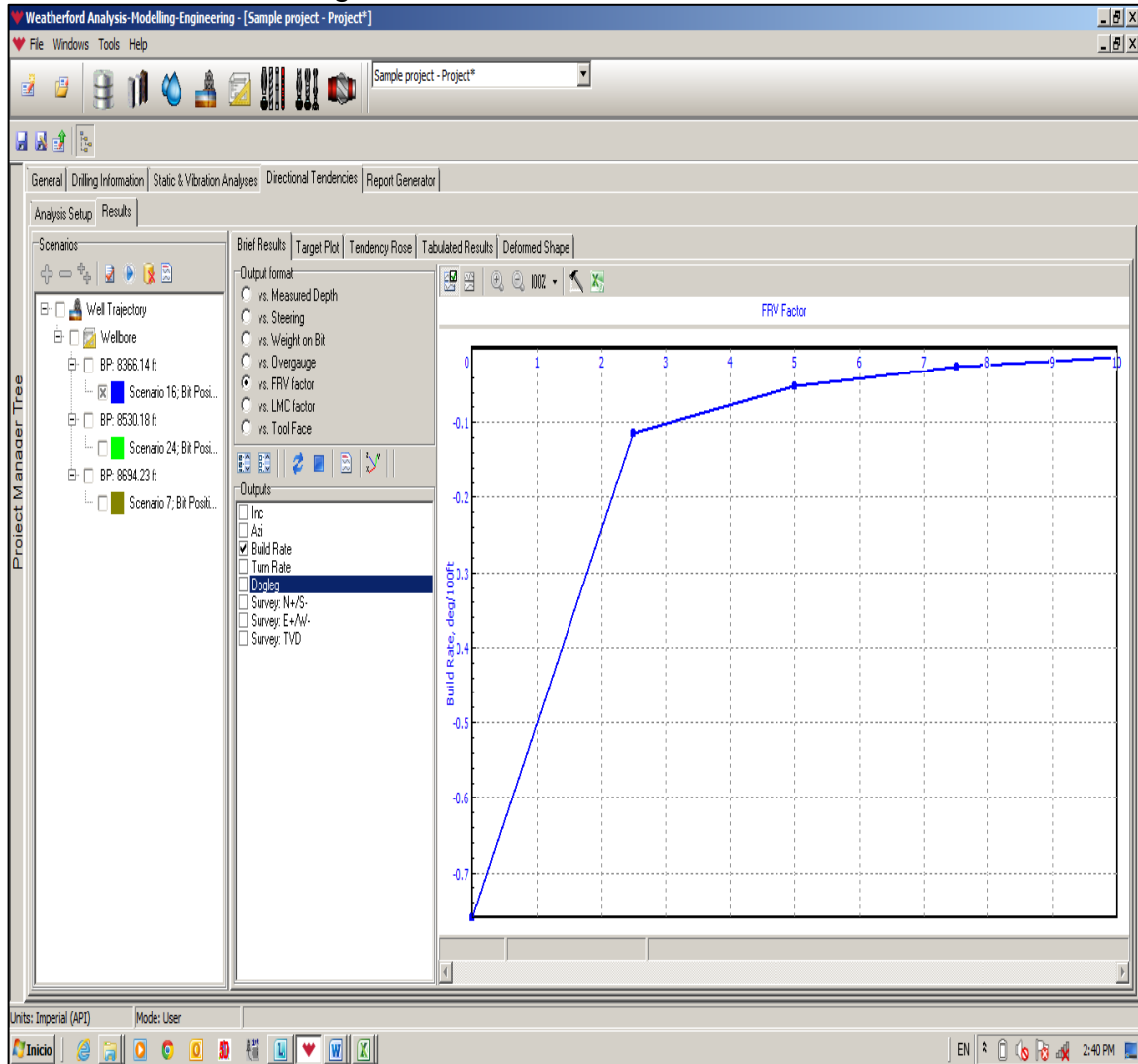
Figura 62. Resultados de las tendencias direccionales



Fuente : WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA. Software A.M.E. 2

En la Figura 63. Los resultados de las variaciones anteriores se pueden observar en la pestaña de “Resultados”, dónde se seleccionan los diferentes tipos de gráficas que da el software a partir de la simulación.

Figura 63. Gráfica de resultados FRV.



Fuente: WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA. Software A.M.E. 2

5.2 ANÁLISIS DE DATOS

En el caso de éste proyecto, se selecciona la gráfica del factor FRV (*Formation Reactive Vector* – Vector de formación reactivo); éste es un factor de dureza de la formación, el cuál ejerce resistencia a la perforación. Además, indica la manera en que se comportará el ensamblaje de fondo durante la operación, determinando las tendencias presentadas.

Los resultados de la simulación y del análisis de datos se deben comparar con el fin de lograr que los pozos se realicen con un máximo porcentaje de deslizamiento del 20% y asegurar que los tiempos de perforación estén dentro de lo planeado por Ecopetrol S.A.

El análisis se realiza agrupando a los diez pozos escogidos dependiendo del tamaño de la camisa de perforación utilizada en la fase de 12 ¼”, las cuales pueden ser de: 11 ¼”, 11 ½” y 11 ¾”.

5.2.1 Camisa de 11 ¼”. Los pozos seleccionados de acuerdo al tamaño de la camisa 11 ¼” fueron los siguientes, donde los tipos de ensamblaje de fondo utilizado se encuentran en el Anexo A.

En la Tabla 16. se observa la información de perforación de los pozos seleccionados, como ángulo de inclinación, ensamblaje de fondo utilizado, porcentaje de deslizamiento, tamaño del motor, inclinación del motor de fondo, tamaños de las camisas, tiempo total de la perforación y profundidad perforada.

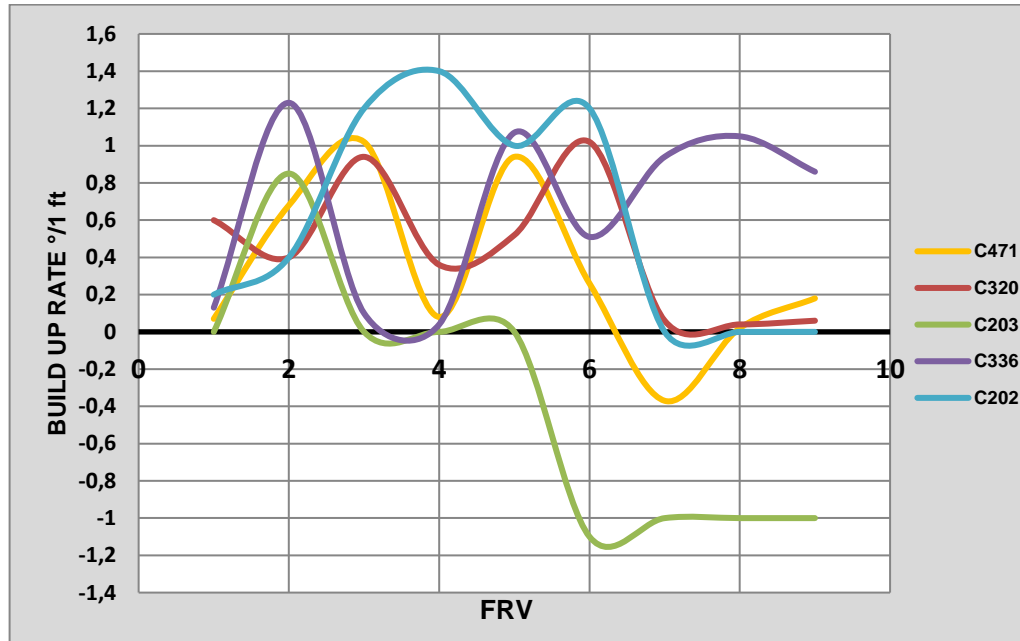
Tabla 16. Camisas de 11 ¼”

Pozo	Ángulo de Inclinación	BHA #	% de Slide	Diámetro Motor	BH / CAMISA	Tiempo Perforado (Hrs)	Tiempo Perforado (Días)	Profundidad Total Perforada (Ft)
C471	28.59°	3	15.1%	8”	1.5° / 11 1/4”	102.48	4.27	5551
C320	26.5°	4	14.9%	8”	1.5° / 11 1/4”	78.96	3.29	5806
C203	29.03°	3	17.33%	8”	1.5° / 11 1/4”	96	4	5726
C336	38.5°	3	14.04%	8”	1.5° / 11 1/4”	54.72	2.3	5935
C202	51.8°	3	16.3%	8”	1.5° / 11 1/4”	50.42	2.1	6158

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA editados por el autor

En la Gráfica 11, se encuentran los resultados de la simulación de las tendencias direccionales de los pozos al perforar las formaciones mencionadas. Como se observa, el pozo C202 presenta un aumento de 1.4 en la tasa de construcción debido a que presenta un ángulo de inclinación de 51.8°, siendo el pozo de mayor inclinación.

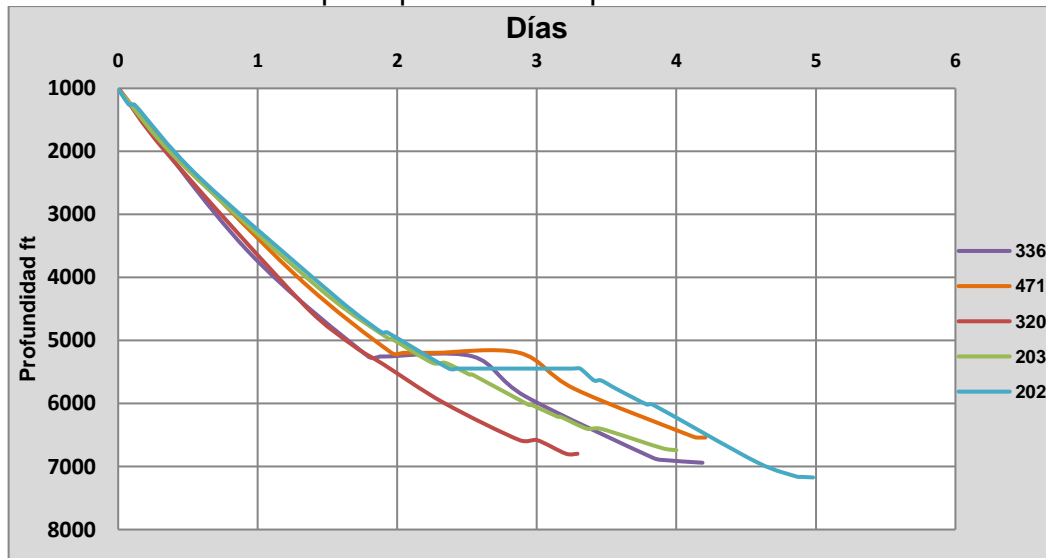
Gráfica 11. Resultado de la simulación con camisas de 11 ¼"



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA editados por el autor

En la Gráfica 12, se presentan los tiempos operacionales de los pozos con camisa 11 ¼". Se observa que el mejor tiempo operacional lo tuvo el pozo Castilla 320, con un tiempo aproximado de 3,3 días a una profundidad 6798 ft. Pero al analizar el comportamiento del pozo Castilla 202 se observa que hubo una parada de producción debido a la existencia de pega de tubería, donde dicho tiempo no productivo no es tenido en cuenta; de acuerdo a lo anterior, el pozo C202 presenta el mejor comportamiento, ya que perforó en 4 días una profundidad final de 7173 ft.

Gráfica 12. Tiempos operacionales pozos con camisa de 11 ¼"



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA editados por el autor

5.2.2 Camisa de 11 3/4". En la Tabla 17, se observa la información de perforación del pozo seleccionado, como ángulo de inclinación, ensamblaje de fondo utilizado, porcentaje de deslizamiento, tamaño del motor, inclinación del motor de fondo, tamaños de la camisa, tiempo total de la perforación expresada en horas y días y profundidad total perforada.

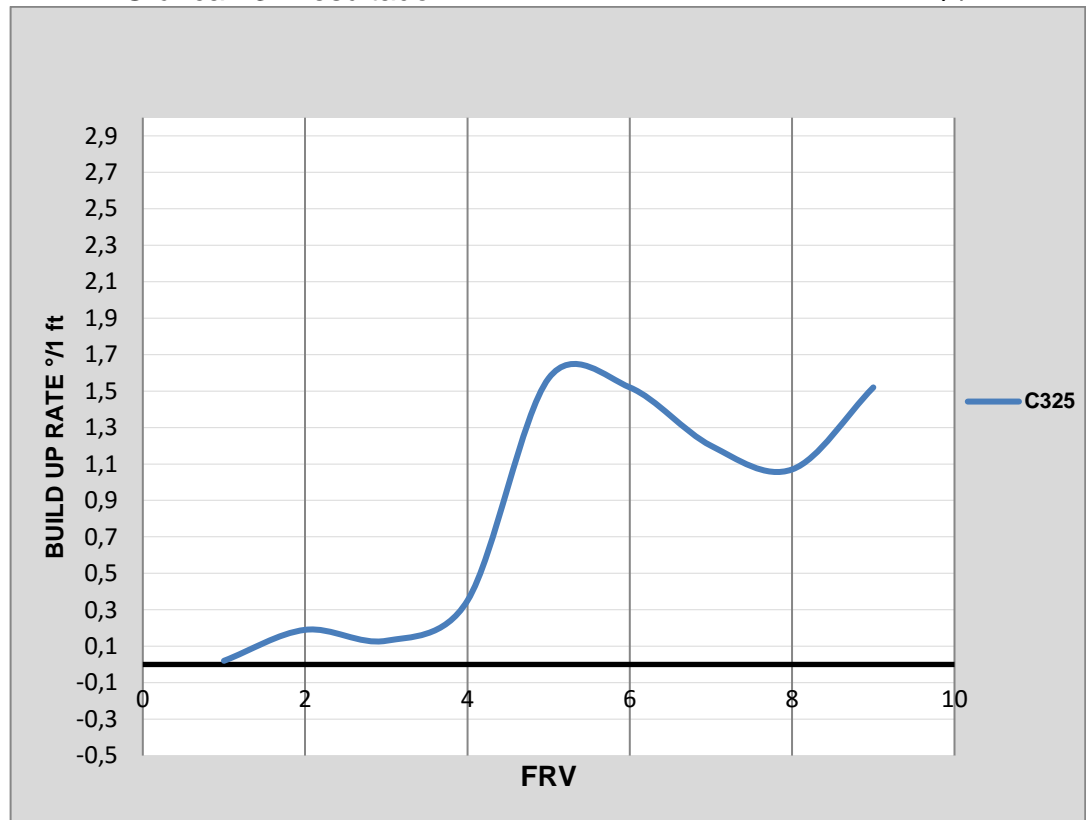
Tabla 17. Camisa de 11 3/4"

Pozo	Ángulo de Inclinación	BHA #	%de Slide	Diámetro Motor	BH / CAMISA	Tiempo Perforado (Hrs)	Tiempo Perforado (Días)	Profundidad Total Perforada (Ft)
C325	56.35°	4	13.2%	8"	1.5° / 11 3/4"	36.27	1.5	5938

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA editados por el autor

En la Gráfica 13, se encuentra el resultado de la simulación de las tendencias direccionales del pozo Castilla 325. Como se observa, el pozo presenta una tasa de construcción constante aproximada de 1,4 BUR a medida que el FRV aumenta.

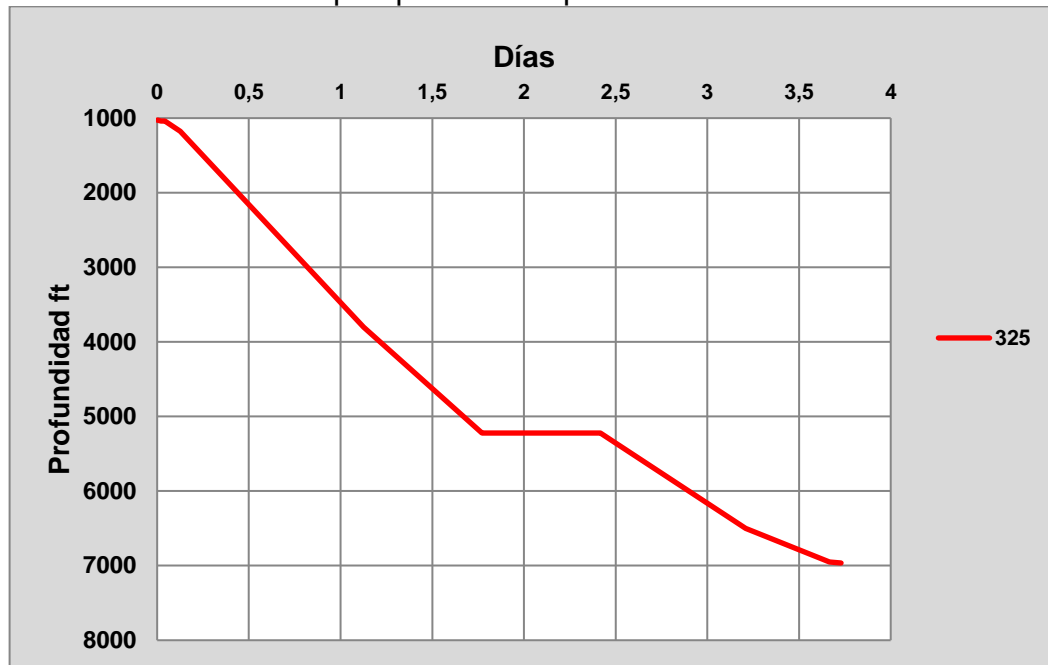
Gráfica 13. Resultado de la simulación con camisa de 11 3/4"



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA editados por el autor

En la Gráfica 14. se encuentra el tiempo operacional de Castilla 325, el cual al ser el único de los 10 pozos que utiliza el tamaño de camisa de 11 ¾”, se compara con los tiempos presentados en pozos con características semejantes, obteniendo un resultado favorable y destacado, debido a que la perforación se realizó aproximadamente en 3,7 días a una profundidad de 6964 ft.

Gráfica 14. Tiempo operacional- pozos con camisas de 11 ¾”



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA editados por el autor

5.2.3 Camisa de 11 ½”. En la Tabla 18. Se observa la información de perforación de los pozos seleccionados, como ángulo de inclinación, ensamblaje de fondo utilizado, porcentaje de deslizamiento, tamaño del motor, inclinación del motor de fondo, tamaños de la camisa, tiempo total de la perforación expresada en horas y días

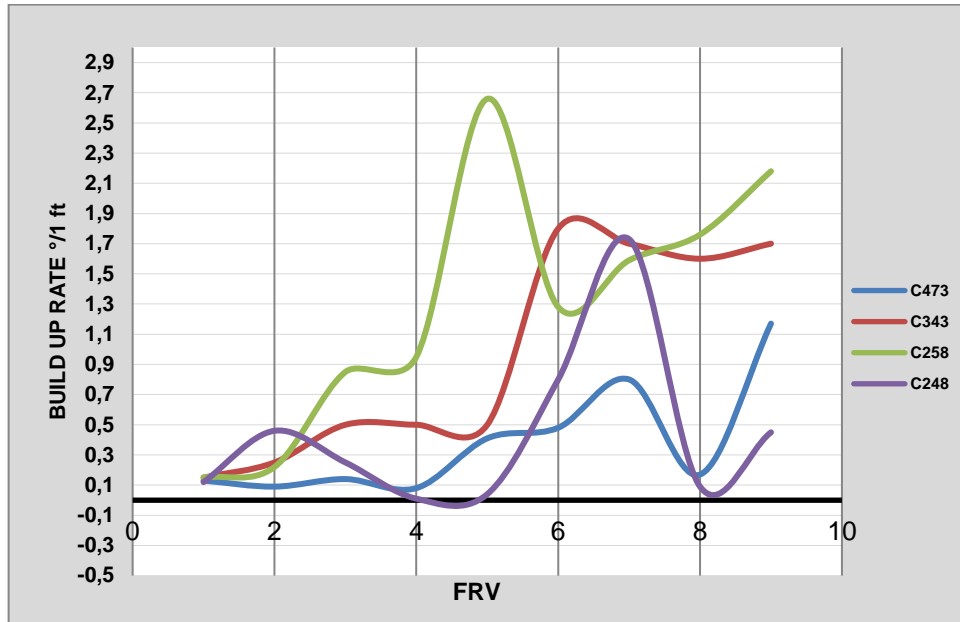
Tabla 18. Camisas de 11 ½”

Pozo	Ángulo de Inclinación	BHA #	%de Slide	Diámetro Motor	BH / Camisa	Tiempo Perforado (Hrs)	Tiempo Perforado (Días)	Profundidad Total Perforada (Ft)
C473	49.2°	3	11.7%	9 5/8”	1.5° / 11 1/2”	47.84	2	5869
C343	48.27°	3	7.94%	8”	1.5° / 11 1/2”	42.18	1.8	5807
C258	60.19°	3	16.55%	8”	1.5° / 11 1/2”	64.75	2.7	6035
C248	60.97°	3	18.68%	8”	1.5° / 11 1/2”	76.82	3.2	6444

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA editados por el autor

En la Gráfica 15, se encuentran los resultados de la simulación de las tendencias direccionales de los pozos con camisas de 11 ½". Como se observa, el pozo C343 presenta una tasa de construcción de comportamiento constante aproximada de 1,6 BUR con respecto a los demás pozos.

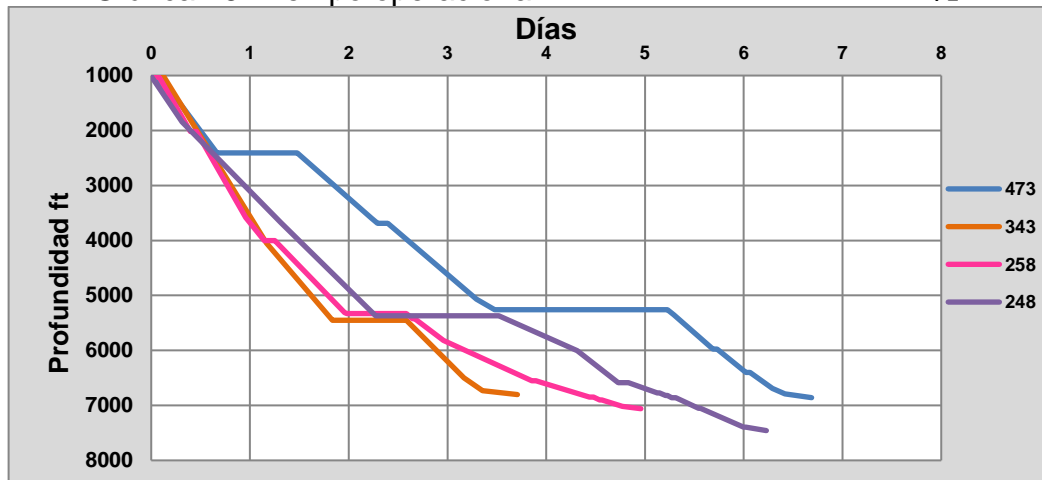
Gráfica 15. Resultado de la simulación con camisa de 11 ½"



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA editados por el autor

En la Gráfica 16, se muestran los tiempos operacionales de los pozos con camisas de 11 ½". Se concluye, que el mejor tiempo lo presentó el pozo Castilla 343, ya que todos los pozos tuvieron una profundidad total perforada promedio de 7000 ft, donde dicho pozo presentó el periodo más corto a 3,7 días.

Gráfica 16. Tiempo operacional- Pozos con camisas de 11 ½"



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA editados por el autor

6. SELECCIÓN DE TENDENCIAS DIRECCIONALES

A partir del análisis de datos realizado en el capítulo anterior, se puede determinar el ensamblaje de fondo direccional adecuado, dependiendo del tamaño de la camisa utilizada. Con esta información se da cumplimiento al objetivo siete.

De acuerdo con los resultados obtenidos de la simulación se definió las tasas de construcción (*build up rate*) y los ensamblajes de fondo para la perforación de los futuros pozos en el Campo Castilla.

Al confrontar los tiempos de perforación de un ensamblaje de fondo con motor aplicando las tendencias direccionales vs un sistema direccional rotatorio (RSS), se observa que los tiempos operacionales son similares y en algunos casos menores, lo que conlleva a una reducción de los tiempos y por ende los costos de perforación.

En la Tabla 19. Se observa la información general de los pozos que fueron seleccionados como los mejores, debido a que éstos presentaron el comportamiento más destacado al momento de realizar el análisis de resultados de la simulación y tiempos operacionales.

Tabla 19. Información básica del pozo

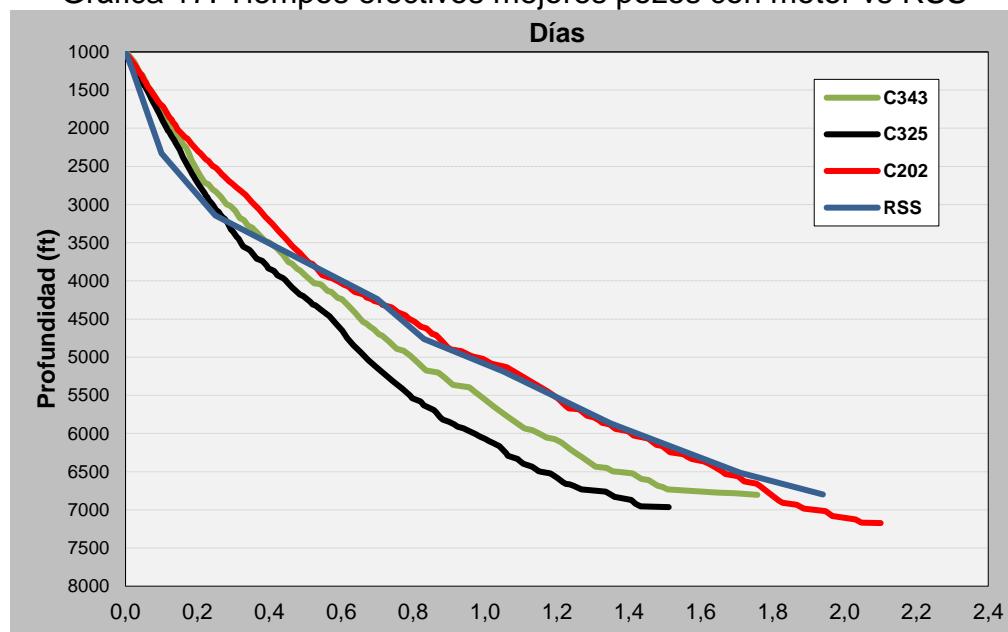
Pozo	Ángulo de Inclinación	BHA #	Fase	Diámetro Motor	BH / Camisa	Profundidad Total Perforada (Ft)
C202	51.8°	3	12 1/4"	8"	1.5° / 11 1/4"	6158
C325	56.35°	4	12 1/4"	8"	1.5° / 11 3/4"	5938
C343	48.27°	3	12 1/4"	8"	1.5° / 11 1/2"	5807

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA editados por el autor

A partir de la anterior información, se grafican los tiempos efectivos de cada pozo, para realizar una comparación con un tiempo efectivo ideal realizado en la misma sección de 12 1/4" con la herramienta de sistema rotario direccional (RSS).

La finalidad de este análisis, es demostrar que los tiempos efectivos obtenidos de la perforación con motor de fondo variando el tamaño de las camisas, son similares y pueden llegar a tener un comportamiento equivalente a los viajes realizados con RSS. En la Gráfica 17, se observa que en los primeros 3000 ft el RSS presenta un mejor comportamiento que los motores de fondo, ya que el tiempo efectivo es menor. Pero a partir de la profundidad 3100 ft, dicho comportamiento varía y se observa que el motor de fondo es más eficiente.

Gráfica 17. Tiempos efectivos mejores pozos con motor vs RSS



Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA editados por el autor

A continuación, en la Tabla 20. se muestran las tendencias finales que se pueden implementar en los pozos futuros a perforar, dependiendo del tamaño de la camisa utilizada en el ensamblaje de fondo.

Tabla 20. Tendencias finales pozos futuros a perforar

Camisa 11 3/4"		Camisa 11 1/4"		Camisa 11 1/2"	
Formaciones	Fase 12 1/4"	Formaciones	Fase 12 1/4"	Formaciones	Fase 12 1/4"
	TER / BUR		TER / BUR		TER / BUR
	(°/100 ft) / (°/1 ft)		(°/100 ft) / (°/1 ft)		(°/100 ft) / (°/1 ft)
Guayabo	0,02	Guayabo	0,2	Guayabo	0,15
Areniscas Sup	0,19	Areniscas Sup	0,4	Areniscas Sup	0,25
Lutita E	1,0 – 1,5	Lutita E	0,2 – 0,5	Lutita E	0,5 – 1,0
Unidad C1	1,0 – 1,5	Unidad C1	0,2 – 0,5	Unidad C1	0,5 – 1,0
Areniscas Carb	1,5 – 1,8	Areniscas Carb	0,3 – 0,8	Areniscas Carb	0,5 – 1,0
Unidad C2	2,0 – 2,5	Unidad C2	0,3 – 0,8	Unidad C2	1,2 – 1,7
Lutita E3	2,0 – 2,8	Lutita E3	0	Lutita E3	1,2 – 1,7
Unidad T1	2,0 – 2,8	Unidad T1	0	Unidad T1	1,2 – 1,7
Lutita E4	2,0 – 2,8	Lutita E4	0	Lutita E4	1,2 – 1,7

Fuente: Datos suministrados WEATHERFORD LATINOAMÉRICA LTDA editados por el autor

Cumpliendo el objetivo 7, se seleccionan las tendencias direccionales para el pozo futuro a perforar, el cual se llamará Castilla 362, además se propone el diseño del perfil direccional del pozo (Ver Figura 64), y la configuración del ensamblaje de fondo direccional para la sección de 12 ¼" (ver Figura 65) con un tamaño de camisa de 11 ½".

Además, se seleccionan las tendencias para otro pozo ubicado al lado Norte del Campo, el cual se llamará Castilla Norte 255, y se propone el diseño del perfil direccional (Ver Figura 66) y la configuración del BHA para la sección 12 ¼" con una camisa de 11 ¾" (ver Figura 67)

Figura 64. Diseño del perfil direccional propuesto para el pozo Castilla 362

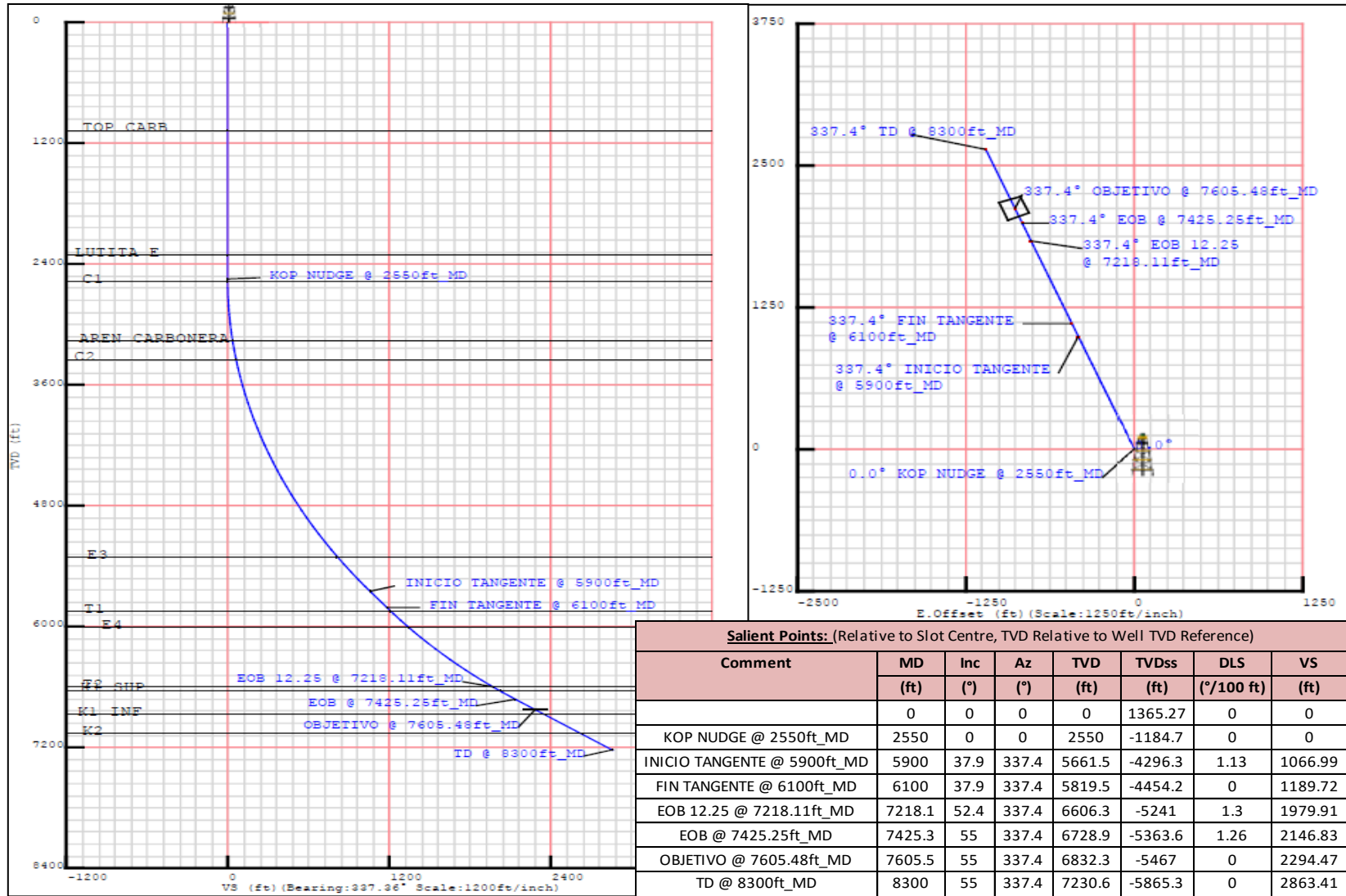
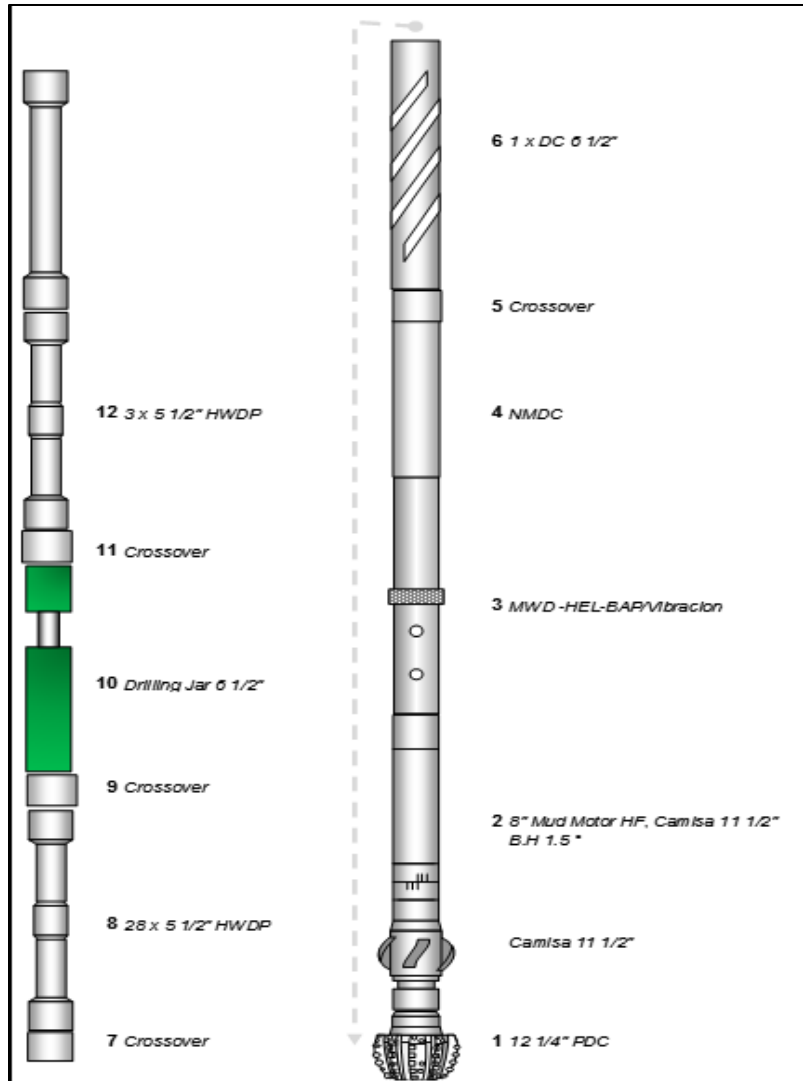


Figura 65. Ensamblaje de fondo direccional propuesto



Item #	Descripción	Conexión	
		Tope PIN = P	Base BOX = B
1	12 1/4" PDC	P 6 5/8 Reg	
2	8" Mud Motor HF, Camisa 11 1/2"	B 6 5/8 Reg	B 6 5/8 Reg
3	MWD -HEL-BAP/Vibracion	B 6 5/8 Reg	P 6 5/8 Reg
4	NMDC	B 6 5/8 Reg	P 6 5/8 Reg
5	Crossover	B 4 1/2 IF	P 6 5/8 Reg
6	1 x DC 6 1/2"	B 4 1/2 IF	P 4 1/2 IF
7	Crossover	B 5 1/2" FH	P 4 1/2 IF
8	28 x 5 1/2" HWDP	B 5 1/2" FH	P 5 1/2" FH
9	Crossover	B 4 1/2 IF	P 5 1/2" FH
10	Drilling Jar 6 1/2"	B 4 1/2 IF	P 4 1/2 IF
11	Crossover	B 5 1/2" FH	P 4 1/2 IF
12	3 x 5 1/2" HWDP	B 5 1/2" FH	P 5 1/2" FH

Figura 66. Ensamblaje de fondo direccional propuesto para el pozo Castilla Norte 255

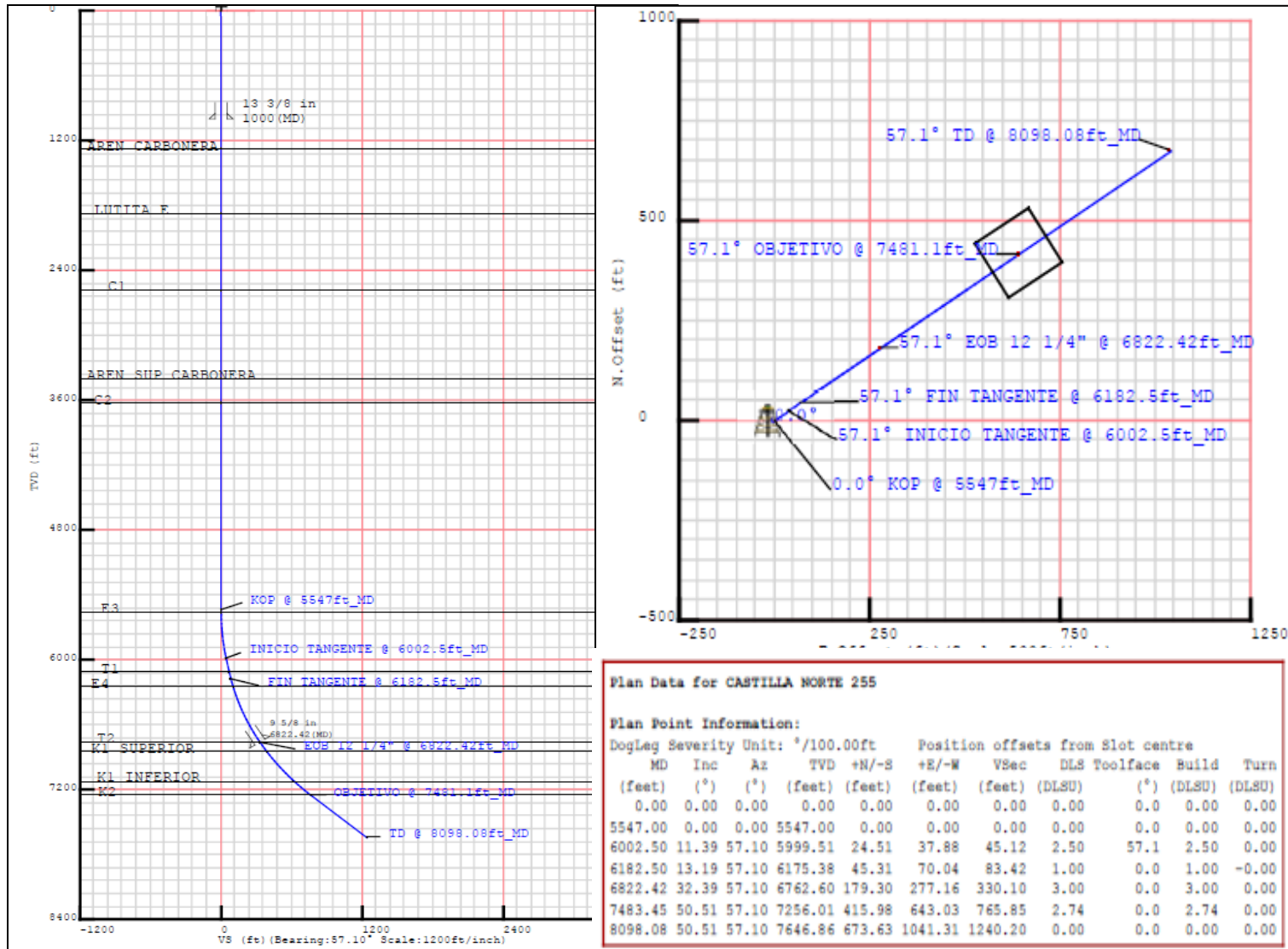
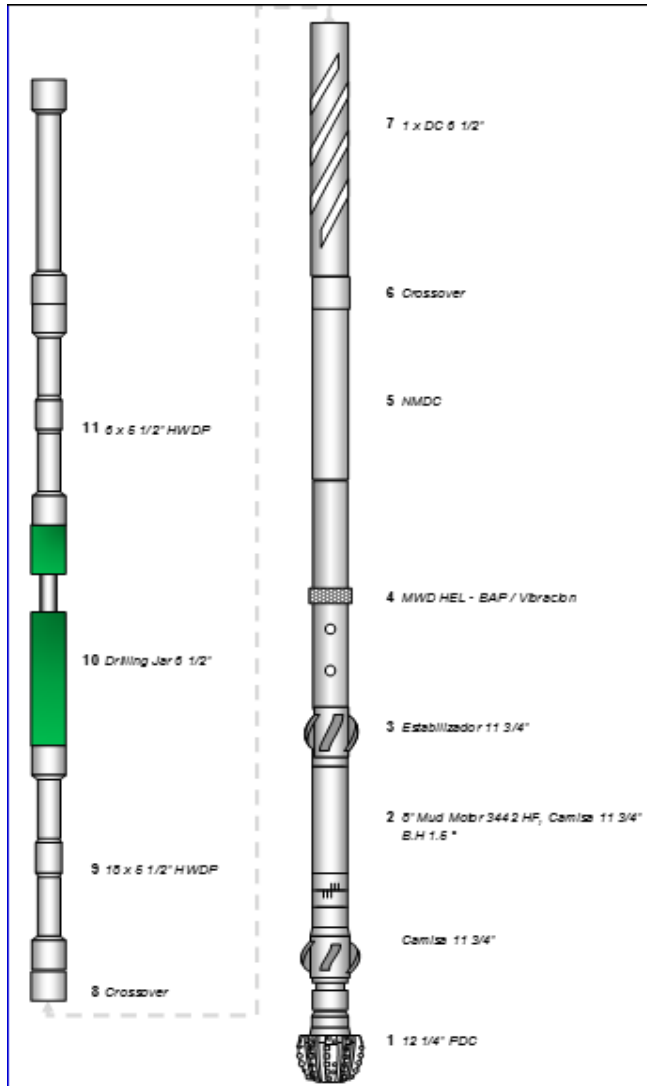


Figura 67. Ensamblaje de fondo direccional propuesto



Item #	Descripción	Conexión	
		Tope PIN = P	Base BOX = B
1	12 1/4" PDC	P 6 5/8 Reg	
2	8" Mud Motor 3442 HF, Camisa 11 3/4"	B 6 5/8 Reg	B 6 5/8 Reg
3	Estabilizador 11 3/4"	B 6 5/8 Reg	P 6 5/8 Reg
4	MWD HEL - BAP / Vibracion	B 6 5/8 Reg	P 6 5/8 Reg
5	NMDC	B 6 5/8 Reg	P 6 5/8 Reg
6	Crossover	B 4 1/2 IF	P 6 5/8 Reg
7	1 x DC 6 1/2"	B 4 1/2 IF	P 4 1/2 IF
8	Crossover	B XT54	P 4 1/2 IF
9	18 x 5 1/2" HWDP	B XT54	P XT54
10	Drilling Jar 6 1/2"	B XT54	P XT54
11	6 x 5 1/2" HWDP	B XT54	P XT54

7. EVALUACIÓN FINANCIERA

Weatherford Latinoamérica Ltda., tiene como propósito la reducción de costos en las próximas perforaciones que se vayan a realizar. Por esta razón se estudian diferentes opciones en las cuales pueda existir una disminución de los mismos.

En el campo Castilla se desea efectuar en pozos futuros una disminución en los tiempos de perforación; por lo tanto, se realizaron estudios donde se modificó el tamaño de las camisas utilizadas en el ensamblaje de fondo direccional.

Para obtener una disminución real y efectiva en los tiempos, se realizó una simulación para 10 pozos seleccionados del campo, que permitió observar el comportamiento del ensamblaje de fondo al perforar las distintas formaciones durante la sección 12 ¼". El estudio de simulación se realizó con el motor de fondo direccional a una profundidad promedio de 7000 pies.

Para la evaluación financiera de esta investigación se debe tener en cuenta tres aspectos fundamentales: en primer lugar está la unidad monetaria, para este caso es el dólar americano (USD); en segundo lugar, se debe tener en cuenta el periodo de tiempo durante el cual se va a realizar el proyecto, el cual se espera tenga una duración de 7 días y finalmente, se tiene el indicador valor presente de egresos, con el cual se va a comparar el valor de los costos del motor de fondo y el sistema rotario direccional. Adicionalmente se hará un análisis costos de operación.

7.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN

A continuación, se describen los costos fijos asociados al proyecto, como son: el alquiler de la herramienta y el mantenimiento que se le debe realizar a cada herramienta una vez terminada la operación. Estos costos se deben tener en cuenta para cada pozo por día de alquiler.

7.1.1 Inversión de la herramienta. Para realizar la implementación de la herramienta utilizada durante la perforación, Weatherford Latinoamérica Ltda., como prestadora de servicio, debe realizar el alquiler de la herramienta; cumpliendo con el concepto de CAPEX. A continuación, en la Tabla 21. se presentan los costos asociados a la herramienta con motor de fondo. En la Tabla 22. se muestra de manera comparativa los costos del sistema rotario direccional (RSS), el cual solo se utilizará a manera de ejemplo.

Tabla 21. Costos de alquiler motor de fondo

Costos de alquiler y mantenimiento Motor de fondo	
Descripción	Valor (USD)
Alquiler Motor de fondo	\$4,000
Mantenimiento Básico	\$1,500
Total (USD)	\$5,500

Tabla 22. Costos de alquiler RSS

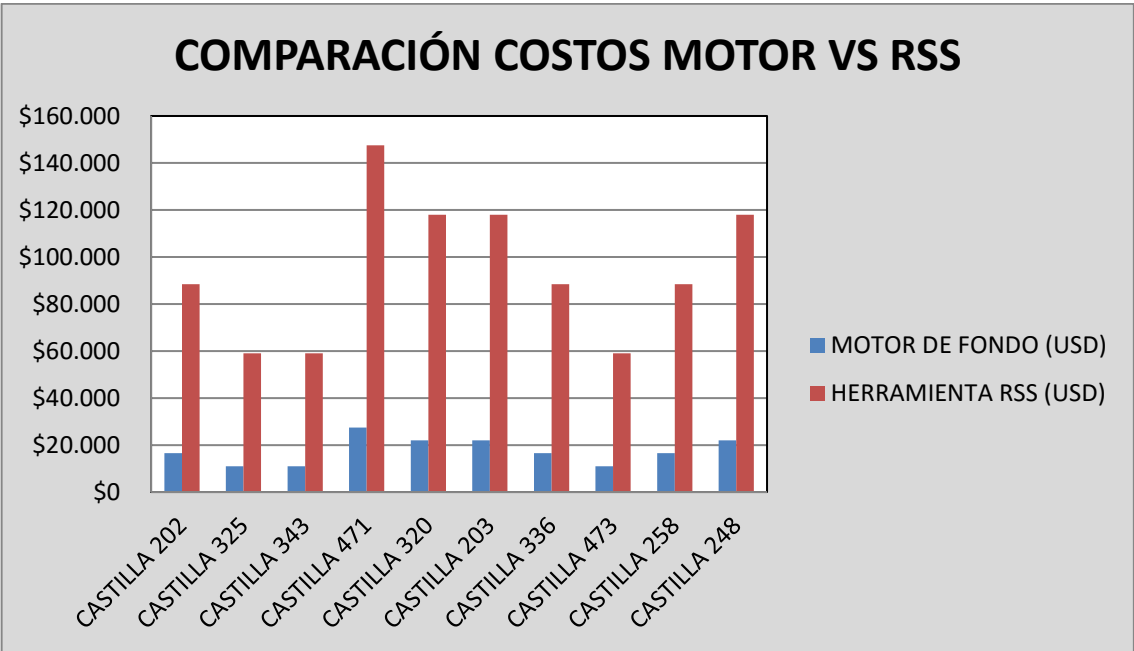
Costos de alquiler y mantenimiento RSS	
Descripción	Valor (USD)
Alquiler RSS	\$30,000
Mantenimiento Nivel Básico	\$5,000
Total (USD)	\$35,000

7.1.2 Costos operacionales de las herramientas de perforación. Los costos operacionales asociados a las herramientas (RSS y motor de fondo), se presentan en la siguiente sección, donde muestran los comparativos entre los tiempos de perforación y costos asociados, separando los pozos de acuerdo al tamaño de la camisa usada en el ensamblaje de fondo direccional.

Se realizará dicha comparación en los 10 pozos seleccionados del Campo Castilla:

Tabla 23. Comparación de costos de alquiler por días

Campo	Tiempo operacional (días)	Herramienta RSS (USD)	Motor de fondo (USD)	Diferencia total (USD)	Porcentaje diferencial (%)
Castilla 202	3	\$105,00	\$16,50	\$88,50	636.4%
Castilla 325	2	\$70,00	\$11,00	\$59,00	536,40%
Castilla 343	2	\$70,00	\$11,00	\$59,00	536,40%
Castilla 471	5	\$175,00	\$27,50	\$147,50	536,40%
Castilla 320	4	\$140,00	\$22,00	\$118,00	536,40%
Castilla 203	4	\$140,00	\$22,00	\$118,00	536,40%
Castilla 336	3	\$105,00	\$16,50	\$88,50	636.4%
Castilla 473	2	\$70,00	\$11,00	\$59,00	536,40%
Castilla 258	3	\$150,00	\$16,50	\$88,50	636.4%
Castilla 248	4	\$140,00	\$22,00	\$118,00	536,40%



7.2. CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para que la compañía lleve a cabo su próxima campaña de perforación es utilizar la herramienta direccional con motor de fondo debido al mejoramiento del trabajo direccional (bajos porcentajes de slide, alrededor del 10%) que ha realizado Weatherford, así de esta manera lograr un ahorro de costos promedio de \$94,400 USD al ser comparados con la herramienta RSS.

8. CONCLUSIONES

- Al analizar las características del yacimiento presente en el Campo Castilla, se concluyó que éste es buen candidato para realizar la simulación mediante el software A.M.E 2, debido a que es un campo dónde se han elaborado gran variedad de estudios y cuenta con la información geológica suficiente.
- El aspecto más importante durante la planeación y perforación direccional es conocer la tendencia natural de las formaciones a atravesar, con el fin de diseñar los perfiles direccionales y ensamblajes de fondo futuros, que permitan mejorar los tiempos de perforación y alcanzar los objetivos tanto estructurales como económicos para el proyecto Campo Castilla.
- El modelamiento en el software A.M.E 2 permitió realizar las simulaciones correspondientes a los 10 pozos a distintas inclinaciones (0° a 30°, 30° a 60°, 60° a 75°), donde se obtuvieron diferentes comportamientos de las camisas del ensamblaje de fondo direccional y de esta manera escoger la que mejor se acople a los perfiles diseñados para el campo Castilla.
- Se determinó que la perforación con la herramienta RSS es viable técnicamente, puesto que reduce tiempos operacionales en un 20% (8 horas promedio). Sin embargo, se descarta el uso, ya que los costos de operación comparados con un motor de fondo son 500%(\$94,400 USD) aproximadamente más altos.
- Se pueden realizar simulaciones de los ensamblajes de fondo y predecir cuál será la tasa de construcción (BUR) según la camisa a utilizar. Con el fin de rotar la mayor parte del pozo y así seguir con el mejoramiento de los tiempos de perforación.
- Weatherford Latinoamérica Ltda. con la implementación del Software A.M.E 2 y Calibración del FRV busca tener por debajo del 10% el deslizamiento (Slide) de los pozos y de esta manera seguir reduciendo los tiempos de perforación del Campo en fase de 12 ¼”
- Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para que la compañía lleve a cabo su próxima campaña de perforación es utilizar la herramienta direccional con motor de fondo, debido al mejoramiento del trabajo direccional que ha realizado Weatherford Latinoamérica Ltda. para de esta manera lograr un ahorro de costos de \$30,000 USD por día en que se esté utilizando la herramienta de motor de fondo.

9. RECOMENDACIONES

- Seguir la tendencia natural en las formaciones para la perforación de los pozos direccionales, debido a que disminuyen los problemas operacionales especialmente con la estabilidad del pozo.
- Realizar la simulación con el Software A.M.E 2 es necesario conocer las tendencias naturales de la formación y las profundidades estipuladas a las cuales van a ser perforadas las secciones.
- Realizar la simulación en las demás secciones de los pozos en estudio, para de esta manera obtener resultados más cercanos a la realidad.
- Utilizar los mismos ensamblajes de fondo en pozos futuros a perforar, ya que se conoce a fondo su comportamiento, teniendo en cuenta principalmente las tendencias de las formaciones.
- Analizar los diferentes parámetros de perforación que intervienen en el proceso como ROP, GPM, peso sobre la broca, ángulos de inclinación entre otros para de esta manera asegurar que la implementación de las camisas de perforación sea la adecuada.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Diciembre 2012. p.32.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Diciembre 2012. p.33.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mini ronda, Cuenca Llanos Orientales. Diciembre 2012. p. 45

ANH. Información Geología y Geofísica. Disponible en Internet <http://www.anh.gov.co/InformacionGeologicaYGeofisica/EstudiosIntegradosyModelamientos/Presentacione%20y%20Poster%20Tecnicos/Campos.pdf>. Citado el 10 de Febrero de 2016.

ARIAS M., Heidi Y. Patronamiento De Las Tendencias Direccionales En Las Formaciones En La Cuenca De Los Llanos Orientales. (Municipios De Acacias Y Castilla La Nueva, Departamento Del Meta). (En línea). (Bogotá, Colombia), Marzo 2012. (Citado el 1 de Noviembre de 2015). Disponible en <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/1170/2/142973.pdf>

BAKER HUGHES INTEQ, Principios de Perforación Direccional y Horizontal, 2005, p.25

BAKER HUGHES, Directional Engineering Workbook, 1995, p.305

Catálogo de brocas. [En línea] Disponible en Internet http://www.metaprom.ru/board_foto/1333024428foto2_big.jpg. [Citado el 7 de Marzo de 2016].

CETEPI. Sarta de perforación. [En línea]. [Bogotá, Colombia], Agosto 2014. Disponible en Internet <http://es.slideshare.net/grupocetepicetepi/diseo-de-sarta-de-perforacin-cetepi>. [Citado el 8 de Marzo de 2016].

COMPUTALOG, Measurement While Drilling II, 2001, p.101

COMUNIDAD PETROLERA. Tipos de pozos direccionales. [En línea]. [Bogotá, Colombia], Enero 2009. Disponible en internet <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/tipos-de-pozos-direccionales.html> [citado el 14 de febrero de 2016].

DE PORTA, J. Léxico estratigráfico. América Latina. Volumen 4, fascículo 4b.

ECOPETROL S.A., Carta Petrolera Edición 110. [En línea]. [Bogotá, Colombia]. Disponible en internet <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta%20petrolera%2010/rev_port.html. [citado el 5 de febrero de 2016].

ECOPETROL. Castilla recargado. [En línea]. [Bogotá, Colombia], Noviembre 2008. Disponible en internet http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm. [Citado el 15 de febrero de 2016].

ECOPETROL S.A, superintendencia de yacimientos, Bogotá D.C 2012.

FERNÁNDEZ. Marcos. Curso básico de perforación direccional. [En línea]. [Bogotá, Colombia], Julio 2003. Disponible en internet <http://petroleros.net/wp-content/uploads/2015/04/CURSO-PERFORACI%C3%93N-DIRECCIONAL.pdf>. [citado el 14 de febrero de 2016].

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA. Guía Metodológica General Opciones de Grado. 2014. 103 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. NTC 1486: presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos escritos. Bogotá: ICONTEC 2008. 13 p.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998, 12 p.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 5613. Bogotá: El instituto. 1998, 8 p.

INSTITUTE OF PETROLEUM ENGINEERING, Directional Drilling, p.19

JAHIR M., Erik F., Planeación de la perforación. [En línea]. [Bogotá, Colombia], Febrero 2010. Disponible en Internet <https://es.scribd.com/doc/26573841/18/II-3-Planeacion-de-la-Perforacion> [Citado el 13 de Marzo de 2016].

JULIVERT, M. Léxico stratigráfico. América Latina. Volumen 5, fascículo 4a. 1968.

LARA, S., HERNÁNDEZ, A. Prognosis Justificación de la perforación de los pozos CH-CW25. 2011. p. 5. Febrero 14 de 2011, 5 p

MENDOZA O., Luis E., [En línea]. [Bogotá, Colombia], Octubre 2014. Disponible en internet

http://www.academia.edu/17363243/A_continuaci%C3%B3n_se_describen_las_casas_por_las_cuales_se_realiza_una_perforaci%C3%B3n_direccional_en_un_pozo. [citado el 14 de febrero de 2016].

MUÑOZ C., Adrián. Guía básica de perforación direccional con aplicación en un pozo. [En línea]. [Ciudad de México, México], Junio 2014. Disponible en Internet <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3711/TESES.pdf?sequence=1>. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

NORTRADE. Perforación extendida. [En línea]. [Bogotá, Colombia], Enero 2013. Disponible en Internet <http://www.nortrade.com/sectors/articles/norway-extends-oil-research-with-petromaks-2/>. [Citado el 5 de Marzo de 2016].

PERFOBLOGGER. Estabilizadores. [En línea]. [Bogotá, Colombia], Marzo 2012. Disponible en Internet <http://1.bp.blogspot.com/BP5PptMWRy0/T1IFDUNGmtI/AAAAAAAAACXQ/Yq5dVt9aZjM/s1600/Estab.jpg> [Citado el 11 de Marzo de 2016].

PERFOBLOGGER. Motores de Fondo para Perforación Direccional. [En línea]. Disponible en Internet <http://perfob.blogspot.com.co/2016/03/motores-de-fondo-para-perforacion.html>. [Citado el 8 de Marzo de 2016].

PERFORACION HORIZONTAL. En qué consiste la perforación horizontal. [En línea]. [Bogotá, Colombia], Marzo 2010. Disponible en Internet <http://perforacionhorizontal.com/s/petr%C3%BC3leo>. [Citado el 4 de Marzo de 2016].

PETRO SKILLS, horizontal and directional drilling, 2007, p. 188

SAAVEDRA. Luis C., Perforación direccional básica. [En línea]. [Bogotá, Colombia], Noviembre 2014. Disponible en Internet http://es.slideshare.net/LuisCarlosSaavedra2/curso-perforacion-direccional?next_slideshow=1. [Citado el 3 de Marzo de 2016].

SAHAND UNIVERSITY, Directional Drilling, p. 2

SCRIBD. Perforación direccional. [En línea]. [Bogotá, Colombia], Marzo 2012. Disponible en internet <https://es.scribd.com/doc/86786185/Perforacion-Direccional>. [citado el 14 de febrero de 2016].

THE ROBERT GORDON UNIVERSITY, introduction hydrocarbon exploitation

WEATHERFORD, Manual de Operaciones Logging While Drilling Essentials, 2007, p.92