

**PROPUESTA DE UN MODELO DE UN POZO HORIZONTAL CON EL FIN DE  
MEJORAR LA EFICIENCIA DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO DE  
ECOPETROL S.A.**

**JORGE ARTURO BLANDÓN RAMÍREZ  
ANDRÉS SEBASTIAN CALVETE MOLINA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C  
2018**

**PROPUESTA DE UN MODELO DE UN POZO HORIZONTAL CON EL FIN DE  
MEJORAR LA EFICIENCIA DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO DE  
ECOPETROL S.A.**

**JORGE ARTURO BLANDÓN RAMÍREZ  
ANDRÉS SEBASTIAN CALVETE MOLINA**

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

**Director  
ALBERTO RÍOS GONZALEZ  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C  
2018**

Nota de Aceptación (Dirección de Investigaciones)

---

---

---

---

---

---

---

Firma Docente Investigador

---

Firma Docente Jurado 1

---

Firma Docente Jurado 2

Bogotá D.C., Mayo 2018

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Postgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario General

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano General de la Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director General de Investigaciones

**Dr. MANUEL CANCELADO JIMÉNEZ**

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA**

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

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores queremos agradecer especialmente a:

A Dios por brindarnos la oportunidad de alcanzar nuestras metas y guiarnos en el camino, además a nuestras familias y profesores por el apoyo y consejo en nuestra carrera.

A nuestro director Alberto Ríos González por su conocimiento, orientación y respaldo brindado para culminar este proyecto.

A Ecopetrol S.A por darnos la oportunidad de trabajar en este proyecto en convenio y así aplicar nuestro conocimiento en pro de brindarle los mejores beneficios a la empresa. De igual forma, A la empresa Halliburton por escuchar, apoyar y orientar nuestro pensamiento y proporcionar la información necesaria para llevar a cabo este trabajo.

A la Universidad de América y al semillero de Nuevas Tecnologías de Perforación, por brindarnos la oportunidad para desarrollar el proyecto, permitiéndonos crecer como profesionales y personas.

A los ingenieros y geólogo Luis Chacín, Diana Morocho y Giuseppe Ferla, especialmente a este último por su guía y participación incondicional.

A los ingenieros Jonathan Díaz y Carlos Espinosa por su conocimiento, orientación y participación en este proyecto.

## DEDICATORIA

*El presente trabajo lo dedico en primer lugar a Dios, que me ha dado sabiduría y gracias a él he logrado concluir este proceso.*

*A mi papá Jorge Alberto Blandón Arcila que me ha acompañado durante este camino y me ha guiado durante toda mi vida. A mi madre María Patricia Ramírez Mendoza Q.E.P.D por heredarme sus valores, su fuerza y su amor.*

*A mi hermano David Santiago Blandón Ramírez por ser incondicional y apoyarme en todas las decisiones que he tomado.*

*A mis abuelos, tíos, tías y primos que se han preocupado y me han apoyado en todo lo que he pasado.*

*A mi novia Diana Carolina que me ha acompañado durante esta etapa y me ha brindado su confianza y apoyo incondicional, a mis amigos, compañeros y todas aquellas personas que de una u otra manera han contribuido para el logro de mis objetivos*

*Finalmente a mi compañero y amigo Andrés que ha estado apoyándome y aconsejándome en esta etapa, brindándome además su amistad y su compañía tanto en la carrera como en mi vida.*

*Jorge Arturo Blandón Ramírez.*

## DEDICATORIA

*El esfuerzo y resultados de este trabajo lo dedico principalmente a toda mi familia, quienes me apoyaron sin dudar en todo lo que necesitaba para culminar mis metas.*

*A mi madre Sandra Molina por ser mi fortaleza, a mi padre Paulino Calvete por ser mi consejero, a mis hermanos Gustavo Calvete y Lauren Calvete por sus sonrisas que me impulsaron, a mis tíos Jhon Molina, Pilar Ávila, Jorge Calvete e Imelda Calvete por brindarme su compañía, conocimiento y refugio cuando lo necesitaba, a mis abuelas Alix Rincón y Fabiola Supelano quienes con sus consejos e historias siempre me recordaban mis sueños para seguir adelante y a mis primos Javier Daza y Luis Calvete quienes me brindaron una mano cuando la necesitaba.*

*Finalmente le agradezco a mi compañero Jorge por la paciencia, sabiduría y gran persona que fue no solo en la realización de este trabajo, también en lo que me acompañó de mi carrera. Puedo decir con certeza que encuentro en él un gran amigo.*

**Andrés Sebastian Calvete Molina**



## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
OBJETIVOS	19
1. GENERALIDADES DEL CAMPO RUBIALES	27
1.1 HISTORIA DEL CAMPO RUBIALES	27
1.2 LOCALIZACIÓN	27
1.3 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	28
1.3.1 Columna estratigráfica	28
1.3.2 Estratigrafía	30
1.3.2.1 Formación Une	30
1.3.2.2 Formación Gachetá	30
1.3.2.3 Formación Guadalupe (Unidad K2)	30
1.3.2.4 Formación Guadalupe (Unidad K1)	30
1.3.2.5 Formación Barco	30
1.3.2.6 Formación Los Cuervos	31
1.3.2.7 Formación San Fernando (Unidad T2)	31
1.3.2.8 Formación Mirador	31
1.3.2.9 Formación Carbonera	31
1.3.2.10 Formación León	33
1.3.2.11 Formación Guayabo	33
1.4 MARCO GEOLÓGICO LOCAL	33
1.4.1 Estratigrafía	34
1.4.1.1 Pre-Terciario	34
1.4.1.2 Formación Carbonera	35
1.4.1.3 Formación León	36
1.4.1.4 Formación Guayabo	36
1.4.2 Geología estructural	36
1.4.3 Geología del petróleo	38
1.4.3.1 Roca Generadora	38
1.4.3.2 Roca Reservorio	38
1.4.3.3 Migración	38
1.4.3.4 Roca Sello	38
1.4.3.5 Trampa	38
1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO RUBIALES	38
1.5.1 Método de producción	39
1.5.2 Características del Yacimiento	40
2. MARCO TEÓRICO	41
2.1 PERFORACIÓN	41
2.1.1 Perforación vertical	42

2.1.2	Perforación direccional	42
2.1.3	Perforación horizontal	45
2.2	GEONAVEGACIÓN	49
2.2.1	Tipos de geonavegación	50
2.2.1.1	Geonavegación Pasiva	50
2.2.1.2	Geonavegación Reactiva	50
2.2.1.3	Geonavegación Proactiva	51
2.2.2	Ventajas de la geonavegación	52
2.2.3	Fundamentos de la geonavegación	54
2.3	REGISTROS EN LA GEONAVEGACIÓN DE POZOS HORIZONTALES	55
2.3.1	Registros para identificar la litología	56
2.3.1.1	Registro de Rayos Gamma Azimutal (GR)	56
2.3.2	Registros para medir porosidad de las formaciones	59
2.3.2.1	Registro de Litodensidad Azimutal	59
2.3.2.2	Registro Neutrónico	61
2.3.3	Registros para medir la Resistividad de las formaciones	63
2.3.3.1	Registro de Resistividad Azimutal	63
2.4	HERRAMIENTAS PARA PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES GEONAVEGADOS	67
2.4.1	Broca	67
2.4.2	Camisa	68
2.4.3	Motor de fondo/RSS	68
2.4.3.1	Características Y Beneficios	70
2.4.4	LWD (Logging While Drilling)	70
2.4.4.1	Sensores de los registros LWD	70
2.4.5	MWD (Measuring While Drilling)	73
2.4.6	NMDC (No Magnetic Drill Collar)	73
2.4.7	HWDP (Heavy Weight Drill Pipe)	73
2.4.8	Martillo	74
2.4.9	DP (Drill Pipe)	74
2.5	SOFTWARE UTILIZADO PARA REALIZAR SEGUIMIENTO DE LA GEONEAVEGACIÓN	74
3.	GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN EN CAMPO RUBIALES	76
3.1	INTRODUCCIÓN	76
3.2	ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS	76
3.3	Descripción del BHA	77
3.3.1	Fase de superficie – 12 ¼”	77
3.3.2	Fase intermedia – 8 ½”	78
3.3.3	Fase de Producción – 6 1/8”	80
3.3.3.1	LWD convencional	81
3.3.3.2	LWD Azimutal	82
3.4	VARIABLES DE PERFORACIÓN	84
3.4.1	Densidad del lodo	84
3.4.2	Caudal, RPM y WOB	85

3.4.3	Sección horizontal	86
3.4.4	Dog Leg Severity (DLS)	86
3.4.5	Landing Point	86
3.5	Prácticas operacionales durante la perforación de pozos horizontales	86
3.5.1	Sección Inicial o Fase 12 ¼"	86
3.5.2	Sección Intermedia o Fase 8 ½"	87
3.5.3	Sección de Producción o Fase 6 1/8"	88
3.6	PARÁMETROS CRÍTICOS DE LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES	88
3.6.1	Anticolisión	89
3.6.2	Tortuosidad	89
3.6.3	Sección Tangencial	89
3.6.4	Limpieza del pozo	89
4.	DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS DE MUESTRA	90
4.1	POZOS HORIZONTALES GEONAVEGADOS	90
4.1.1	Pozo A	91
4.1.2	Pozo B	93
4.1.3	Pozo C	94
4.1.4	Pozo D	96
4.1.5	Pozo E	97
4.1.6	Pozo F	98
4.1.7	Pozo G	99
4.1.8	Pozo H	100
4.1.9	Pozo I	101
4.1.10	Pozo J	103
4.1.11	Pozo K	104
4.1.12	Pozo L	105
4.1.13	Pozo M	106
4.1.14	Pozo N	108
4.1.15	Pozo Ñ	108
4.1.16	Pozo O	110
4.1.17	Pozo P	111
4.1.18	Pozo Q	113
4.1.19	Pozo R	115
4.1.20	Pozo S	117
4.1.21	Pozo T	118
4.1.22	Pozo U	120
4.1.23	Pozo V	121
4.1.24	Pozo W	123
4.1.25	Pozo X	124
4.1.26	Pozo Y	126
4.1.27	Pozo Z	127
4.1.28	Pozo AA	130

5. ESTUDIO ESTADÍSTICO DE LOS POZOS DE MUESTRA	131
5.1 PERFORACIÓN	131
5.1.1 Distancias perforadas en MD	131
5.1.2 Pies rotados y orientados por cada sección	132
5.1.3 Tiempos utilizados en la perforación de la sección intermedia para todos los pozos	133
5.1.3.1 Promedio tiempos de perforación sección intermedia	134
5.1.4 Tiempos utilizados en la perforación de la sección de producción para todos los pozos	135
5.1.4.1 Promedio tiempos de perforación sección de producción	137
5.1.5 Tiempos de perforación total para cada pozo	136
5.1.6 Especificaciones del Landing Point en cada pozo	136
5.1.7 Distancias geonavegadas de los pozos de estudio	139
5.1.8 Máximos Dogleg registrados en los pozos de muestra	140
5.1.9 Variables de perforación	142
5.1.9.1 Peso sobre la broca (WOB)	143
5.1.9.2 Revoluciones por minuto (RPM)	143
5.1.9.3 Caudal	144
5.2 PRODUCCIÓN	145
6. ELABORACIÓN DEL MODELO DEL POZO HORIZONTAL	147
6.1 SELECCIÓN DE VARIABLES	147
6.1.1 Características geológicas	150
6.1.2 Variables de la perforación	151
6.1.2.1 Variables de perforación propuestos para la “Propuesta 2”	151
6.1.2.2 Variables de perforación propuestos para la “Propuesta 4”	149
6.1.3 BHA	152
6.2 SIMULACIÓN DE LOS DATOS PARA CREAR EL MODELO DE LAS PROPUESTAS	156
6.2.1 Ingreso de los pozos B y G al COMPASS™	156
6.2.2 Ingreso al simulador de los pozos “Propuesta 2” y “Propuesta 4”	159
6.3 MODELO DE LOS POZOS “PROPUESTA 2” Y “PROPUESTA 4”	164
6.3.1 Recomendaciones para evitar tiempos no productivos dentro de las operaciones de perforación en el Campo Rubiales	167
7. CONCLUSIONES	166
8. RECOMENDACIONES	168
BIBLIOGRAFÍA	169
ANEXOS	174

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Especificaciones del sensor de resistividad convencional.	81
Tabla 2. Especificaciones del sensor de Dual Gamma Ray.	81
Tabla 3. Presiones de las formaciones en Campo Rubiales.	84
Tabla 4. Caudal, RPM y WOB para cada sección.	85
Tabla 5. Distancia perforada de cada pozo de muestra.	131
Tabla 6. Especificación de los pies rotados y orientados.	132
Tabla 7. Tiempo utilizado para cada actividad durante la perforación de la fase intermedia.	133
Tabla 8. Tiempo utilizado para cada actividad durante la perforación de la fase de producción.	135
Tabla 9. Landing Point de los pozos de muestra.	138
Tabla 10. Sección horizontal para cada pozo de la muestra.	139
Tabla 11. Máximo dogleg presentado para cada pozo de muestra.	140
Tabla 12. Estudio estadístico de las zonas de aterrizaje y la producción relacionada en Campo Rubiales.	148
Tabla 13. Topes de las formaciones atravesadas por el pozo B y por el modelo del pozo Propuesta 2.	150
Tabla 14. Topes de las formaciones atravesadas por el pozo G y por el modelo del pozo Propuesta 4.	150
Tabla 15. Variables planeadas para el modelo de pozo "Propuesta 2".	151
Tabla 16. Variables planeadas para el modelo de pozo "Propuesta 4".	152
Tabla 17. Plan direccional del pozo "Propuesta 2"	159
Tabla 18. Plan direccional del pozo "Propuesta 4".	162

## LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Características generales del Yacimiento.	40
Cuadro 2. Factores que afectan la perforación vertical.	42
Cuadro 3. Aplicaciones de la perforación direccional.	43
Cuadro 4. Aplicación de pozos horizontales.	46
Cuadro 5. Tipos de pozos horizontales.	46
Cuadro 6. Diferencias entre los 3 tipos de perforación.	48
Cuadro 7. Densidad de la matriz y algunos fluidos utilizados en la ecuación 3.	60
Cuadro 8. Tipos de brocas en la perforación horizontal.	68
Cuadro 9. Especificaciones del sensor de rayos gamma (ABG).	71
Cuadro 10. Especificaciones del sensor de litodensidad azimutal (ALD).	72
Cuadro 11. Especificaciones del sensor de resistividad azimutal (ADR).	72
Cuadro 12. Especificaciones del sensor de resistividad azimutal (AFR).	73
Cuadro 13. BHA Fase de superficie – 12 ¼”.	78
Cuadro 14. BHA Fase intermedia – 8 ½”.	79
Cuadro 15. BHA Fase de Producción – 6 1/8”.	80
Cuadro 16. BHA propuesto para la sección de 8 1/2” en los pozos Propuesta 2 y Propuesta 4.	153
Cuadro 17. BHA propuesto para la sección de 6 1/8” en los pozos Propuesta 2 y Propuesta 4.	153

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Rubiales.	28
Figura 2. Columna Estratigráfica de los Llanos Orientales.	29
Figura 3 Columna estratigráfica del Campo Rubiales.	34
Figura 4. Corte noroeste-sureste del Campo Rubiales.	37
Figura 5. Corte Geológico Esquemático Regional de la Cuenca de los Llanos de Colombia, indicando la ubicación del Campo Rubiales.	37
Figura 6. Trayectoria de pozo tipo J.	44
Figura 7. Trayectoria de pozo tipo S.	44
Figura 8. Esquema de un pozo horizontal.	45
Figura 9. Control de conificación mediante pozos horizontales.	45
Figura 10. Trayectoria del pozo horizontal planificada vs real.	52
Figura 11. Esquema del fundamento de la técnica de geonavegación proactiva.	54
Figura 12. Perforación geonavegada.	54
Figura 13. Ejemplificación de la distribución de los sensores para las lecturas de herramientas azimutales.	55
Figura 14. Sistema de telemetría de pulsos de lodo positivos.	56
Figura 15. Detector de destellos sensor ABG.	58
Figura 16. Herramienta de rayos gamma azimutal.	58
Figura 17. Herramienta Azimutal de Litodensidad.	61
Figura 18. Efecto del gas en el registro neutrón y de litodensidad.	62
Figura 19. Herramienta para medición de litologías y porosidades usando registro neutrón.	63
Figura 20. Herramienta de resistividad azimutal enfocada (AFR).	64
Figura 21. Sensor de Resistividad Azimutal de lectura profunda. (ADR)	65
Figura 22. Ensamblaje de registros típico para realizar geonavegación de pozos horizontales.	66
Figura 23. Conjunto de herramientas convencionales para la perforación de pozos horizontales geonavegados.	67
Figura 24. Motor de fondo.	69
Figura 25. Rotary Steerable System (RSS).	69
Figura 26. Ejemplo de modelamiento para la geonavegación de pozos en software (Campo Girasol, Colombia).	74
Figura 27. Visualización de la pantalla del software Geonaft.	75
Figura 28. Estado Mecánico general en el campo Rubiales.	77
Figura 29. Especificaciones del sensor ADR (Azimuthal Deep Resistivity).	82
Figura 30. Especificaciones del sensor AFR (Azimuthal Focused Resistivity).	83
Figura 31. Diseño BHA propuesto para la sección 8 1/2".	154
Figura 32. Diseño BHA propuesto para la sección 6 1/8".	155
Figura 33. Ingreso plan direccional del pozo B a COMPASS™.	156
Figura 34. Ingreso topes de las formaciones del pozo B a COMPASS™.	157
Figura 35. Ingreso objetivo del pozo B a COMPASS™.	157

Figura 36. Ingreso plan direccional del pozo G a COMPASS™.	158
Figura 37. Ingreso topes de las formaciones del pozo G a COMPASS™.	158
Figura 38. Ingreso objetivo G a COMPASS™.	159
Figura 39. Ingreso plan direccional del pozo "Propuesta 2" a COMPASS™.	160
Figura 40. Ingreso topes de las formaciones del pozo "Propuesta 2" a COMPASS™.	160
Figura 41. Ingreso objetivo del pozo "Propuesta 2" a COMPASS™.	161
Figura 42. Ingreso diseño del casing del pozo "Propuesta 2" a COMPASS™.	161
Figura 43. Ingreso plan direccional del pozo "Propuesta 4" a COMPASS™.	163
Figura 44. Ingreso topes de las formaciones del pozo "Propuesta 4" a COMPASS™.	163
Figura 45. Ingreso objetivo del pozo "Propuesta 4" a COMPASS™.	164
Figura 46. Ingreso diseño del casing del pozo "Propuesta 4" a COMPASS™.	164
Figura 47. Sección Plot pozo "Propuesta 2".	165
Figura 48. Sección Plot pozo "Propuesta 4".	166



## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción histórica del Campo Rubiales.	39
Gráfica 2. Comparación de la producción mensual de los pozos horizontales y los pozos direccionales.	47
Gráfica 3. Tiempo de perforación del pozo A.	91
Gráfica 4. Tiempo de perforación del pozo B.	93
Gráfica 5. Tiempo de perforación del pozo C.	94
Gráfica 6. Tiempo de perforación del pozo D.	96
Gráfica 7. Tiempo de perforación del pozo E.	97
Gráfica 8. Tiempo de perforación del pozo F.	98
Gráfica 9. Tiempo de perforación del pozo G.	99
Gráfica 10. Tiempo de perforación del pozo H.	100
Gráfica 11. Tiempo de perforación del pozo I.	101
Gráfica 12. Tiempo de perforación del pozo J.	103
Gráfica 13. Tiempo de perforación del pozo K.	104
Gráfica 14. Tiempo de perforación del pozo L.	105
Gráfica 15. Tiempo de perforación del pozo M.	106
Gráfica 16. Tiempo de perforación del pozo N.	108
Gráfica 17. Tiempo de perforación del pozo Ñ.	110
Gráfica 18. Tiempo de perforación del pozo O.	111
Gráfica 19. Tiempo de perforación del pozo P.	113
Gráfica 20. Tiempo de perforación del pozo Q.	115
Gráfica 21. Tiempo de perforación del pozo R.	116
Gráfica 22. Tiempo de perforación del pozo S.	118
Gráfica 23. Tiempo de perforación del pozo T.	120
Gráfica 24. Tiempo de perforación del pozo U.	121
Gráfica 25. Tiempo de perforación del pozo V.	123
Gráfica 26. Tiempo de perforación del pozo W.	124
Gráfica 27. Tiempo de perforación del pozo X.	126
Gráfica 28. Tiempo de perforación del pozo Y.	127
Gráfica 29. Tiempo de perforación del pozo Z.	129
Gráfica 30. Tiempo de perforación del pozo AA.	130
Gráfica 31. Resultados de los promedios de las actividades durante la perforación de la sección intermedia en los pozos de estudio.	135
Gráfica 32. Resultados de los promedios de las actividades durante la perforación de la sección de producción en los pozos de estudio.	137
Gráfica 33. Tiempos de perforación para cada pozo.	138
Gráfica 34. Resultados de las longitudes horizontales geonavegadas observadas en los pozos de estudio.	140
Gráfica 35. Resultados de los Dogleg máximos logrados durante la perforación de los pozos de estudio.	141
Gráfica 36. Resultados de WOB de los pozos de estudio durante	

la fase intermedia.	142
Gráfica 37. Resultados de WOB de los pozos de estudio durante la fase de producción.	142
Gráfica 38. Resultados de RPM promedio en los pozos de estudio durante la fase intermedia.	143
Gráfica 39. Resultados de RPM promedio en los pozos de estudio durante la fase de producción.	143
Gráfica 40. Resultados del caudal promedio mínimo y máximo en los pozos de estudio durante la fase intermedia y de producción.	144
Gráfica 41. Producción de fluidos de cada uno de los pozos de muestra para el 27 de Dic del 2017.	145
Gráfica 42. Producción de fluidos acumulados de cada uno de los pozos de muestra para después de dos meses de apertura.	146
Gráfica 43. Porcentaje de participación de los pozos de estudio en las zonas de aterrizaje.	148
Gráfica 44. Distribución de la relación BOPD/BWPD de los 28 pozos de estudio delimitados por zonas de aterrizaje.	149

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Distancia de anticipación.	53
Ecuación 2. Tiempo de anticipación.	53
Ecuación 3. Densidad promedio según la litología y los fluidos en los poros.	60

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Standard Planning Report Pozo "Propuesta 2".	176
Anexo B. Standard Planning Report Pozo "Propuesta 2".	178
Anexo C. Plot del pozo Propuesta 2.	179
Anexo D. Plot del pozo Propuesta 4.	180
Anexo E. BHA propuesto en sección de 8 ½" para los pozos Propuesta 2 y Propuesta 4.	181
Anexo F. BHA propuesto en sección de 6 1/8" para los pozos Propuesta 2 y Propuesta 4.	182
Anexo G. Histogramas de la relación petróleo agua de las zonas 1 y 2.	183

## ABREVIATURAS

<b>ABI:</b>	At Bit Inclination. Inclinación en la Broca
<b>ALD:</b>	Azimuthal Litodensity. Litodensidad Azimutal
<b>API:</b>	Instituto Americano del Petróleo
<b>ADR:</b>	Azimuthal Deep Resistivity. Resistividad Azimutal Profunda
<b>AFR:</b>	Azimuthal Focused Resistivity. Resistividad Azimutal Enfocada
<b>Bbls:</b>	Barriles
<b>BHA:</b>	Bottom Hole Assembly. Ensamblaje de fondo
<b>BOPD:</b>	Barriles de aceite por día
<b>BFPD:</b>	Barriles de fluido por día
<b>BWPD:</b>	Barriles de agua por día
<b>CAP:</b>	Contacto Agua Petróleo
<b>DLS:</b>	Dog Leg Severity
<b>ECD:</b>	Equivalent Circulation Density. Densidad Equivalente de Circulación
<b>Ft:</b>	Feet. Pies
<b>GPM:</b>	Galons per minute. Galones por minuto
<b>GR:</b>	Gamma Ray. Rayos Gamma
<b>Km:</b>	Kilómetros
<b>KOP:</b>	Kick Off Point. Inicio de construcción de la curva
<b>LWD:</b>	Logging While Drilling. Registra mientras perfora
<b>m:</b>	metros
<b>MD:</b>	Measured Depth. Profundidad medida
<b>MWD:</b>	Measuring While Drilling. Medición mientras perfora
<b>Np:</b>	Petróleo acumulado
<b>NPT:</b>	No Productive Time. Tiempo no productivo
<b>PPG:</b>	Pounds per galon. Libras por galón
<b>PSI:</b>	Medición de presión en sistema inglés. (Libra por pulgada cuadrada)
<b>PWD:</b>	Pressure While Drilling. Presión mientras se perfora
<b>RAP:</b>	Relación Agua Petróleo
<b>ROP:</b>	Rate of penetration. Rata de Penetración
<b>RPM:</b>	Revoluciones Por Minuto
<b>Rh:</b>	Resistividad Horizontal
<b>Rt:</b>	Resistividad Total
<b>Rv:</b>	Resistividad Vertical
<b>Rw:</b>	Resistividad del Agua
<b>Sw:</b>	Saturación de Agua
<b>TD:</b>	Target Depth. Profundidad Objetivo
<b>TF:</b>	Tool Face. Cara de la herramienta direccional
<b>TVD:</b>	True Vertical Depth. Profundidad Verdadera
<b>WOB:</b>	Weight On Bit. Peso Sobre la Broca
<b>Wp:</b>	Agua acumulada

## GLOSARIO

**ÁNGULO DE INCIDENCIA:** ángulo entre el pozo y la formación.

**ÁNGULO DE INCLINACIÓN:** ángulo de la trayectoria del pozo, con respecto a la vertical.

**AZIMUTH:** ángulo desde el norte geográfico, convencionalmente medido de 0° a 360°, en el sentido de las agujas del reloj.

**BROCA:** herramienta que permite cortar y atravesar la roca.

**BUZAMIENTO:** ángulo respecto al plano horizontal de la recta de máxima pendiente del plano de estratificación o de un plano estructural.

**RUMBO:** dirección de la intersección entre un plano estructural y el plano horizontal, referido siempre al Norte geográfico.

**EVENTO GEOLÓGICO:** hace referencia a los límites, tope y base, el contacto agua-petróleo, fallas, acuñamientos, cambios de facies laterales, entre otros.

**GEONAVEGACIÓN:** técnica que permite, en tiempo real, ajustar la posición del pozo (inclinación y azimut), con la intención de alcanzar uno o más objetivos geológicos, controla la ubicación del pozo con el intento de mantenerlo dentro de la zona de interés y generar una máxima exposición al yacimiento.

**GEOPOSICIONAMIENTO PROACTIVO:** permite el acomodamiento del pozo con medidas correctivas y preventivas en base a lecturas de lo que se perforará delante de la broca.

**GEOPOSICIONAMIENTO REACTIVO:** se basa en modificar la trayectoria de pozo después de que ha ocurrido o se ha atravesado por un evento geológico diferente a lo planeado.

**LANDING POINT:** profundidad y ángulo al cual se termina la sección de construcción de la curva en un pozo para iniciar su fase horizontal.

**LWD:** son herramientas que permiten la toma de datos de las formaciones en el mismo tiempo en el que se perfora el pozo.

**MOTORES DE FONDO:** herramientas usadas para perforaciones direccionales; usan una fuerza de torsión impulsada por el lodo de perforación.

**MWD:** herramientas que permiten llevar el registro del azimut e inclinación del pozo.

**NORTE VERDADERO:** dirección donde se encuentra el polo norte geográfico.

**OBJETIVO (TARGET):** lugar en el subsuelo al que se quiere llegar por medio de un pozo.

**PATA DE PERRO (DOGLEG):** tasa de cambio del ángulo del pozo en función de la distancia, expresado en grados por unidad de longitud. (°grados/100 ft)

**PROFUNDIDAD MEDIDA (MD):** es la longitud del pozo a lo largo de su trayectoria.

**PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD):** distancia vertical desde un punto en el pozo a un punto en la superficie, usualmente la elevación de la mesa rotaria.

**PUNTO DE ARRANQUE (“KICKOFF POINT, KOP”):** medida de la profundidad del pozo en la cual se coloca la herramienta de desviación inicial y se comienza el desvío del mismo.

**REGISTRO:** medición por medio de instrumentos que permite obtener información del subsuelo.

**RESISTIVIDAD:** resistencia eléctrica específica de cada material para oponerse al paso de una corriente eléctrica.

**SECCIÓN AUMENTADA (BUILD UP SECTION):** sección del pozo, después del KOP, donde el ángulo de inclinación aumenta.

**SECCIÓN DE DESCENSO (DROP OFF SECTION):** sección del pozo donde el ángulo de inclinación disminuye.

**SECCIÓN TANGENCIAL:** sección del pozo donde el ángulo de inclinación y dirección permanecen constantes.

**TELEMETRIA:** sistema de medición de datos que se realiza a través de sensores y/o transductores que codifican información para transmitirla al receptor; mide, trasmite y recibe datos a distancia.

## RESUMEN

El trabajo inicia con la descripción, de forma generalizada, de las características geológicas del Campo Rubiales ya que no se posee información de una zona específica del mismo para efectos del proyecto. Este se basa en el estudio estadístico de 28 pozos horizontales geonavegados de muestra, incluyendo las variables de perforación usados y la producción de los pozos, con el fin de identificar los de mayor y menor eficiencia de producción. A partir de los mejores pozos se plantean dos propuestas que aumenten la producción de los dos pozos con menor desempeño productivo. Finalmente, con ayuda del software COMPASS™, se presentan las trayectorias con nuevas arenas objetivo (Zona 2), los parámetros de perforación, las características geológicas y las buenas prácticas operacionales en los pozos horizontales propuestos resultado del estudio estadístico anteriormente mencionado. Las páginas finales corresponden a las conclusiones del proyecto observando que la producción de los 28 pozos horizontales geonavegados tomados como muestra para el estudio estadístico presentan variaciones en su producción teniendo relaciones de petróleo:agua desde 0,013 hasta de 1,692, en donde solo el 7,14% (2 pozos) de estos tiene una producción más alta de petróleo que de agua así mismo los únicos dos pozos ubicados en la zona 3 tienen un desempeño productivo bajo (0,013 BOPD/BWPD), siendo una de las principales razones para reubicar el target geológico de dichos pozos a la zona 2 en las propuestas presentadas (Profundidad Target pozo Propuesta 2: 2704.6 ft TVD, Profundidad Target pozo Propuesta 4: 2466 ft TVD).

**Palabras Claves:** Pozo Horizontal, Geonavegación, Campo Rubiales, Producción, Perforación Horizontal, Cuenca Llanos Orientales.



## INTRODUCCIÓN

En la producción de los campos de petróleo es de gran importancia haber tenido un trabajo de perforación óptimo y eficiente que permita recuperar la mayor cantidad de petróleo posible, en el marco de la perforación existen diferentes tipos de pozos; sin embargo en la actualidad uno de los más comunes son los pozos horizontales y representan uno de los más grandes retos de la industria petrolera a través del tiempo, teniendo la necesidad de implementar tecnología y mejorarla, tal que haga de esta labor un trabajo más preciso, seguro y simple.

Para poder llevar a cabo este tipo de pozos se han implementado técnicas y herramientas de mayor precisión que permitan tener un control total del pozo y su alrededor, entre ellas la geonavegación, que utiliza herramientas de lectura azimutal complementadas con programas computacionales de modelamientos para llevar los pozos a través de los yacimientos con mayor exactitud. Esta técnica implementada en la actualidad en su totalidad para los pozos horizontales, permite una lectura en 360 grados del pozo en tiempo real, representando grandes ventajas para la operación en general, entre las que se encuentran: la lectura de las formaciones presentes, ubicación exacta del pozo en el yacimiento, prevención de futuros eventos geológicos, precisión en la posición de pozo en las zonas de interés, mayor contacto del pozo con la formación, toma de decisiones y aumento de la producción, con esto último como el mayor incidencia sobre a la rentabilidad de los campos petroleros.

Para el caso colombiano el campo de mayor concentración de pozos horizontales es el Campo Rubiales, siendo uno de los más representativos de su industria. La implementación de nuevas tecnologías en este campo puede ser de gran utilidad para aplicaciones futuras en los diferentes campos de Colombia, entre ellas: la geonavegación de pozos horizontales. Sin embargo es necesario hacer un estudio inicial de muestras representativas de los pozos ubicados allí para conocer las medidas, parámetros y técnicas que llevaron a que fueran trabajos exitosos. Para finalmente dar el modelo de un pozo horizontal mediante un software que acople las observaciones provenientes del estudio y dar las recomendaciones necesarias con el propósito de mejorar eficiencia de perforación y producción del campo.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Proponer un modelo de pozo horizontal a partir de los análisis estadísticos y de producción de los pozos horizontales geonavegados durante la campaña 2017 con el fin de mejorar la eficiencia de producción en un campo de Ecopetrol S.A.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades geológicas del campo de estudio.
2. Describir las técnicas y herramientas usadas en los pozos horizontales geonavegados del campo de estudio.
3. Realizar un análisis estadístico de los tiempos de perforación e historial de producción de los pozos horizontales geonavegados, en la campaña 2017.
4. Seleccionar los parámetros de perforación y características geológicas de mayor impacto en el modelo de un pozo horizontal.
5. Elaborar el modelo del pozo horizontal con el fin de mejorar la eficiencia de producción en un campo de estudio.

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO RUBIALES**

En el siguiente capítulo se describirán las características generales del Campo Rubiales ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales y que es operado por Ecopetrol S.A. Esta descripción contiene la localización del campo, la litología de las formaciones presentes, su Geología Estructural, las zonas de interés para el desarrollo del proyecto, y para finalizar una reseña de la producción del campo.

### **1.1 HISTORIA DEL CAMPO RUBIALES**

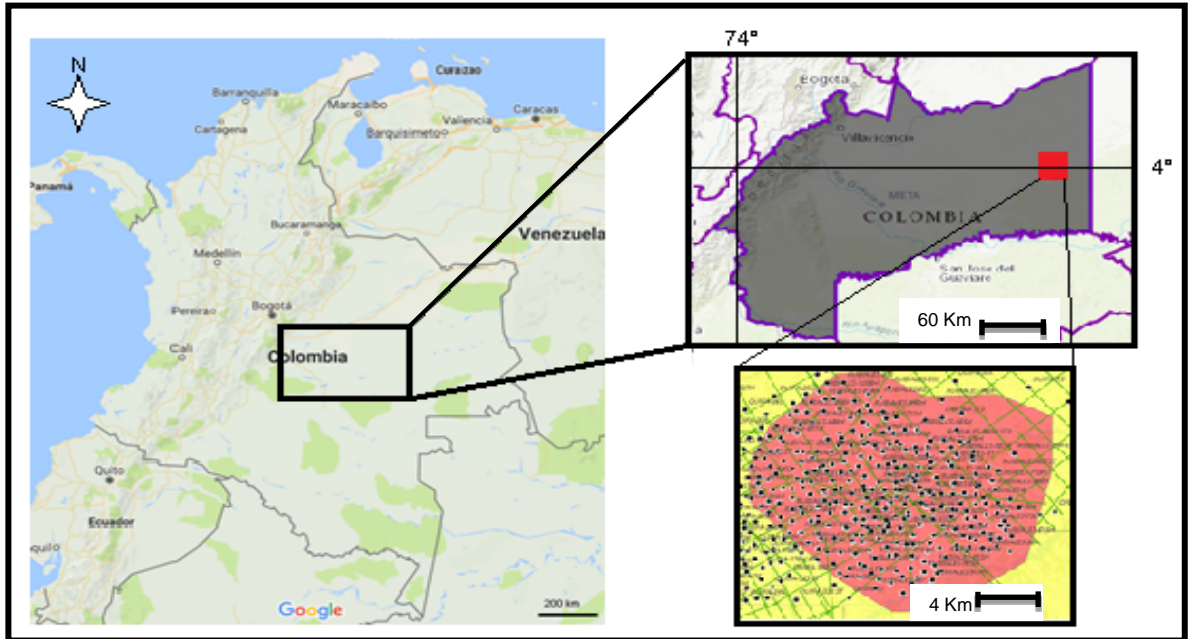
Campo Rubiales fue descubierto en el año de 1981 por la compañía Intercol con el primer pozo llamado Rubiales-1 y sólo hasta el año de 1988 se otorga el primer contrato “solo-riesgo”. Debido a la comercialidad del barril de petróleo y la falta de tecnología, el campo no fue explotado en su totalidad hasta el año de 2007 cuando Pacific Rubiales Energy toma el control del campo y a partir de este momento hasta el 2015 se perforaron más de 1000 pozos, siendo su mayoría pozos horizontales, llegando a niveles máximos de producción de 212115 BOPD en el año 2013.

El campo tenía una participación del 57% por parte de Ecopetrol y 43% por parte de Pacific Rubiales y no es sino hasta el primero de julio de 2016 que Ecopetrol asume toda la operación del campo, siendo uno de sus mayores fuentes de producción.

### **1.2 LOCALIZACIÓN**

El campo Rubiales está localizado en el Sureste de los Llanos Orientales, a 465 km de la ciudad de Bogotá, está en jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán (Meta) a 160 km de su casco urbano, en una altillanura dividida por los afluentes del caño Rubiales y del río Tillavá. Campo Rubiales tiene un área total de 150.000 acres y su formación productora es el “miembro C7” o “Arenas Basales” de la Formación Carbonera. En la Figura 1 se muestra la localización del Campo Rubiales.

**Figura 1. Localización del Campo Rubiales.**



Fuente: Geovisor ANH.

### 1.3 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

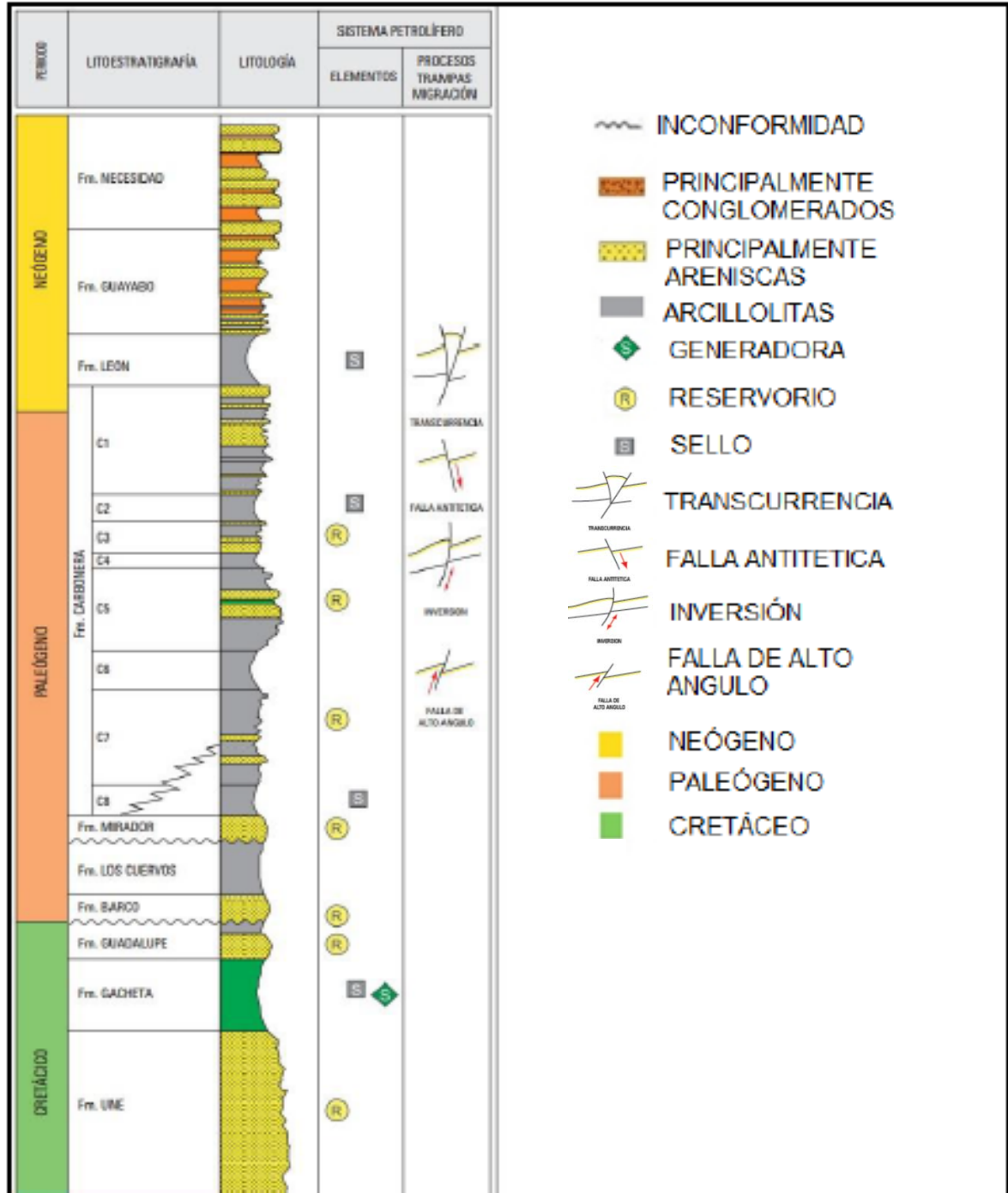
La Cuenca de los Llanos Orientales, donde se encuentra el Campo Rubiales, está limitada por el sistema de fallas de Guaicaramo al oeste y por el Escudo de Guayana al este, incluyendo una cuña de depósitos Cenozoicos que se van adelgazando hacia el este. También constituye un sistema antepaís adyacente a un Orógeno, correspondiente a la Cordillera Oriental. La migración hacia el este de la ondulación flexural (“alto periférico” o *Peripheral Bulge*) generó las condiciones para la depositación de las areniscas cuarzosas basales, uno de los reservorios más importantes.<sup>1</sup>

**1.3.1 Columna estratigráfica.** La columna sedimentaria de los Llanos Orientales, está representada por rocas precámbricas del basamento, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, las cuales están separadas por tres grandes discordancias o inconformidades regionales, localizadas en la base del Paleozoico, Cretácico Superior y Eoceno Medio.<sup>2</sup> En la Figura 2 se muestra la columna generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.

<sup>1</sup> BAYONA, Germán, et al. Estratigrafía y procedencia de las rocas del Mioceno en la parte distal de la cuenca antepaís de los Llanos de Colombia. En: GEOLOGÍA COLOMBIANA. Jan 1, .vol. 33, p. 23.

<sup>2</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012, p 41.

Figura 2. Columna Estratigráfica de los Llanos Orientales.



**Fuente:** AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS © (ANH). Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 46. Modificado por: ESPINOSA, Paula y GÓNGORA, Andrés. Aplicación de una metodología propuesta para el diagnóstico y el análisis de las causas raíz de los problemas operacionales durante la perforación de pozos en el campo castilla.

**1.3.2 Estratigrafía.** La descripción de las diferentes unidades litológicas que conforman la Cuenca de los Llanos Orientales será descrita a continuación:

**1.3.2.1 Formación Une.** Esta formación de la edad cretácica está compuesta principalmente por areniscas cuarzosas moderadamente compactadas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. El ambiente sedimentario corresponde a canales fluviales en la base y depósitos marinos en la parte superior. En esta formación el espesor promedio en el área del Meta es de 50 a 350 pies; en Arauca de 300 a 600 pies y puede llegar a 650 pies en el Piedemonte Llanero.<sup>3</sup>

**1.3.2.2 Formación Gachetá.** Esta formación representa la máxima transgresión del Cretácico, con un límite de erosión o depositación localizado al este de la cuenca. Está constituida por una secuencia de lutitas, con intervalos de areniscas delgadas, eventualmente glauconíticas y también intervalos calcáreos. Hacia el suroccidente se ha encontrado hasta un espesor de 600 pies en proximidad a Chichimene-1, Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1. También cabe resaltar que esta formación es productora en varios campos de la cuenca.<sup>4</sup> Su ambiente sedimentario es marino.

**1.3.2.3 Formación Guadalupe (Unidad K2).** Esta unidad está compuesta por conglomerados de arenas cuarzosas y cuarzo feldespáticas, pueden presentar espesores entre 680 y 750 pies.<sup>5</sup> Es una formación productora en la cuenca. El ambiente sedimentario es fluvial de canales entrelazados de baja sinuosidad con dominio de carga de fondo<sup>6</sup>

**1.3.2.4 Formación Guadalupe (Unidad K1).** Esta unidad está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y arcillas que suprayacen a la Unidad K2 e infrayacen a la Unidad T2. Su espesor varía entre 500 y 600 pies con paquetes de 5 a 20 pies de areniscas. Esta formación tiene un ambiente de depositación “estuarino”.<sup>7</sup>

**1.3.2.5 Formación Barco.** Está compuesta por areniscas masivas, lutitas de color gris y gris verdoso con intercalaciones delgadas de carbón. Las areniscas son de color gris y frecuente estratificación cruzada, se les denomina “Areniscas

---

<sup>3</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de los Llanos Orientales, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá. 2012, p. 48.

<sup>4</sup> Ibid, pág. 48.

<sup>5</sup> Ibid, pág. 48

<sup>6</sup> ROJAS, P. Justificación de la Perforación de los pozos Castilla y Chichimene “Estratigrafía General” PROGNOSIS ECOPETROL S.A, (1999), p. 4-5

<sup>7</sup> SARMIENTO, Luis. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT, Departamento de Geología, 2011. p. 103.

Chispeantes” debido a su alto contenido de cuarzo. Su espesor puede llegar a ser de 1000 pies, aumentando hacia el occidente de la cuenca. Como ambiente sedimentario se tiene una secuencia transgresiva de influencia marina y hacia el tope de la formación hay una transición de llanura aluvial y planicies costeras<sup>8</sup> Esta formación pertenece al Paleoceno Inferior

**1.3.2.6 Formación Los Cuervos.** Esta formación está compuesta por lutitas intercaladas con lentes delgados de arenisca y se encuentra suprayaciendo concordantemente a la Formación Barco.<sup>9</sup> El espesor tiene un rango entre 925 pies y 1036 pies aproximadamente.<sup>10</sup>

**1.3.2.7 Formación San Fernando (Unidad T2).** Está constituida por arcillolitas y limolitas de color gris oscuro, presentando intercalaciones de arenisca cuarzosa y ocasionales mantos de carbón. Se depositó en un ambiente marino con influencia deltaica. Esta formación pertenece a la edad del mioceno tardío.

**1.3.2.8 Formación Mirador.** Esta unidad tiene la característica de ser poco variable, las areniscas de ésta formación son el reservorio más importante de la cuenca: son un conjunto de areniscas compuestas por cuarzo, feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita. Su límite inferior está marcado por una discordancia con la Formación Los Cuervos mientras que en su límite superior se encuentra la Formación Carbonera concordantemente. Se acuña hacia el sureste y este, variando de 295 a 411 pies.<sup>11</sup> Esta formación pertenece a la edad del Eoceno inferior a medio.

**1.3.2.9 Formación Carbonera.** Esta formación tiene un espesor de 6000 pies aproximadamente, está compuesta de rocas limosas alternadas con arcillas, en ocasiones se presentan niveles de carbón depositados en un ambiente marino transicional a continental, esta formación es dividida operacionalmente en ocho unidades (C1 a C8) donde los niveles pares son de grano fino y sellos regionales mientras que los niveles impares son depósitos arenosos, donde las unidades productoras son del C7 al C3.<sup>12</sup> Cabe aclarar que Ecopetrol emplea unidades operacionales denominadas: Lutitas E4, Unidad T1, Lutita E3, Conjunto C2, areniscas carbonera, Conjuntos C1, Lutita E y areniscas superiores de carbonera (C1), en el campo de piedemonte de la cuenca, parte occidental.

---

<sup>8</sup> NOTESTEIN, Frank B. Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America. The Society, 1944. p. 51

<sup>9</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op.cit, p. 128.

<sup>10</sup> GUZMÁN GONZALES, A. et al Palynological Study on The Upper Los Cuervos and Mirador Formations. Brill Archive, 1967. p.7

<sup>11</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op.cit, pág. 49.

<sup>12</sup> Ibid pág. 51.

- **Unidad C8 (Lutita E4).** Está compuesta por una intercalación de lutitas acompañados de pequeños lentes arenosos, estas lutitas son de color gris verdosa, verde oscuro, su ambiente sedimentario es de carácter marino<sup>13</sup> Esta unidad presenta un espesor variable, desde 50 hasta 400 pies en toda la cuenca.
  
- **Unidad C7 (Unidad T1).** Está compuesta de areniscas depositadas en un ambiente marino con influencia deltaica con intercalaciones delgadas de limolitas Las arenas son de grano fino a medio y a veces conglomerático, esta unidad puede tener un espesor entre 250 pies a 280 pies de espesor en la cuenca.<sup>14</sup>
  
- **Unidad C6 (Lutita E3).** Está compuesta por niveles alternados de arcillolita en el tope además de presentar trazas de pirita, dolomita y carbón. Tiene un espesor máximo de 600 pies en el sector Cumaral-1 ubicado en el Meta y en el centro de la cuenca puede tener en promedio de 100 pies a 150 pies.
  
- **Unidad C5.** Esta unidad está compuesta principalmente por una alternancia de lutitas color gris claro, arenas poco consolidadas de grano medio y grueso, y limolitas. Su espesor puede variar entre 50 y 300 pies.<sup>15</sup> Así mismo esta unidad presenta depósitos marinos marginales.
  
- **Unidad C4.** Está compuesta por intercalaciones de areniscas, limolitas y lutitas. La limolita abunda en el tope y parte media, mientras que la base de la misma se encuentra pequeñas intercalaciones de lutitas<sup>16</sup> Puede tener un espesor máximo reportado de 1050 pies aunque en la parte central de la cuenca tiene un promedio de 150 a 300 pies.
  
- **Unidad C3.** Está compuesta por una alternancia de arenisca fina a gruesa, blanca y algunos pies de limolitas y arcillolitas de forma intercalada. También presenta niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca Tiene un espesor promedio de 150 pies y puede alcanzar hasta 700 pies en el suroeste.<sup>17</sup>
  
- **Unidad C2 (Lutita E).** Este es uno de los mejores sellos desarrollados dentro de la formación, está compuesta por lutitas grises y algunas limolitas en la parte media de la cuenca. Tiene un espesor promedio entre 100 y 200 pies aunque se han registrado espesores de 900 pies.<sup>18</sup>

---

<sup>13</sup> ARIAS, Heydy. 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). BUCARAMANGA: UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, 2012. p. 42

<sup>14</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op.cit, pág. 51.

<sup>15</sup> Ibid, pág. 51.

<sup>16</sup> Ibid, pág. 51

<sup>17</sup> Ibid, pág. 51

<sup>18</sup> Ibid, pág. 52.



➤ **Unidad C1 (Areniscas Superiores de la Formación Carbonera).** Esta unidad infrayace y se encuentra sellada por la Formación León, está compuesta por cuerpos arenosos intercalados con limolitas oscuras y lutitas grises. Su espesor aumenta de manera regular hacia el occidente alcanzando más de 2000 pies antes del piedemonte<sup>19</sup>. Esta unidad también contiene niveles de carbón, siderita y pirita.

**1.3.2.10 Formación León.** Pertenece al Mioceno medio y está compuesta por capas gruesas de lutitas y es la invasión más joven de los mares terciarios. Tiene espesores entre los 1980 y 2500 pies<sup>20</sup>. La formación posee un contacto discordante bajo la Formación Guayabo y un contacto concordante con la Formación Carbonera infrayacente. Se caracteriza por ser el sello más importante de esta cuenca.

**1.3.2.11 Formación Guayabo.** Está constituida principalmente por una alternancia de arcilitas y areniscas mal seleccionadas, ocasionalmente con niveles de conglomerados. El espesor de esta formación está entre 2000 y 13000 pies. En la parte central de la cuenca tiene una sección de 2000 a 8000 pies de arcilitas varicoloreadas y areniscas; hacia la base tiene influencia marina y hacia el tope: continental.<sup>21</sup>

## 1.4 MARCO GEOLÓGICO LOCAL

“Geológicamente, el Campo Rubiales es un extenso monoclinal de rumbo NNE-SSW, localizado en una porción de la cuenca de Antepaís, donde algunos sedimentos Paleógenos y Neógenos están descansando sobre rocas Precámbricas y Paleozoicas del Escudo de la Guyana.”<sup>22</sup> La unidad productora es la Formación Carbonera en la sub-unidad C7, llamada también “Arenas Basales” (operacionalmente). El Campo Rubiales es el resultado de la migración de aceite que se genera en las rocas Cretácicas del centro de la cuenca, donde su ruta de migración va preferencialmente desde el Arco de Santiago en el centro de la cuenca hacia los bordes de la misma, buzamiento arriba.<sup>23</sup> El hidrocarburo producido en estas arenas corresponde a un aceite negro que varía desde los 11.2° a los 14° API; la viscosidad varía entre 130 cp. y 710 cp. con valores promedio de 300 cp.<sup>24</sup>

---

<sup>19</sup> Ibid, pág. 52.

<sup>20</sup> Ibid, pág. 52.

<sup>21</sup> Ibid, pág. 52.

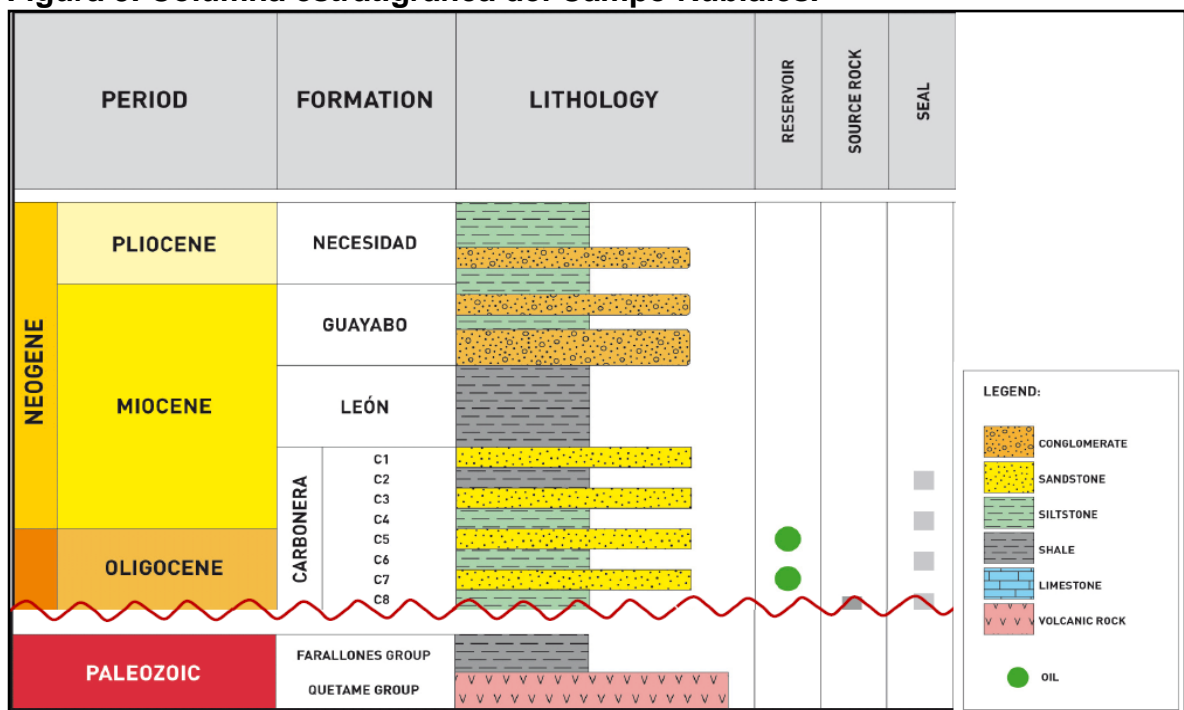
<sup>22</sup> GOMEZ, Yohaney *et al.* Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. En: X SIMPOSIO BOLIVARIANO EXPLORACIÓN PETROLERA EN CUENCAS SUBANDINAS H. p. 1.

<sup>23</sup> Ibid., p. 2.

<sup>24</sup> JUSTIFICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS RB-1226H, RB-1227H, RB-1228H y RB-1229H. [0]:2015. p. 1.

**1.4.1 Estratigrafía.** La estratigrafía local del Campo Rubiales está constituida por rocas que van desde el Paleozoico hasta el Terciario (Formaciones Carbonera, León, Guayabo y Necesidad). El reservorio de la cuenca está constituido por las areniscas del tercio inferior de la Formación Carbonera, denominadas operativamente como “Arenas Basales”, las cuales fueron depositadas en un ambiente fluvial y reposan discordantemente sobre rocas Paleozoicas. Este reservorio se encuentra entre los 2400 y 2900 pies de profundidad por lo que hay una baja sobrecarga, lo que hace que las rocas sean relativamente inconsolidadas<sup>25</sup>. En la Figura 3 se muestra la secuencia de las formaciones en el Campo Rubiales.

**Figura 3. Columna estratigráfica del Campo Rubiales.**



**Fuente:** DASILVA, Ángel, *et al.* (; Oil Distribution in the Carbonera Formation, Arenas Basales Unit. A Case Study in the Quifa and Rubiales Fields, Eastern Llanos Basin, Colombia&nbsp; En: AAPG International Conference & Exhibition. (Sempiembre 8-11 de 2013). 2014) p. 7.

**1.4.1.1 Pre-Terciario.** El tope del Pre-Terciario tiene la presencia de areniscas masivas, duras, cuarcíticas, con inclusiones de glauconita y niveles arcillosos blancos, caoliníticos. Sísmicamente el contacto entre el Pre-Terciario y la siguiente formación es claro debido a un fuerte contraste en sus registros eléctricos.

<sup>25</sup> GOMEZ. Op. Cit., p. 2.

**1.4.1.2 Formación Carbonera.** En el Campo Rubiales se subdivide esta Formación de base a tope en varias unidades de la siguiente forma:

➤ **Unidad Arenas Basales.** (Para algunos, es la unidad C7) constituye el reservorio principal del Campo Rubiales; a su vez está dividida en cuatro zonas, la zona 1 (al tope) constituye el yacimiento más importante del campo donde se han encontrado hidrocarburos en la mayoría de pozos perforados; ésta corresponde a una sucesión de areniscas cuarzosas con variaciones de grano fino a grueso bien seleccionadas, con algunas láminas de carbón; luego están la zona 2 y 3 donde en esta última se encuentra el contacto agua-petróleo por lo que no es de interés comercial con la tecnología de producción actual. El espesor de cada una de estas zonas varía dependiendo de estructuras internas y el relleno de paleo-valles. Los demás intervalos (Zona 4) ricos en cuerpos de arena tienen similar composición, en tanto que los niveles blandos alternan limolitas, areniscas y arcilitas. El espesor varía entre 130 y 240 pies, el contacto inferior con el Pre-Terciario es discordante y gradual hacia el tope, así mismo esta unidad se asocia con depósitos de origen fluvial y las electrofacies permiten interpretar acumulaciones clásticas de “canales apilados”, típicos de sistemas entrelazados.<sup>26</sup>

➤ **Unidad Arenas Intermedias.** Esta unidad a su vez está dividida en tres zonas, determinadas de base a tope como, “Arenas Intermedias Inferiores”, “Arenas Intermedias Medias” y “Arenas Intermedias Superiores”<sup>27</sup>. El primer intervalo o inferior está constituido por niveles de arenisca cuarzosa, blanca, translúcida, hialina, con tamaños de grano que varían de medio a muy grueso, pobremente seleccionadas y sin manchas de aceite, intercalados con niveles de lutita gris verdosa; el segundo intervalo o intermedio está conformado por una serie de intercalaciones de arena cuarzosa y arcilita de color gris claro, con menor presencia de limolita carbonosa; el intervalo superior está constituido por pelita con intercalaciones de lutita y niveles de arena, hacia el tope presenta niveles de carbón y hacia la base se observan delgados niveles dolomíticos. El espesor de esta unidad se encuentra entre los 360 y 415 pies. El contacto inferior con las Arenas Basales y, superior con la unidad C2, son gradacionales. Análisis palinológicos indican una edad Oligoceno (Zona de *Cicatricosisporitis dorogensis*) Mioceno Temprano (Zona de *Magnastriatites grandiosus*, *Retitricolporites elegans*) y un ambiente de tipo transicional-epicontinental.<sup>28</sup>

➤ **Unidad C2.** Este intervalo suprayace a la Unidad Arenas Intermedias e infrayace a la Unidad C1; está compuesta por lutita gris verdosa, físil, moderadamente compacta y con incrustaciones de pirita. El espesor varía entre

---

<sup>26</sup> JUSTIFICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS RB-1226H, RB-1227H, RB-1228H y RB-1229H. [0]:2015. p. 6.

<sup>27</sup> Ibid., p. 6.

<sup>28</sup> Ibid., p. 7.

100 y 110 pies. Esta unidad por sus asociaciones de microfauna y microflora indican una edad Mioceno Temprano y un ambiente de depositación transicional o parálico.

➤ **Unidad C1.** Corresponde a la parte superior de la Formación Carbonera y data del Mioceno Medio, está compuesta por niveles de arenisca cuarzosa, translúcida, hialina; los tamaños de grano varían de fino a grueso, son regularmente seleccionados y friables, los cuales están intercalados con niveles menores pelíticos. Tiene un espesor entre los 70 y 80 pies. Esta unidad se depositó en un ambiente parálico.<sup>29</sup>

**1.4.1.3 Formación León.** La Formación León data del Mioceno Tardío y se encuentra en todo el Campo Rubiales. Está compuesta principalmente por lutita oscura con intercalaciones de color gris verdoso claro y algunos niveles de arena cuarzosa; hacia la base se presentan niveles de limolita carbonosa, siendo de un ambiente de depositación lacustre con influencia marina y de plano costero. En el campo Rubiales esta formación tiene un espesor máximo de 750 pies.<sup>30</sup>

**1.4.1.4 Formación Guayabo.** Data de la edad del Mioceno tardío-Plioceno, está compuesta por una alternancia de conglomerados, areniscas, niveles arcillosos y algunos lentes de carbón hacia la base. El espesor de esta formación en el Campo Rubiales varía entre 1100 y 1300 pies.

**1.4.2 Geología estructural.** La estructura definida para el año 2008 consistía en un amplio monoclinal con una serie de ondulaciones internas sin identificarse fallamiento en éste. La extensión de este monoclinal es de más de 11600 acres, con rumbo NNE-SSW con dirección de buzamiento hacia el NW y con un ángulo de buzamiento promedio de 1 a 2 grados.<sup>31</sup> El campo se localiza en una parte de la cuenca antepaís del terciario, donde algunos de los sedimentos neógenos y paleógenos se depositan sobre rocas mucho más antiguas, posiblemente pre-mesozoico en su totalidad.<sup>32</sup>

Rubiales es un caso particular ya que se identifica un contacto original agua-aceite a diferentes profundidades del yacimiento “Arenas Basales” como se puede ver en la Figura 4.

---

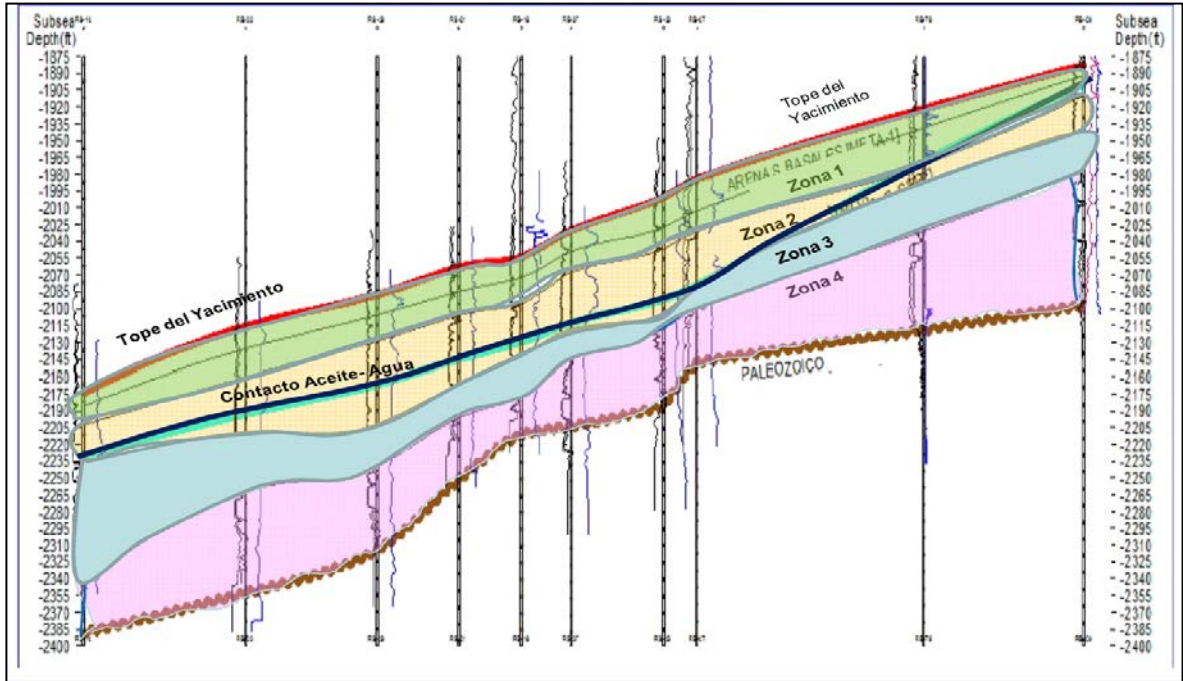
<sup>29</sup> Ibid., p. 7.

<sup>30</sup> Ibid., p. 7.

<sup>31</sup> GOMEZ *et al.* Op. Cit., p. 3.

<sup>32</sup> AMAYA, Angélica. Evaluación Técnico – Financiera de la tecnología de geonavegación con herramientas de resistividad azimuthal utilizadas en los Campos Quifa y Rubiales. Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. 2013. p 41.

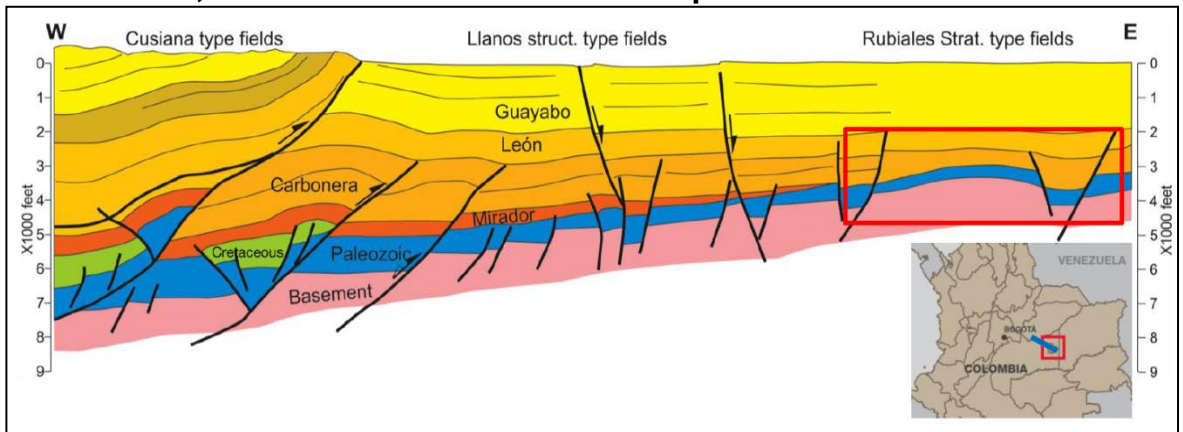
**Figura 4. Corte noroeste-sureste del Campo Rubiales.**



**Fuente:** GOMEZ *et al.*, 2009. Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. En: X SIMPOSIO BOLIVARIANO EXPLORACIÓN PETROLERA EN CUENCAS SUBANDINAS H. p. 3.

En la Figura 5 se puede observar un corte de la cuenca donde se evidencia la ubicación del Campo Rubiales.

**Figura 5. Corte Geológico Esquemático Regional de la Cuenca de los Llanos de Colombia, indicando la ubicación del Campo Rubiales.**



**Fuente:** DASILVA, Ángel *et al.*; Oil Distribution in the Carbonera Formation, Arenas Basales Unit. A Case Study in the Quifa and Rubiales Fields, Eastern Llanos Basin, Colombia. En: AAPG International Conference & Exhibition. (Septiembre 8-11 de 2013). 2014. p. 6.

**1.4.3 Geología del petróleo.** A continuación se hará una descripción del sistema petrolífero del Campo Rubiales

**1.4.3.1 Roca Generadora.** La principal roca generadora de la Cuenca de los Llanos Orientales son lutitas de la Formación Gachetá, esta unidad contiene kerógenos tipo II y tipo III con aceite y gas y con un contenido de materia orgánica entre un rango de 1 a 3% y un espesor de 150 a 300 pies<sup>33</sup>. La Formación Gachetá es de origen marino y es del Cretácico Tardío; está ubicada en el Piedemonte Llanero y se acuña hacia el este de la cuenca.

**1.4.3.2 Roca Reservorio.** Para el campo de estudio se tiene que los reservorios principales corresponden a la Unidad de Areniscas Basales de la Formación Carbonera, constituida principalmente por cuarzo-arenitas y arenitas sub-arcósicas de grano fino a grueso, regularmente seleccionadas, friables, con porosidad variable entre 25% y 34% y con permeabilidades del orden de 1 a 20 darcies. El espesor de esta unidad varía entre 134 y 250 pies.

**1.4.3.3 Migración.** Los hidrocarburos migraron lateralmente siguiendo los buzamientos regionales desde el piedemonte hasta las trampas estructurales y estratigráficas. Esta migración se presenta en dos fases: La primera se dio en el Oligoceno-Mioceno tardío y la segunda durante el Mioceno tardío-Plioceno. En el Campo Rubiales los hidrocarburos migraron desde el occidente de la cuenca hasta las “Arenas Basales”.

**1.4.3.4 Roca Sello.** En el Campo Rubiales el principal sello vertical está constituido por la capa arcillosa más profunda de la Unidad de Arenas Intermedias y tiene espesores entre 10 y 20 pies. Lateralmente el sello es un acuñamiento contra el Pre-Mesozoico.

**1.4.3.5 Trampa.** Los límites del reservorio en el Campo Rubiales son esencialmente estratigráficos, las variaciones del fluido están relacionadas a cambios de facies e intercalaciones de cuerpos arenosos y unidades arcillosas.

## **1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO RUBIALES**

El Campo Rubiales fue descubierto en el año de 1981 y empezó su producción importante hacia el año 2007 operado por la empresa Pacific Rubiales Energy;

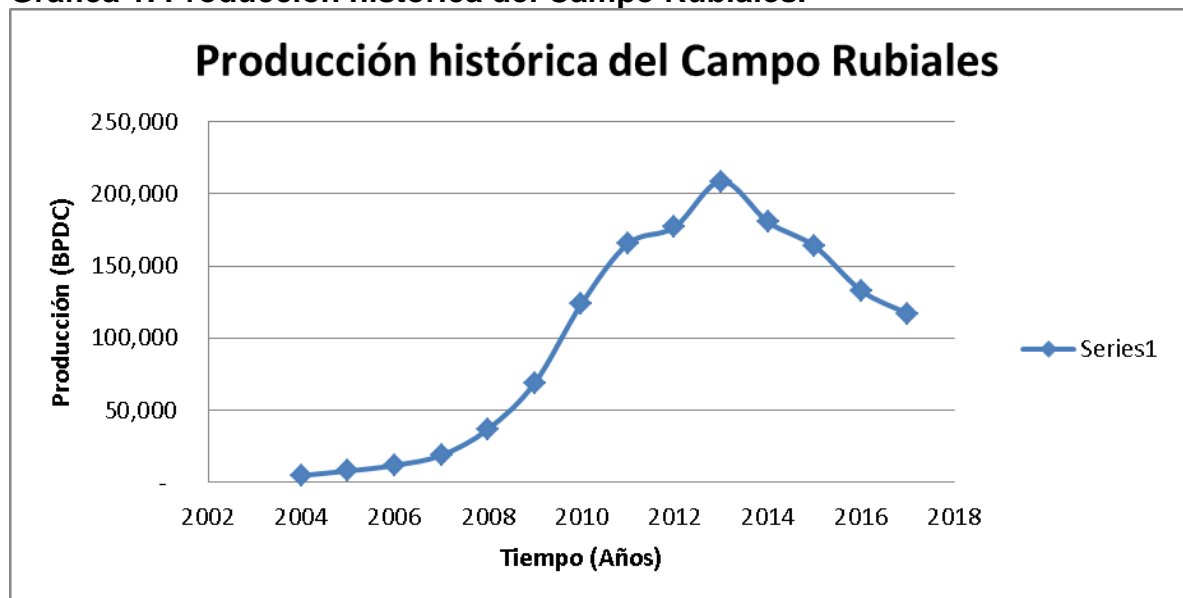
---

<sup>33</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS Ronda Colombia. 1010 [en línea] [citado octubre 15 de 2017] Disponible en World Wide Web: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

para el año de 2013 alcanzó niveles récord de 212.115 barriles de petróleo por día como se ve en la Gráfica 1, convirtiéndose en uno de los mayores campos productores del país, catapultándolo a superar la barrera del millón de barriles por día para Colombia.<sup>34</sup> Sin embargo, debido a la caída de los precios del barril para los siguientes años, su producción fue descendiendo hasta llegar a los 130.000 barriles por día aproximadamente para el año 2017.

En el año de 2016 Ecopetrol asume la operación del campo cuando se encontraba con una producción aproximada de 135.000 barriles de petróleo/día, sin dejar atrás que se tiene un corte de agua del 96%. Cabe mencionar que los proyectos futuros para este campo son la perforación de más de 1000 pozos que recuperen los niveles alcanzados por el campo en algún momento anterior. En la Gráfica 1 se puede observar la producción histórica del Campo Rubiales.

**Gráfica 1. Producción histórica del Campo Rubiales.**



**Fuente:** Asociación Colombiana del Petróleo. Informe Estadístico Petrolero. 2017.

**1.5.1 Método de producción.** El Campo Rubiales presenta un empuje activo de agua por lo que tiene un alto corte de producción de este líquido. En principio los pozos perforados en el campo eran verticales, sin embargo, estos presentaron bajos niveles de producción de hidrocarburos y altos niveles de producción de agua y se encontraban en un tiempo de bajos precios del barril.

<sup>34</sup> REVISTA SEMANA, Ecopetrol se hace con las llaves de Rubiales, Junio 6, 2016 [Consultado en Octubre 30 de 2017]. Disponible en: <http://www.semana.com/economia/articulo/campo-rubiales-pasa-a-manos-de-ecopetrol/479162>

Tiempo después de ser tomado por Pacific Rubiales Energy, se implementó la perforación de pozos horizontales con el fin de disminuir el corte de agua, alcanzando grandes tasas de producción y convirtiéndose en uno de los campos con mayor producción en el país.

**1.5.2 Características del Yacimiento.** El Campo Rubiales posee hidrocarburos con gravedades API entre 11.2 y 14.4°, así mismo su entrapamiento es estratigráfico, y puede tener porosidades promedio de 31%. En el Cuadro 1 se observan las características generales del yacimiento en el Campo Rubiales.

**Cuadro 1. Características generales del Yacimiento.**

<b>CARÁCTERÍSTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO</b>	
<b>Tipo de Trampa</b>	Estratigráfica
<b>Ángulo de Buzamiento</b>	1° al Noroeste
<b>Formación Productora</b>	Carbonera
<b>Edad geológica del Yacimiento</b>	Terciario (Oligoceno)
<b>Litología</b>	Intercalación de cuarzoarenitas con niveles lutíticos
<b>Profundidad Promedio (pies)</b>	2065 TVDss
<b>Espesor total (Prom pies)</b>	185
<b>Espesor neto petrolífero (Prom pies)</b>	30
<b>Saturación Inicial de Agua (%)</b>	34
<b>Saturación de Aceite Residual (%)</b>	20 - 29
<b>Temperatura (°F)</b>	145 - 164
<b>Porosidad Promedio (%)</b>	31
<b>Permeabilidad Promedio (mD)</b>	< 5000
<b>Gravedad API del aceite.</b>	11.2 - 14.4

**Fuente:** JUSTIFICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS RB-1226H, RB-1227H, RB-1228H y RB-1229H. [0]:2015. p. 8.



## 2. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se explican los conceptos básicos de la perforación de pozos, así como los tipos de pozos, las ventajas y desventajas que cada uno de estos conlleva y la toma de registros de pozo. Luego se hace una descripción de la geonavegación de pozos, así como las herramientas que se utilizan para la aplicación de esta técnica.

### 2.1 PERFORACIÓN

La perforación como la define Abellido<sup>35</sup> es un hueco que se hace en la tierra para atravesar varios estratos, consolidados y otros no consolidados. Toda formación requiere un sistema diferente de perforación por lo que se usan diferentes técnicas para cada tipo de intervalo.

Esta operación se hace con el fin de alcanzar un objetivo o una estructura geológica capaz de almacenar petróleo para posterior poder ser producida. Dicho procedimiento no podría darse sin la información adecuada de pozos cercanos que contribuyan a la planeación de trayectorias, ángulos, inclinaciones y otros parámetros de perforación; la ayuda de los registros eléctricos permite el estudio y determinación de algunos parámetros; no obstante presentan incertidumbre en algunas medidas (dejando al intérprete información errónea o poco precisa), es entonces cuando los registros no proporcionan la información necesaria y confiable para tomar decisiones, y la geo navegación permite solucionar algunos de los problemas que se presentan en la perforación horizontal, aportando en el cumplimiento de los objetivos , reducción de riesgos, costos y efectos adversos.

El desarrollo de una perforación exitosa en un campo petrolero está fuertemente ligado al avance en las tecnologías usadas, con el tiempo estos avances han ido sido de mayor impacto y más eficientes con el fin de reducir los tiempos operativos para la construcción de un pozo y así también reducir los costos que conlleva esta operación.

Es posible hablar de tres tipos de perforación, en donde cada una de ellas posee unas características y ventajas que facilitan bajo algunos parámetros o situaciones la perforación de un pozo:

---

<sup>35</sup> ABELLIDO, Abel. Manual de perforación manual de pozos y equipamiento con bombas manuales. Lima: 2004. p.24.

**2.1.1 Perforación vertical.** Es el primer y más simple tipo de pozos, este se hace de forma perpendicular, formando un ángulo de 90 grados con la corteza terrestre, con el fin de alcanzar el objetivo directamente y sin desviaciones. Para poder mantener la posición del pozo es necesario agregar herramientas y equipos necesarios que cumplan este objetivo. En el Cuadro 2 se ven los factores que pueden afectar el desarrollo de este tipo de perforación:

**Cuadro 2. Factores que afectan la perforación vertical.**

<b>Factores que afectan la perforación vertical</b>	
<b>Factores Geológicos</b>	Dureza de la formación (puede dificultar o facilitar el progreso de la perforación.
	Buzamiento o inclinación de las formaciones con respecto a la superficie como plano de referencia.
	Intercalación de estratos con diferentes durezas y buzamientos, influyen la trayectoria de la broca.
<b>Factores Mecánicos</b>	Longitud y peso de los tubos que componen la sarta de perforación
	Tipo de broca y velocidad de rotación de la sarta
	Peso de la sarta que actúa sobre la broca.
	Velocidad y caudal de salida del fluido de perforación.

**Fuente:** ZARATE, German. Presentación de clase perforación direccional. Bogotá. 2013. p.3.

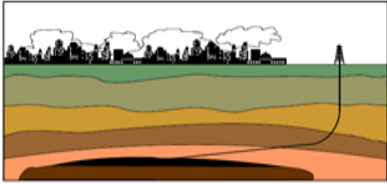

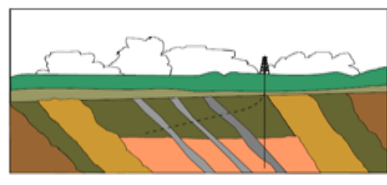
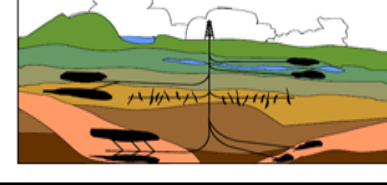
**2.1.2 Perforación direccional.** Schlumberger menciona que la perforación direccional se define como la práctica que permite controlar la dirección e inclinación de un hueco a lo largo de un rumbo planificado, hacia un objetivo subterráneo localizado a una distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación.<sup>36</sup>

<sup>36</sup> SCHLUMBERGER, Directional Drilling, [En línea], < <http://www.slb.com/services/drilling.aspx>>. [Citado en 23 de Abril de 2017].

Esta técnica es usada para poder corregir y controlar los problemas que se presentaban durante la perforación vertical y poco a poco ha tenido mayor fuerza y acogida en la industria para el completo desarrollo de los campos petroleros.

En el Cuadro 3, se muestran las diferentes aplicaciones que puede tener este tipo de perforación:

**Cuadro 3. Aplicaciones de la perforación direccional.**

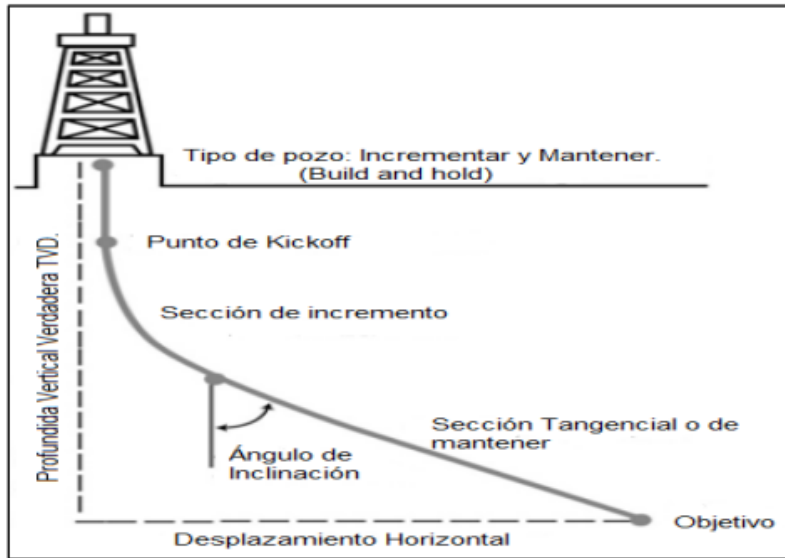
Aplicación	Característica	Ilustración
Locaciones Inaccesibles	Objetivos localizados, debajo de una ciudad, un río o en ambientes y áreas donde se hace necesario localizar la torre de perforación lejos, entonces la perforación direccional facilita el alcance del objetivo.	
Domos Salinos	Los domos de sal son encontrados como trampas naturales de acumulación de petróleo en estratos bajo capas duras, estos generan problemas severos a la hora de perforar. Lo que puede ser aliviado usando lodos saturados de sal, y otras soluciones muy importantes también es la perforación direccional para alcanzar el yacimiento, evitando los problemas ocasionados con la perforación convencional.	
Control de Fallas	Los huecos desviados son comunes en la perforación esto se da debido a fallas y se considera más fácil de manejar con la perforación direccional evitando así cruzar las líneas de falla.	
Múltiple exploración desde un solo pozo	En este caso se usa un solo pozo como punto de partida para perforar otros, estos permiten la exploración de ocasiones estructurales sin perforar completamente otros pozos.	

**Fuente:** PERDOMO, Ramón. Memorias curso directional drilling basics. Sperry Drilling; Halliburton. p.14. (Modificado por CÁRDENAS, Ana. 2013).

Este tipo de perforación tiene diferentes clasificaciones entre las que se encuentran:

- Tipo 'J': Este tipo de pozos se perfora verticalmente hasta el punto de inicio de la desviación, KOP, luego se va desviando hasta alcanzar el objetivo propuesto como se muestra en la Figura 6.

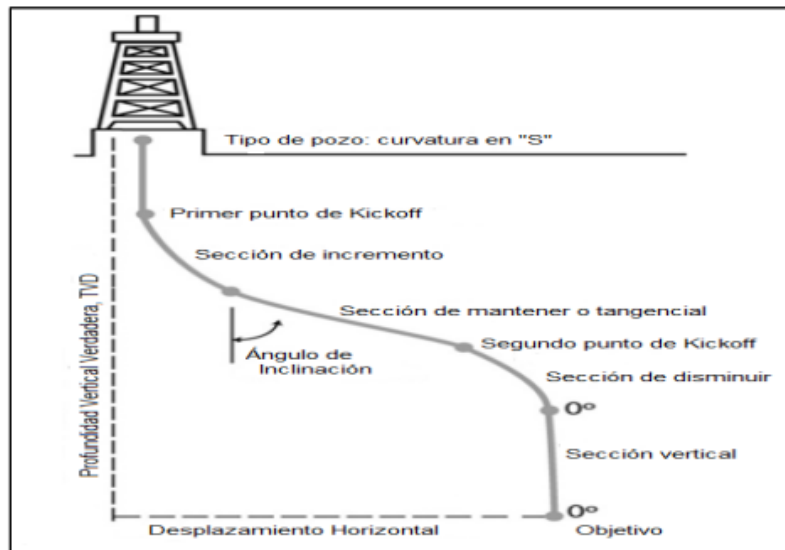
**Figura 6. Trayectoria de pozo tipo J.**



**Fuente:** MARQUEZ, G. Diseño de trayectorias de perforación de pozos petroleros utilizando algoritmos genéticos. 2008. p.19.

- Tipo 'S': Este tipo de perforación inicia igual que el tipo 'J', pero tiene un segundo punto de desviación, el cual se hace para alcanzar el objetivo de forma diferente o más precisa. En la Figura 7 se puede ver el esquema general de un pozo tipo S.

**Figura 7. Trayectoria de pozo tipo S.**

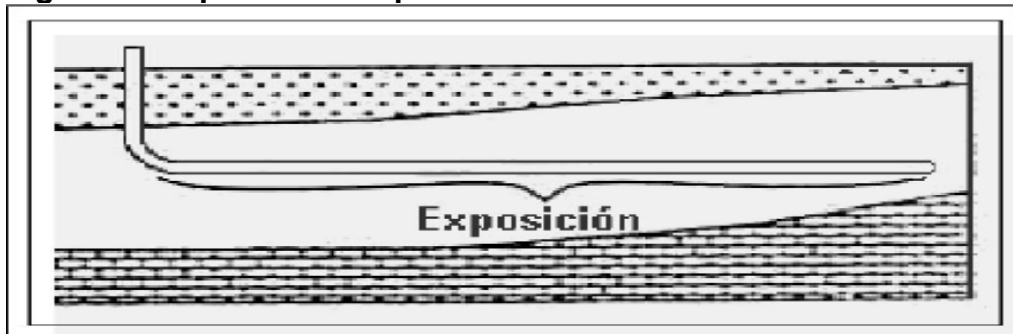


**Fuente:** MARQUEZ, G. Diseño de trayectorias de perforación de pozos petroleros utilizando algoritmos genéticos. 2008. p.20.

Así mismo se puede incluir dentro de esta clasificación a los pozos horizontales, pero se definirán de forma independiente con el fin de hacer un detallado estudio de estos pozos y el fin que tienen.

**2.1.3 Perforación horizontal.** Según Cárdenas <sup>37</sup> un pozo horizontal tiene un ángulo aproximado final de 90° con respecto a la vertical. Este tipo de pozos es usado para tener una mayor área de contacto con la formación productora y así aumentar la producción de ésta como se puede ver en la Figura 8.

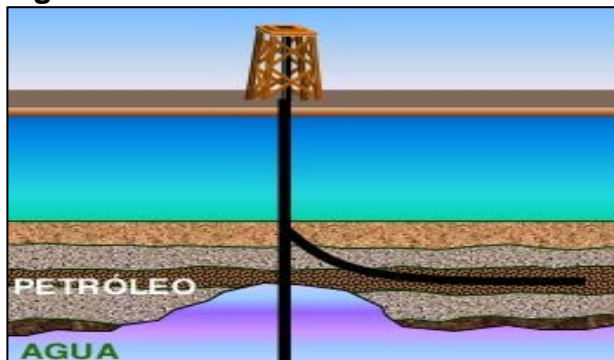
**Figura 8. Esquema de un pozo horizontal.**



**Fuente:** MORA, L. Presentación de clase de perforación direccional. Bogotá. 2017. p.15.

Como se puede ver en el Cuadro 4, este tipo de perforación tiene aplicaciones en formaciones donde los otros tipos de perforación no pueden llegar fácilmente, siendo de gran utilidad para desarrollo de campos con grandes eventos como zonas de difícil acceso con pozos verticales o desviados y dificultades geológicas como arenas objetivo de bajo espesor o problemas de conificación como se observa en la Figura 9.

**Figura 9. Control de conificación mediante pozos horizontales.**



**Fuente:** NOUS Group. Fundamentos de Exploración y Producción.

<sup>37</sup> CÁRDENAS, G. ARELLANO, J. Evaluación petrolera y métodos de explotación en el complejo Kumalob. Tesis Licenciatura. UNAM. Facultad de Ingeniería. 2008.

**Cuadro 4. Aplicación de pozos horizontales.**

Aplicación	Característica
Yacimientos naturalmente fracturados	Se perforan pozos horizontales para interceptar fracturas usando simultáneamente las propiedades de estas para drenar múltiples zonas y obtener alta productividad.
Problemas de conificación	Minimizan el problema al posicionarse en un espacio que evite la conificación.
Incremento de recobro	La longitud de un pozo horizontal proporciona una mayor área de contacto con el yacimiento por ende aumenta su producción.
Yacimiento Costa afuera	Reduce el numero de perforaciones necesarias para alcanzar el objetivo en caso de que se hiciera una perforación vertical, lo que lleva a reducción de costos y tiempos.

**Fuente:** HELMS, Lynn. Horizontal Drilling, Energy Information Administration, Office of Oil and Gas. Disponible [En línea]<https://www.dmr.nd.gov/ndgs/newsletter/NL0308/pdfs/Horizontal.pdf>, p.1. [Citado en 30 de Abril de 2013].

Los pozos horizontales se pueden clasificar dependiendo del radio de curvatura o de la longitud de la sección horizontal como se ve en el Cuadro 5:

**Cuadro 5. Tipos de pozos horizontales.**

Tipo de Pozo Horizontal	Longitud de radio (pies)	Angulos de levantamiento(Grados/pie)	Longitud seccion horizontal (pies)
Radio ultracorto	1 - 2	45 - 60	100
Radio corto	30 - 45	1 - 2	100- 150
Radio medio	300 - 700	0,08 - 0,35	500 - 3000
Radio largo	1000 - 3000	0,01 - 0,07	4000 - 6000

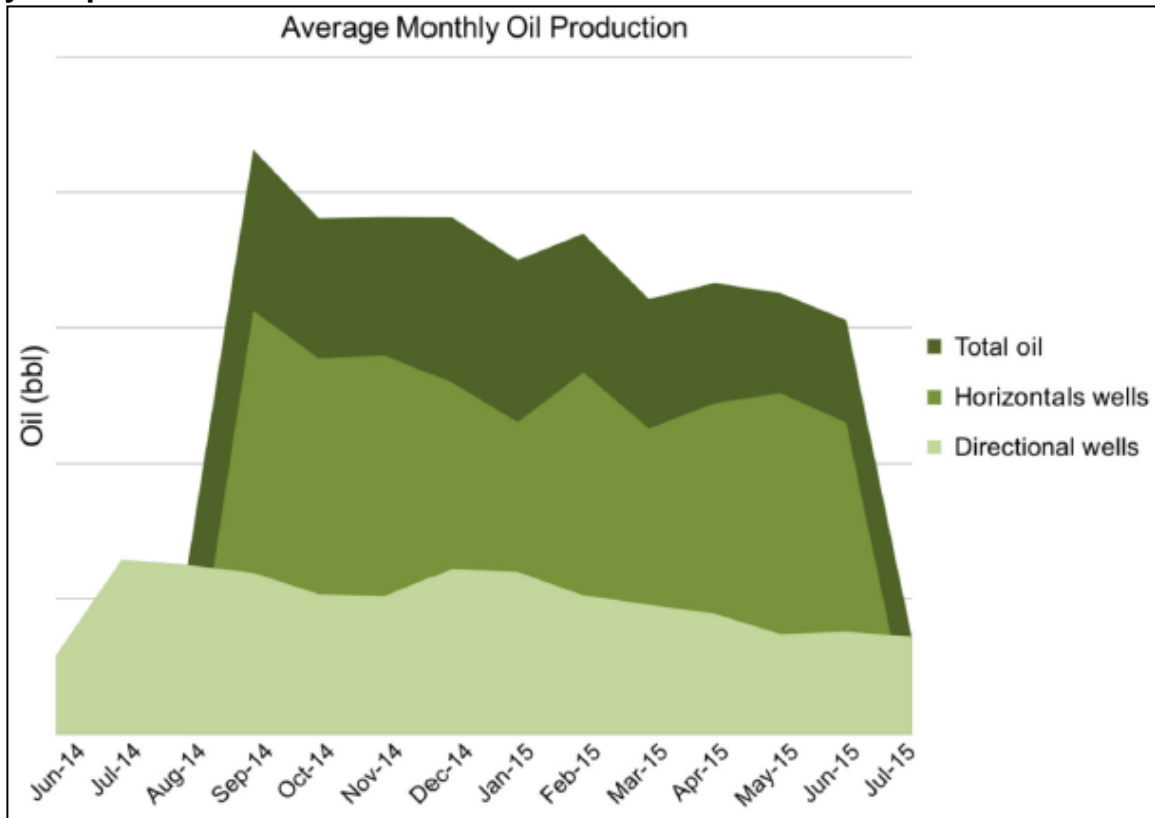
**Fuente:** ZARATE, German. Presentación de clase perforación direccional. Bogotá. 2013. p.3. [Modificado por CÁRDENAS, Ana. 2013].

La perforación horizontal presenta sin embargo ciertas desventajas entre las cuales resaltan:

- Los altos costos de perforación.
- Los tipos de completamiento a usar.
- Los tipos de lodos a usar.

Sin embargo, como se había mencionado antes este tipo de perforación aumenta significativamente la producción con respecto a los pozos anteriormente descritos. En la Gráfica 2 se muestra una comparación de la producción entre los pozos horizontales y los pozos direccionales.

**Gráfica 2. Comparación de la producción mensual de los pozos horizontales y los pozos direccionales.**



**Fuente:** RIOFRIO, K., SÁNCHEZ, H., LÓPEZ, M., VELÁZQUEZ, I., MEJÍA, E., Armas, C., BUSTAMANTE, C. Challenging Horizontal Well Placement in an Area with High Geological Uncertainty Using Proactive Geosteering Techniques. Society of Petroleum Engineers. 2015.

En la Gráfica 2 se puede observar la comparación que se hace de la producción obtenida, en un campo de petróleo de Ecuador, entre los pozos horizontales y los pozos direccionales, dando como resultado que los pozos horizontales tienen una

mayor recuperación de petróleo. Siendo esta una de las mayores ventajas para la realización de estos pozos. Para hacer una comparación de los tres tipos de pozos a continuación se presenta el Cuadro 6 con los beneficios y las limitaciones de cada uno de ellos:

**Cuadro 6. Diferencias entre los 3 tipos de perforación.**

<b>Tipo de perforación</b>	<b>Beneficios</b>	<b>Limitaciones</b>
Perforación Vertical	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Facilita bajar tuberías de revestimiento más grandes.</li> <li>▶ Permite la posibilidad de utilizar tubería de revestimiento extra en etapas posteriores en operaciones de construcción de pozos.</li> <li>▶ Brinda la posibilidad de minimizar el tamaño del pozo desde el principio, y un pozo más pequeño se perfora más rápido.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ La perforación vertical es crítica en secciones superiores de los pozos, donde la tortuosidad excesiva causa más esfuerzos de torsión y arrastre que a su vez llevarán a desgastes de la sarta de perforación y tubería de revestimiento, además de aumentar problemas con la limpieza del pozo, atascamientos e incapacidad para alcanzar la profundidad planeada debido a lo anterior.</li> </ul>
Perforación Direccional	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ La perforación direccional surge por la necesidad de explotar yacimientos de difícil acceso y con nuevos retos.</li> <li>▶ Evitan inconvenientes que no pueden ser controlados con la perforación vertical facilitando el alcance de objetivos cada vez más complejos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Existen factores limitantes que afectan la perforación direccional con el fin de tenerlos en cuenta y manejarlos de la manera más adecuada: torque reactivo, arrastre hidráulico, limpieza del hueco, peso sobre la broca y estabilización del hueco.</li> </ul>



**Cuadro 6. (Continuación).**

Tipo de perforación	Beneficios	Limitaciones
Perforación Horizontal	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ En algunos casos los operadores son capaces de explotar un yacimiento con un menor número de pozos.</li> <li>▶ Se puede evitar la declinación causada por bajas tasas de producción, eficiencias de recobro bajas y otras situaciones que puedan llevar a la decisión de abandono.</li> <li>▶ Teniendo el hueco entubado permite usar densidades de lodo menores, previniendo de esta manera daños.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Altos costos de perforación, debido a que normalmente se requiere mayor tiempo.</li> <li>▶ Se incrementa el riesgo de problemas operacionales, como la generación excesiva de sólidos a la hora de generar la curva.</li> <li>▶ Las opciones de completamiento son limitadas, en especial para aquellos casos donde se requiere controlar problemas ocasionados por altos cortes de agua o gas.</li> </ul>

**Fuente.** PERDOMO, Ramón. Memorias curso directional drilling basics. Sperry Drilling; Halliburton y HELMS, Lynn. Horizontal Drilling, Energy Information Administration, Office of Oil and Gas

## 2.2 GEONAVEGACIÓN

La geonavegación está definida como la técnica que permite ajustar la posición del pozo (inclinación y azimut), con la intención de alcanzar uno o más objetivos geológicos, controla la ubicación del pozo con el intento de mantenerlo dentro de la zona de interés y generar una máxima exposición al yacimiento.<sup>38</sup> La navegación estructural o geonavegación, que aprovecha la información obtenida de los registros LWD, también se puede definir como la combinación de análisis estructurales y las capacidades de modelado con las imágenes de la pared del pozo para generar modelos 3D que utilizan los perforadores para optimizar el posicionamiento de los pozos, en tiempo real.<sup>39</sup>

<sup>38</sup> CHINOOK CONSULTING SERVICES, Glossary of geosteering terms, 2004. [En línea] <<http://chinookconsulting.ca/News/Directional-drilling-glossary.html>>[Citado en 30 de Abril de 2013].

<sup>39</sup> AMER, Aimen, et al. Navegación estructural: Un camino hacia la productividad. En: OILFIELD REVIEW. vol. 25, p. 18.

Mediante la incorporación de modelos geológicos obtenidos de softwares especializados y los intervalos de confiabilidad en las interpretaciones que se les dan para mejorar los programas de perforación original, se pueden tomar decisiones en tiempo real siendo base de la geonavegación. Estos avances tecnológicos han permitido mejorar la producción del campo, optimizando la perforación de pozos y teniendo un mayor conocimiento de la geología presente en el reservorio.

La geonavegación es un proceso de decisiones correctas y oportunas en las cuales juega un papel fundamental el personal que lo lleva a cabo, teniendo como objetivo tener el mayor control del pozo y posicionarlo de la mejor forma para que tenga la mejor recuperación de petróleo en su vida productiva.

**2.2.1 Tipos de geonavegación.** Los equipos de fondo necesarios para perforar la sección horizontal han evolucionado constantemente en las últimas décadas y se han desarrollado metodologías y flujos de trabajo para el correcto posicionamiento de los pozos. Actualmente, se utilizan tres métodos o tipos de geonavegación para posicionar los pozos

**2.2.1.1 Geonavegación Pasiva.** La geonavegación pasiva permite el planteamiento geométrico del pozo, la geo correlación y confirmación de cambios estructurales, fallas, sin embargo, no permite la toma de decisiones con la información registrada durante la perforación, es decir que se debe seguir el plan de pozo de comienzo a fin sin posibilidad de alteración.<sup>40</sup>

Este primer método genera un modelo de respuestas de la herramienta de adquisición de registros, basado en las formaciones esperadas observadas en datos derivados de pozos cercanos. Se puede utilizar un software 3D para realizar un programa de perforación y la trayectoria del pozo.<sup>41</sup>

**2.2.1.2 Geonavegación Reactiva.** La geonavegación reactiva permite obtener medidas superficiales detrás de la broca, es decir, es una geo confirmación y correlación basada en lo que se ha perforado lo que significa que permite tomar decisiones y/o correcciones sobre cambios de trayectoria basados en lo que ya se ha perforado.<sup>42</sup>

El segundo método requiere conocer la orientación y la magnitud del buzamiento de la formación. Después de tener los datos azimutales obtenidos de las imágenes

---

<sup>40</sup> CÁRDENAS, Ana. Posicionamiento de un pozo horizontal en una formación de bajo espesor por medio de la técnica de geo-navegación pozo jaguar-27, 2013. p. 76.

<sup>41</sup> AMER. Op cit, p. 18.

<sup>42</sup> CÁRDENAS. Op cit, p. 76.

de pared de pozo, se puede estimar y extrapolar la orientación de la capa o formación objetivo.<sup>43</sup>

**2.2.1.3 Geonavegación Proactiva.** La geonavegación proactiva permite obtener lecturas superficiales y profundas lo más cercano posibles a la broca, permite una geo confirmación y correlaciones en lo que se está perforando en el mismo momento en que se están tomando los datos, y permite tomar decisiones sobre lo que aún no se ha perforado.

Para el tercer método se utiliza la detección de límites remotos para determinar proactivamente la orientación en la que se va a direccionar la broca. Al tener mediciones azimutales profundas se proporciona una advertencia temprana acerca de cambios en la capa objetivo y las capas adyacentes. Esta técnica mejora cuando se tienen contrastes de resistividad suficiente entre las capas objetivo y límites.<sup>44</sup>

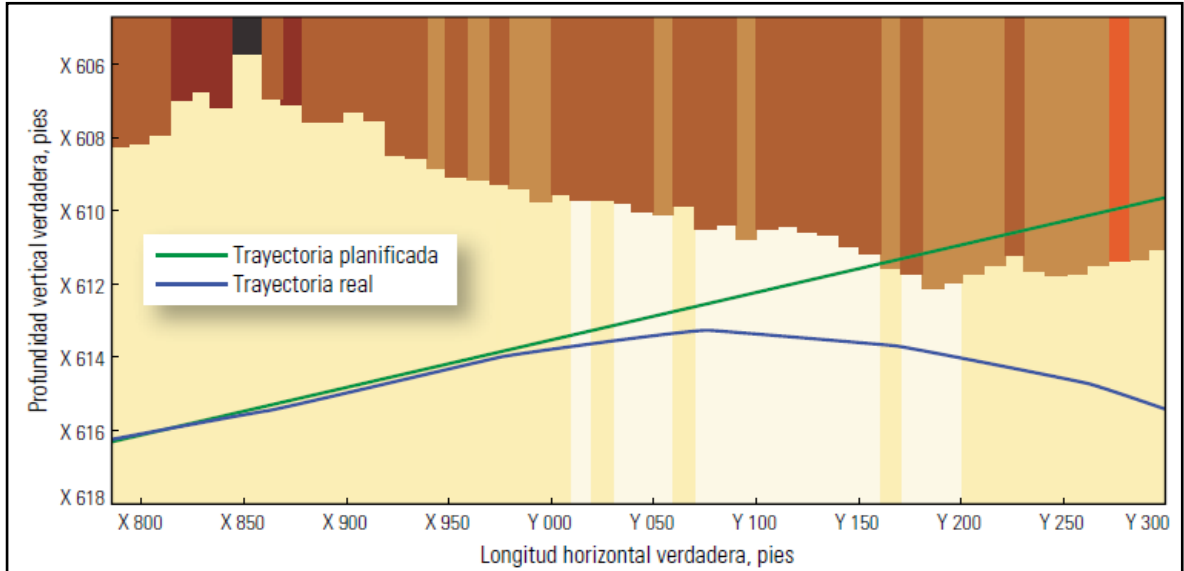
Actualmente las técnicas de geonavegación proactiva han tenido mayor cabida en la perforación de pozos horizontales en todo el mundo, siendo una técnica de gran éxito puesto que reducen los tiempos operativos al detectar anomalías o problemas ligados a la geología en tiempo real y que permiten la rápida adecuación del pozo para poder llegar al punto de interés, por otra parte las demás técnicas no prometen nada de esto haciéndolas obsoletas y raramente utilizadas para pozos horizontales. Debido a lo anterior cada vez que se hable de geonavegación en este documento se hará explícitamente refiriéndose a la geonavegación proactiva, descartando por completo la reactiva y pasiva.

---

<sup>43</sup> AMER. Op cit, p. 18.

<sup>44</sup> Ibid., P. 19.

**Figura 10. Trayectoria del pozo horizontal planificada vs real.**



Fuente: AMER, Aimen, et al. Navegación estructural: Un camino hacia la productividad. En: OILFIELD REVIEW. vol. 25, p. 19.

Como se puede ver en la Figura 10 al tener una lectura de las resistividades en las diferentes capas se pueden hacer correcciones a la trayectoria planificada para poder mantener el pozo dentro de la capa objetivo y así tener una longitud horizontal geonavegada más efectiva.

**2.2.2 Ventajas de la geonavegación.** El uso de la técnica de geonavegación provee cierto tipo de ventajas y se adecua a determinadas situaciones como la mejor opción para perforar pozos horizontales o desviados, dentro de estas se tienen:

- Permite un control adecuado de la inclinación y dirección del pozo (trayectoria), esta es quizás la principal ventaja y va correlacionada con la que se describe a continuación.
- Gracias a que obtiene información en tiempo real de aquello que se encuentre próximo a la broca permite tomar acciones preventivas o correctivas asegurando una navegación muy similar al plan de pozo realizado.
- Ayuda a tener un mejor conocimiento tridimensional del yacimiento gracias al uso de herramientas azimutales (estructura, fluidos y eventos geológicos como fallas, fracturas, acuíferos, facies, etc.).
- Debido a la alta precisión en navegación por la roca que proporciona la técnica, es ideal para la perforación a través de capas delgadas.
- Al obtener información en tiempo real del yacimiento de la misma manera es óptimo para perforar por zonas que posean alta incertidumbre geológica en base a estudios geo estadísticos, softwares y demás.

- Es posible que reduzca los tiempos de perforación ya que con un correcto uso de esta se descartan probables sidetracks, pinchamientos de arena o malos aterrizajes de los pozos.
- Reduce en gran medida la tortuosidad de los pozos.
- Retrasa la producción de agua si se logra realizar un aterrizaje lejos del contacto agua petróleo usando su alta precisión en navegación.

**2.2.3 Fundamentos de la geonavegación.** El fundamento de la técnica de geonavegación es el cálculo de la distancia de anticipación, como se ve en la Ecuación 1, esta distancia se refiere a la que se encuentra entre la broca y la formación de la cual las herramientas azimutales están tomando información en un momento dado. Conociendo lo que la broca perforara al recorrer determinada distancia es posible tomar acciones que me permitan cumplir con la trayectoria planeada del pozo.

De igual forma se requiere manejar una ROP (tasa de perforación) baja con dos finalidades; la primera es la de lograr una buena toma de los registros azimutales, la segunda es la de tener un tiempo de anticipación prolongado (Ecuación 2) con el cual se puedan realizar acciones preventivas o correctivas como se mencionó con anterioridad. En la Figura 11 se presenta el esquema del fundamento de la geonavegación.

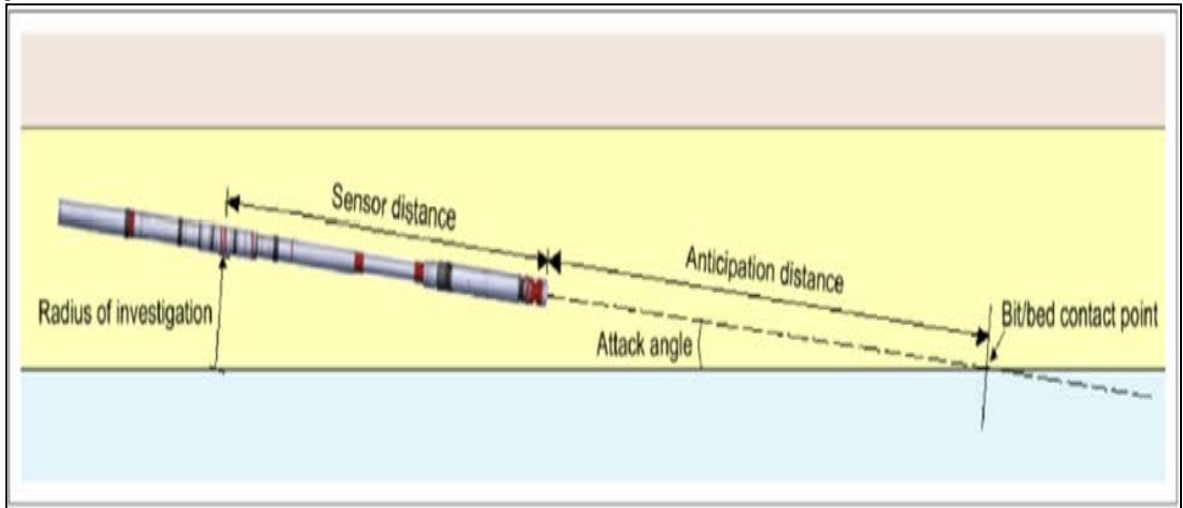
**Ecuación 1. Distancia de anticipación.**

$$\textit{Anticipation Distance} = \frac{\textit{Radius of investigation}}{\textit{Tan(Attack Angle)}} - \textit{Sensor Distance to Bit}$$

**Ecuación 2. Tiempo de anticipación.**

$$\textit{Anticipation Time} = \frac{\textit{Anticipation Distance}}{\textit{Rate of Penetration (ROP)}}$$

**Figura 11. Esquema del fundamento de la técnica de geonavegación proactiva.**



**Fuente:** RIOFRIO, K., SÁNCHEZ, H., LÓPEZ, M., VELÁSQUEZ, I., Mejía, E., ARMAS, C.,... BUSTAMANTE, C. (2015, Noviembre 18). Challenging Horizontal Well Placement in an Area with High Geological Uncertainty Using Proactive Geosteering Techniques. Society of Petroleum.177162-MS.

Se tiene entendido, gracias a la Ecuación 1, que entre mayor sea el radio de investigación proporcionado por la herramienta, mayor será la distancia de anticipación en la que se puedan tomar nuevas decisiones lo que hace más fácil la labor de posicionar adecuadamente el pozo. Para ir de lado de la técnica se implementaron el uso de las lecturas profundas en las herramientas, software de visualización y centros de operaciones remotos.

**Figura 12. Perforación geonavegada.**



**Fuente:** Halliburton Sperry Drilling

Como se puede observar en la Figura 12, la aplicación de las técnicas de geonavegación permite mantener la trayectoria del pozo dentro de la arena objetivo, permitiendo la detección temprana de topes o bases de la misma.

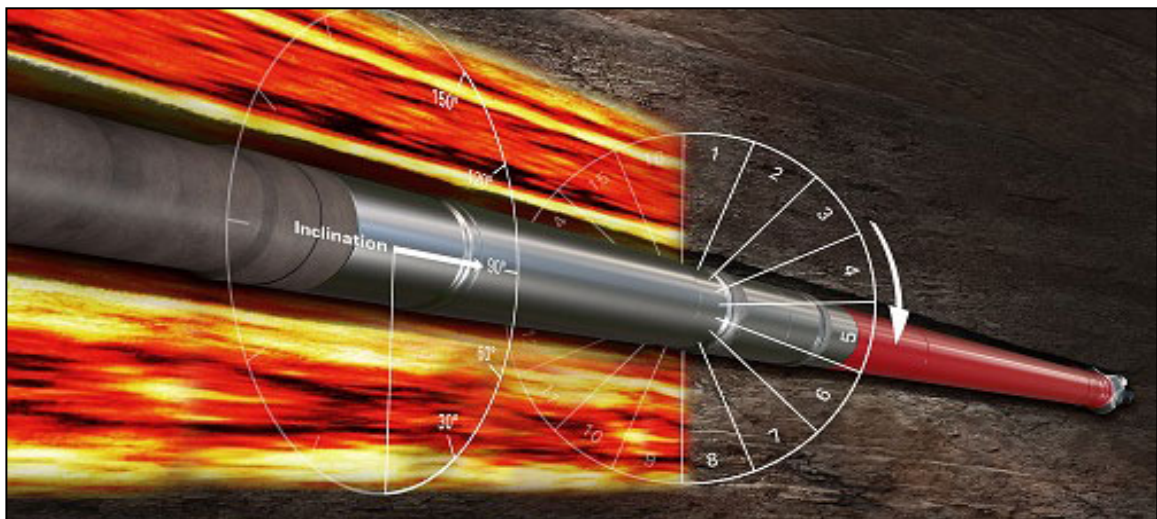
### 2.3 REGISTROS EN LA GEONAVEGACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

El objetivo final de los registros eléctricos es el de permitir evaluar las formaciones, es decir, determinar las propiedades y los fluidos que las rocas poseen, además de que las localiza en el espacio del subsuelo determinando su profundidad y espesor.<sup>45</sup>

Se destaca que dentro de la geonavegación de pozos horizontales es necesario llevar el registro de la localización y de las propiedades de las rocas y estratos que se perforarán con el fin de ubicar asertivamente el pozo según la trayectoria planeada y evitar incidentes que nos generen tiempos no productivos.

Para dicha labor los mejores registros son los que proporcionan una lectura de tipo azimutal, esta clase de herramientas facilitan el conocimiento detallado de lo que se perfora y lo que se perforará debido a un conjunto de sensores que rodean la sarta cubriendo 360° de lectura (usualmente 16 celdas), todo en tiempo real y con imágenes de fondo del pozo. Estas cualidades se adecuan a la precisión que requiere la geonavegación ya que reducen la incertidumbre geológica y permiten incrementar la eficiencia del pozo. En la Figura 13 se observa un ejemplo de la distribución de sensores de una herramienta azimutal.

**Figura 13. Ejemplificación de la distribución de los sensores para las lecturas de herramientas azimutales.**



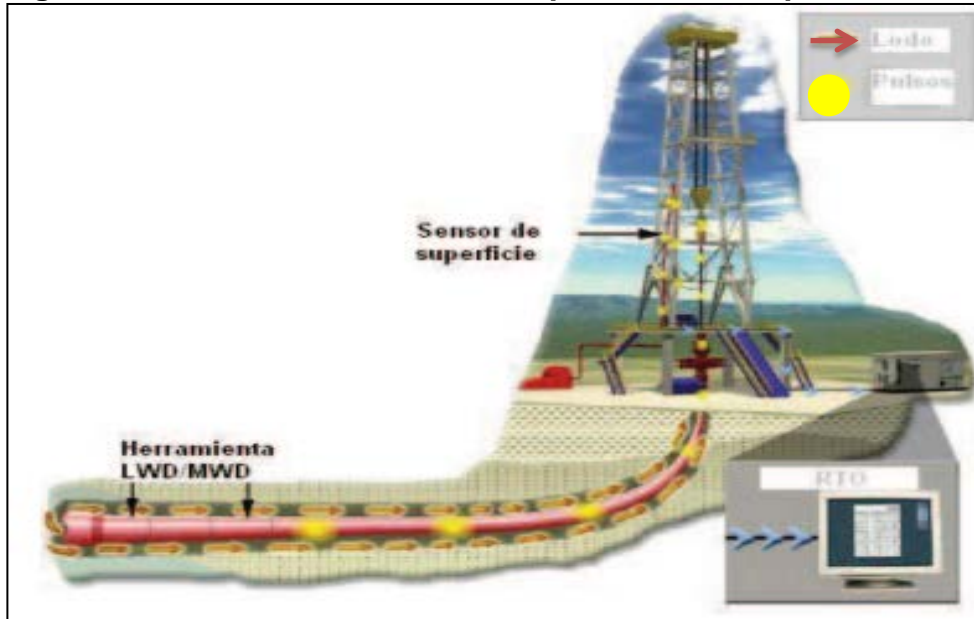
**Fuente:** Halliburton Sperry Drilling.

<sup>45</sup> BELTRAN DE AVILA, Luis Enrique. Registros eléctricos. 1995. Pág. 1



Mediante un sistema de telemetría se es capaz de ir recolectando la información con la mayor eficiencia para tomar las decisiones e ir modelando en softwares y diagramas de registros la información que se va obteniendo. La telemetría ya sea eléctrica, con fibra óptica, acústica, mediante pulsos de lodo o electromagnética constituye un sistema de medición transmisión y recepción a distancia de información. En la Figura 14 se muestra el esquema del sistema de telemetría de pulsos de lodo positivos.

**Figura 14. Sistema de telemetría de pulsos de lodo positivos.**



**Fuente:** Schlumberger, Registros durante la perforación.

Para perforar pozos horizontales se destacan los siguientes registros, clasificados dentro de la utilidad que se le da en el proceso de geonavegación:

- Lodo
- Pulsos

**2.3.1 Registros para identificar la litología.** Este tipo de registros de pozo son los más comunes de tener en cualquier pozo con el fin de obtener los primeros indicios de la litología presente de las rocas atravesadas por éste. Uno de sus objetivos es identificar las rocas porosas y permeables que puedan tener hidrocarburos presentes así como las rocas sellos. El registro más común para identificar la litología es el de 'Rayos Gamma (GR)' descrito a continuación:

**2.3.1.1 Registro de Rayos Gamma Azimutal (GR).** La curva de rayos gamma tiene la ventaja que puede obtenerse a través de un pozo entubado es decir que no presenta interferencia a través de metales como si es el caso del registro de



potencial espontáneo o SP<sup>46</sup>, esta es la principal razón por lo que se utiliza al geonavegar.

El registro de rayos gamma simplemente permite la medición de la radiación gamma natural de la formación y en casos específicos, puede reflejar el contenido de arcilla o lutita de las rocas. Los principales isótopos radioactivos (Potasio<sup>40</sup>, Torio<sup>232</sup> y Uranio<sup>238</sup>) suelen estar presentes en las arcillas y por consiguiente estas muestran una mayor radioactividad que las litologías asociadas. De forma inversa, arenas y carbonatos limpios típicamente exhiben niveles bajos de radioactividad debido a su bajo o nulo contenido de fosfatos y arcillas.

Las ventajas y aplicaciones de usar un sensor de rayos gamma residen en que:

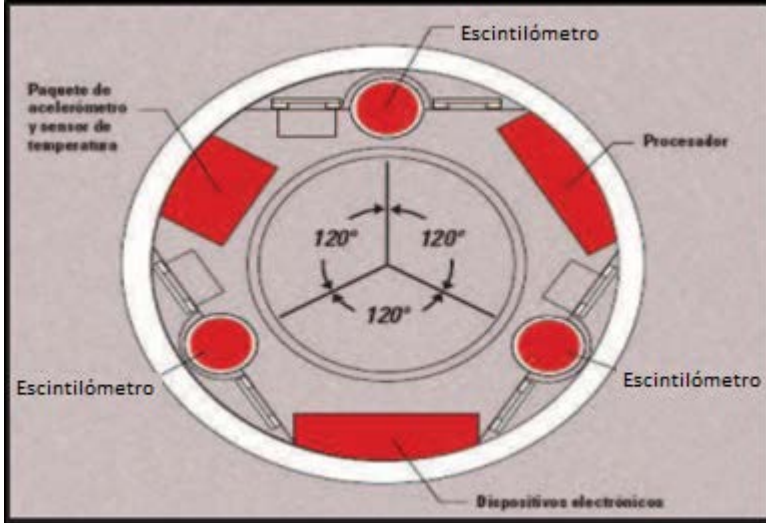
- Permite detectar la aproximación a capas tope o base con un contraste alto de este tipo de radiación (lutitas, anhidrita, etc.).
- Ayuda a mantener un control ajustado de la trayectoria en la perforación de formaciones con alta dificultad de navegación (capas delgadas).
- Optimiza el posicionamiento del pozo ya que permite conocer la estructura geológica del reservorio más ampliamente.
- Reduce la tortuosidad del pozo obteniendo retroalimentación inmediata de la posición del mismo para tomar decisiones.
- Maximiza el contacto con el reservorio gracias a que logra una visualización litológica en los alrededores del pozo mientras se rota la sarta o se desliza.

Como ya se mencionó la herramienta de rayos gamma azimutal a diferencia de la dual (común) consta de 16 sensores que cubren 360 grados de lectura. Se suele utilizar también a modo de confirmación de la información un sensor de rayos gamma un tanto más cercano a la broca (ABG, At Bit Gamma Sensor) que junto con un sensor ABI "At Bit Inclination" sirve para conocer la orientación que tiene la broca, sin embargo el ABG solo posee 3 sensores para cubrir los 360 grados de lectura. La presencia de estos sensores proporciona confianza y obtención de datos valiosos para la perforación. En la Figura 15 se muestra la configuración de la herramienta ABG y la Figura 16 una herramienta de rayos gamma azimutal.

---

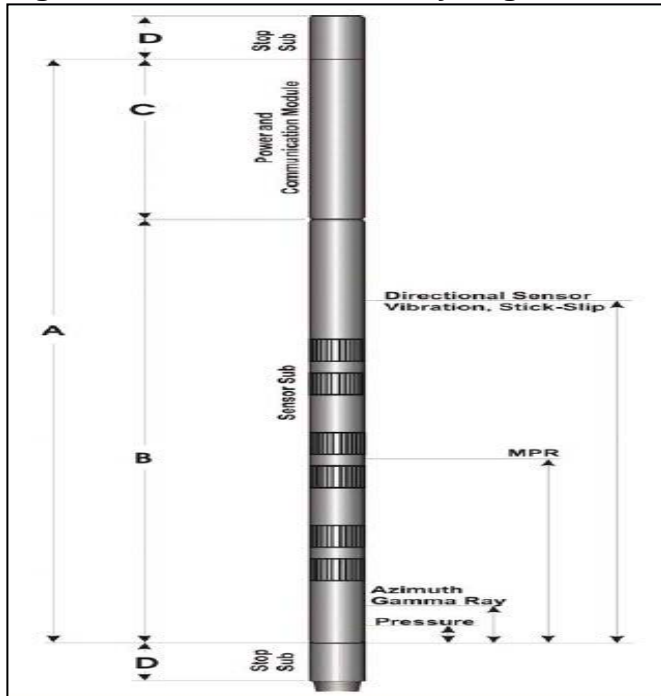
<sup>46</sup> BENDECK OLIVELLA, Jorge. Registros eléctricos, una herramienta para la evaluación de formaciones. 1992.

**Figura 15. Detector de destellos sensor ABG.**



**Fuente:** Halliburton Sperry Drilling

**Figura 16. Herramienta de rayos gamma azimuthal.**



**Fuente:** BAKER HUGHES. Product overview.

**2.3.2 Registros para medir porosidad de las formaciones.** Luego de identificar las zonas con la litología más común que puedan almacenar los hidrocarburos es necesario saber la capacidad que tienen para poder almacenarlos por lo que los registros de porosidad pueden dar valores aproximados de la porosidad presente de cada estrato.

**2.3.2.1 Registro de Litodensidad Azimutal.** El registro de litodensidad es una herramienta encargada de la medición de los electrones en la formación por medio de una fuente de rayos gamma y dos receptores específicos a dichos rayos<sup>47</sup>. El comportamiento de los rayos en la formación está atado a tres principios físicos que describen la interacción entre estos y las moléculas que puedan encontrar en su recorrido (electrones o núcleos de los átomos) y son los siguientes:

- El efecto fotoeléctrico, que ocurre cuando el fotón choca con un electrón y transfiere su energía al mismo en forma de energía cinética.
- El efecto Compton, es la base de la medida del registro, ocurre cuando el fotón choca con un electrón de la formación reduciendo en parte su energía pero no lo suficiente para detener su movimiento. Se intuye que el efecto es proporcional al número de electrones presentes.
- La producción de pares, ocurre cuando el rayo gamma choca con un núcleo repartiendo su energía en la masa de un protón y un electrón y en su energía cinética.

El número de electrones que pueden transmitirse de la fuente a los receptores una vez expuestos a los diferentes procesos físicos mencionados, es proporcional a la densidad de la formación, ya que para la mayor parte de los minerales la densidad de electrones es igual a la densidad total. En las formaciones con una densidad baja, es decir una alta porosidad, la mayoría de los rayos gamma llegan al receptor, mientras que si la densidad de la formación es alta, la mayoría de los rayos gamma quedan atrapados en ella debido a los efectos físicos explicados.<sup>48</sup>

El registro se usa principalmente para la evaluación de la porosidad, sin embargo es útil también para la identificación de gas en combinación con el registro neutrón mediante el efecto mariposa (cruce de los registros densidad y neutrón) como se puede observar en la Figura 18, la determinación de la densidad de hidrocarburos y la evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas.

---

<sup>47</sup> Ibid., p.142.

<sup>48</sup> BELTRAN DE AVILA. Op cit, p. 30.

**Ecuación 3. Densidad promedio según la litología y los fluidos en los poros.**

$$\phi = \frac{\rho_{matriz} - \rho_{total}}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}}$$

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

En la Ecuación 3, se tiene que la  $\rho_{matriz}$  es la densidad de la matriz en la litología de estudio, esta es un valor constante determinado en algunas tablas como la que se muestra en el Cuadro 7 para litologías ideales;  $\rho_{fluido}$  es la densidad del fluido que satura la roca en el lugar de estudio y finalmente  $\rho_b$  es la “densidad bulk” o densidad total del sistema que lee la herramienta durante la corrida.<sup>49</sup>

**Cuadro 7. Densidad de la matriz y algunos fluidos utilizados en la ecuación 3.**

Componente	Densidad del componente (gr/cm <sup>3</sup> )
Arenisca (cuarzo)	2,65
Calcita	2,71
Dolomita	2,87
Anhidrita	2,98
Halita	2,04
Barita	4,09
Clorita	2,75
Caolinita	2,62
Montmorillonita	2,01
Carbón bituminoso	1,4
Agua dulce	1
Agua salada (200 ppm NaCl)	1,11
Petróleo	0,85
Gas	0,08

**Fuente:** BENDECK, O. Registros eléctricos, una herramienta para la evaluación de formaciones. 1992.

El uso de esta herramienta asegura las siguientes ventajas en la perforación:

<sup>49</sup> Ibid., p. 39.

- Mide la inclinación estructural facilitando la generación de modelos en tiempo real de la geología.
- Facilita la detección de gas con ayuda del registro neutrón debido al efecto mariposa.
- Confirma valores como la porosidad, la litología y la presión de poro en tiempo real.

**Figura 17. Herramienta Azimutal de Litodensidad.**



**Fuente:** Halliburton Sperry Drilling.

El registro Azimutal de litodensidad, observado en la Figura 17 (ALD, Azimutal Lithodensity Sensor), obtiene valores de densidad y  $\Delta \rho$  rotando en 16 sectores radiales orientados azimutalmente tomando de referencia el norte magnético.

**2.3.2.2 Registro Neutrónico.** El registro neutrón o neutrónico se encarga de determinar la porosidad a partir de la identificación de la cantidad de fluidos en la formación, esto lo hace gracias a que reacciona con la cantidad de hidrogeno presente en ella, elemento ligado proporcionalmente al agua o aceite en la formación.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras de masa similar al átomo de hidrogeno. Una vez se induce una propagación de este tipo de partículas dentro de la formación, estas inician una interacción con todas las partículas que se encuentren en su camino, sin embargo sólo los átomos de hidrogeno generarán un choque inelástico con ellas debido a su similitud en masa haciendo que la energía del neutrón disminuya considerablemente, esta situación no ocurrirá con ningún otro tipo de átomo con el cual el neutrón se encuentre. Una vez que la energía de la partícula se vea reducida por múltiples choques con átomos de hidrogeno, esta podrá ser captada por un tipo de átomos especiales (cloro, hidrogeno o silicio) los cuales emitirán un rayo gamma debido a la excitación que genero la captura del neutrón.<sup>50</sup>

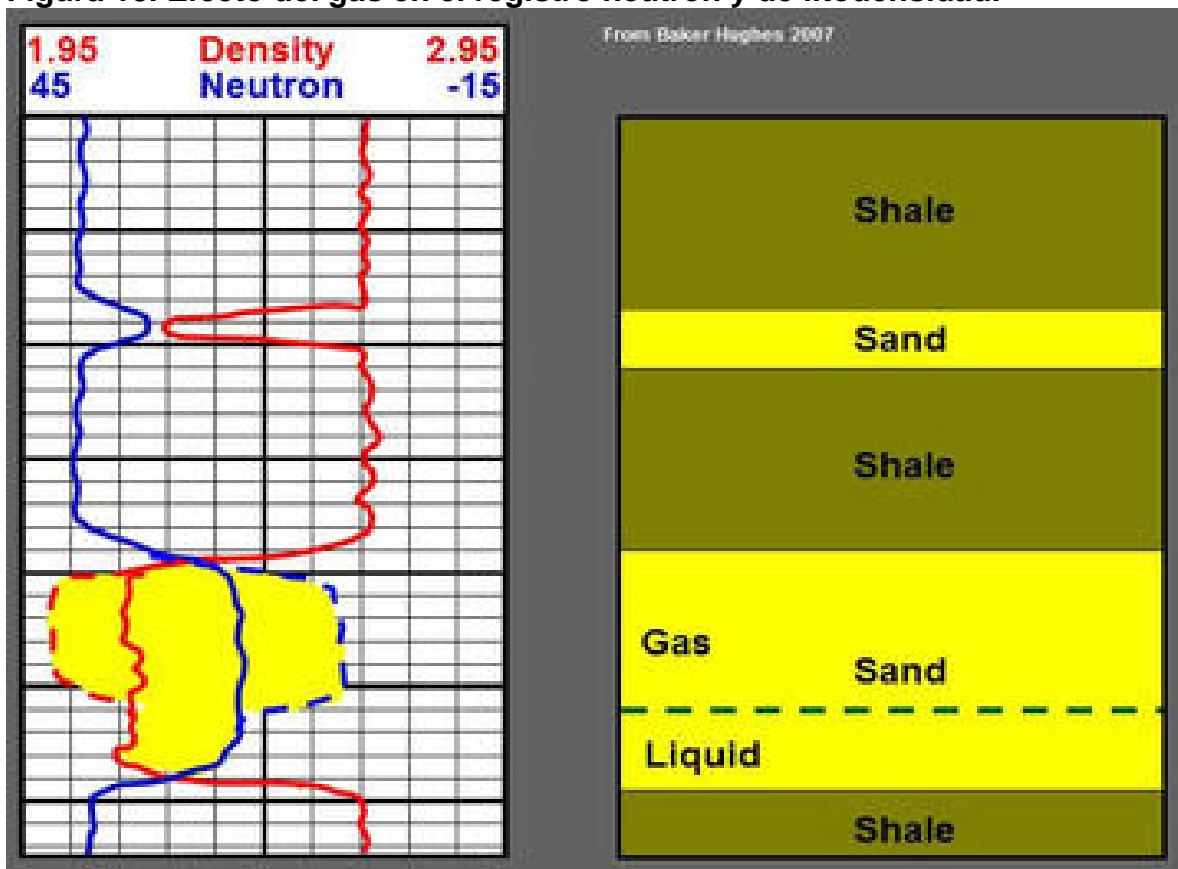
La captación de los rayos gamma que desprenden los átomos al atrapar los neutrones es lo que los sensores detectan, es decir que entre mayor cantidad de

<sup>50</sup> Ibid., p. 45.

agua y petróleo se encuentre en el espacio poral de la formación, los neutrones tendrán una mayor probabilidad de perder su energía hasta ser absorbidos y la formación emitirá una mayor cantidad de rayos gamma que serán captados por los receptores de la herramienta. A mayor cantidad de fluidos registrados por la herramienta significa un mayor volumen de poros en la formación saturados por estos.

Existe un evento de gran utilidad y curiosidad con el uso de esta herramienta en zonas saturadas con gas, ya que la proporción por unidad de volumen poral a condiciones de yacimiento de hidrogeno es menor en gases que en el agua y el petróleo, la herramienta muestra una lectura baja, como si se tratase de una zona con baja porosidad, sin embargo si se compara con otro tipo de registro que determine porosidad y este muestra una alta lectura de la misma, se puede decir que dicha zona tiene una saturación considerable de gas que el neutrón no pudo detectar como se muestra en la Figura 18 (efecto mariposa).

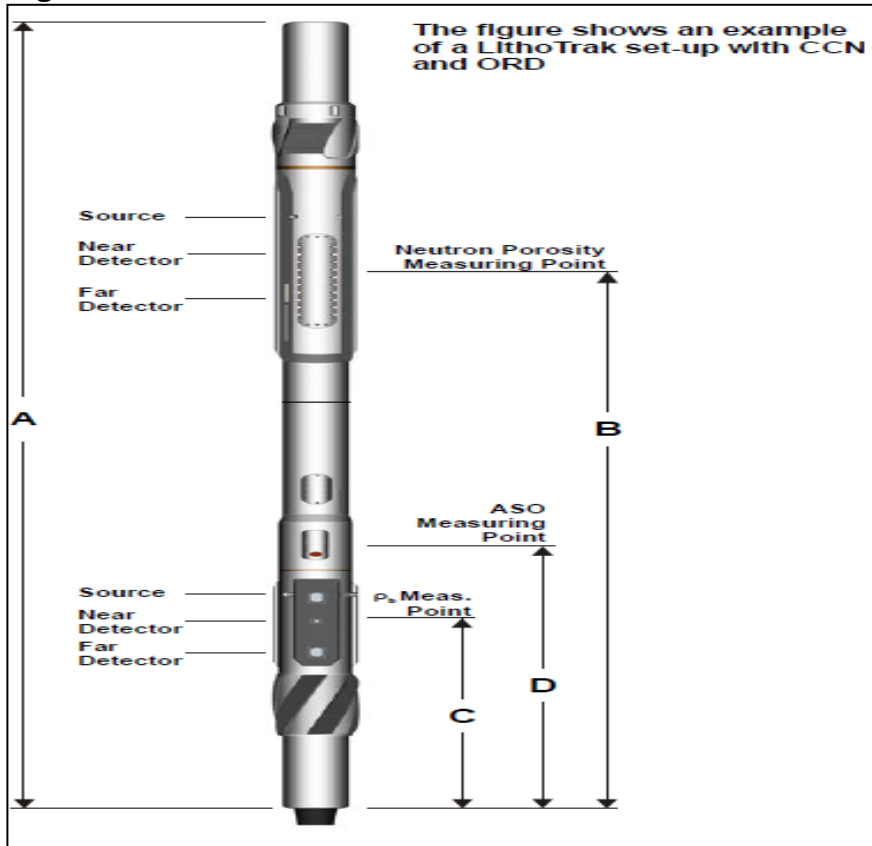
**Figura 18. Efecto del gas en el registro neutrón y de litodensidad.**



**Fuente:** Página web: <https://www.gns.cri.nz/Home/Learning/Science-Topics/Fossil-Energy/Producing-Hydrocarbons/Oil-and-Gas/Wireline-Logging>.

En la Figura 19 se presenta el esquema general de las herramientas que miden litologías y porosidades por medio de un registro neutrón.

**Figura 19. Herramienta para medición de litologías y porosidades usando registro neutrón.**



Fuente: BAKER HUGHES. Product overview.

**2.3.3 Registros para medir la Resistividad de las formaciones.** Podemos definir resistividad, como la resistencia eléctrica por unidad de volumen que presenta cierto material al paso de la corriente eléctrica y que se presenta como una propiedad intrínseca del mismo, es decir que es independiente del tamaño y forma de la materia. En otras palabras los registros de resistividad nos ayudan a conocer la capacidad de una sustancia a resistir el flujo de corriente eléctrica dentro de la roca. La inductividad no es más que el recíproco de la resistividad, también se le conoce como conductividad.

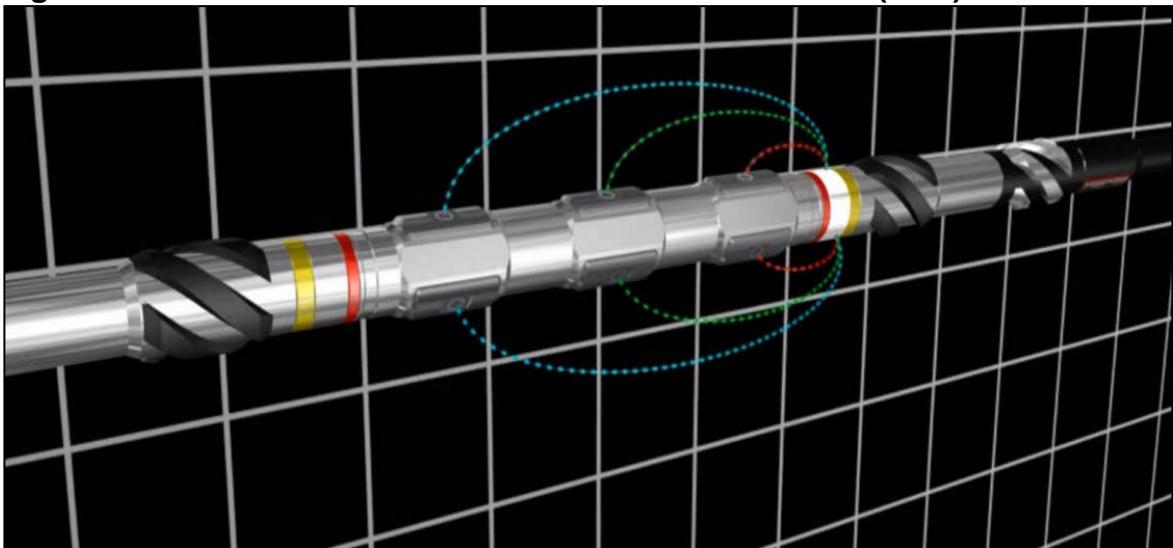
**2.3.3.1 Registro de Resistividad Azimutal.** La gran mayoría de formaciones están conformadas por rocas que cuando secas, no conducen corriente eléctrica; esto significa que la roca posee conductividad cero o resistividad infinitamente

grande.<sup>51</sup> Mientras el agua con sales en solución permite el flujo de la corriente, es decir su resistividad es baja, este hecho nos permite diferenciar entre formaciones productoras y no productoras ya que el petróleo maneja una conductividad baja pero mayor al de la roca.

Existen cinco variables que afectan principalmente la resistividad en la formación: la concentración de sales en el agua (una alta concentración de sales mejora la conductividad de la formación), la temperatura del yacimiento (altas temperaturas reducen la resistividad y favorecen la conducción), porosidad (mayor porosidad implica mayor proporción de fluidos que tienen mejor conductividad que la roca), litología y saturación de agua.<sup>52</sup>

Un término importante cuando se habla de este tipo de registro es el radio de investigación, este se refiere al alcance radial (se toma como una esfera con centro en la fuente de emisión comúnmente, pero se pueden presentar excepciones) de la señal eléctrica que se induce y es independiente de cada herramienta. Se pueden presentar lecturas someras, intermedias, profundas y muy profundas dependiendo de dicha variable y comúnmente se utiliza más de una herramienta con diferentes radios de investigación, ya que es útil para determinar el radio de invasión del lodo de perforación y conocer de forma más completa el estrato de estudio.

**Figura 20. Herramienta de resistividad azimuthal enfocada (AFR).**



**Fuente:** <http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/geosteering-services/afr-sensor.page>.

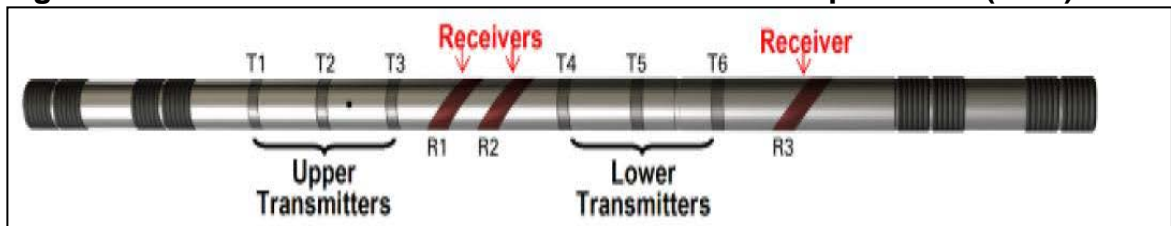
<sup>51</sup> BENDECK OLIVELLA. Op cit, p. 278.

<sup>52</sup> BELTRAN DE AVILA. Op cit, p. 78



Se puede observar a la derecha de la Figura 20 el emisor de las ondas, y a la izquierda los receptores. A medida que hay mayor distancia entre estos dos (emisor-receptor) mayor será el radio de investigación y la lectura de la herramienta. Obtiene la información en 64 diferentes direcciones azimutales pero comúnmente se trabaja con 16.

**Figura 21. Sensor de Resistividad Azimutal de lectura profunda. (ADR)**



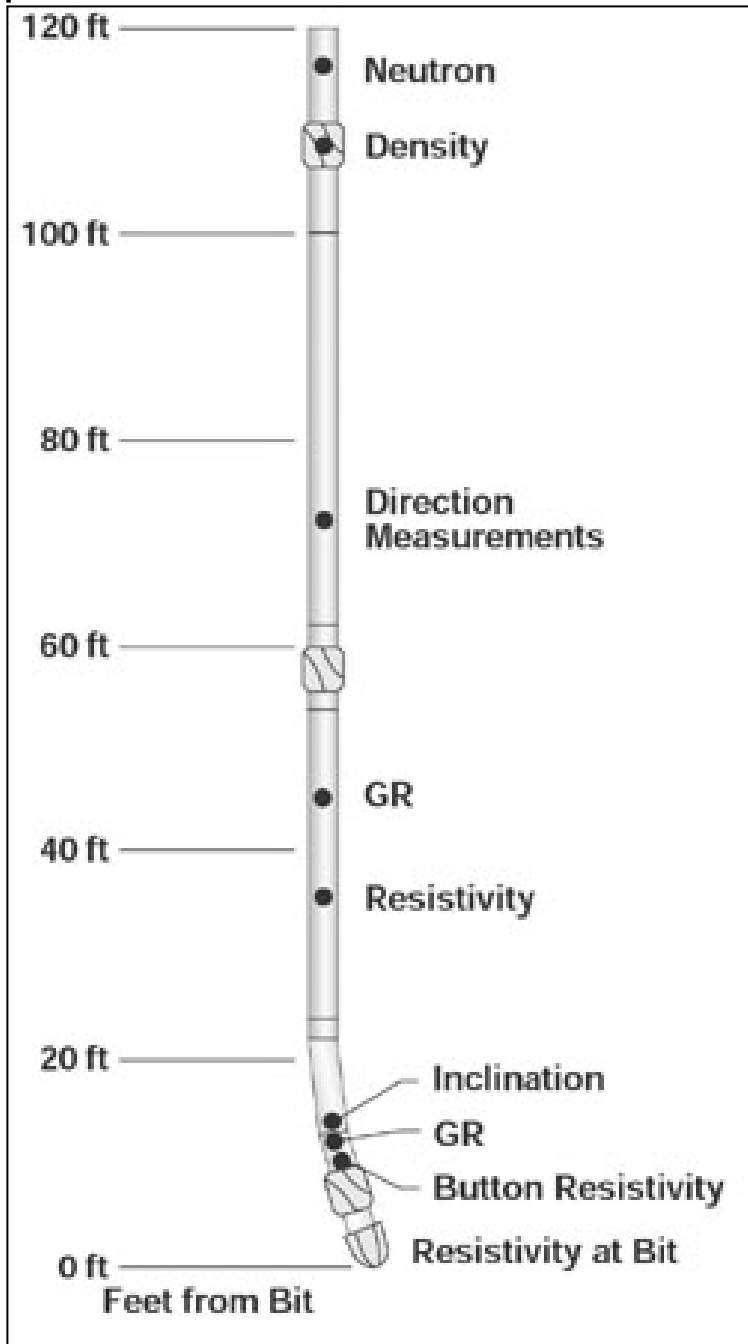
**Fuente:** DOUGLAS, J. Deep Electrical Images, Geosignal and Real time inversion help guide steering decision.

Esta herramienta (ADR), observada en la Figura 21, se caracteriza por la obtención de información de 32 direcciones diferentes a 14 diferentes profundidades de investigación, usando 6 transmisores y 3 receptores integrados para su funcionamiento como se muestra.

La cantidad de sensores, distancias de investigación y direcciones para obtener información son independientes de cada herramienta y diferentes para cada fabricante, por lo que estos valores pueden cambiar pero al final se realizan para acomodar las herramientas a diferentes escenarios y tener una amplia variedad en el mercado.

Como puede observarse en la Figura 22, se suelen colocar dos herramientas de resistividad y rayos gamma en la configuración de la sarta comúnmente uno en la broca (at bit) y otro un poco más arriba justo antes de las herramientas MWD, esta práctica permite tener mucho más control de lo que se va a perforar y de la ubicación actual de la sarta completa. Es especialmente útil en las secciones de construcción y en la geonavegada.

Figura 22. Ensamblaje de registros típico para realizar geonavegación de pozos horizontales.



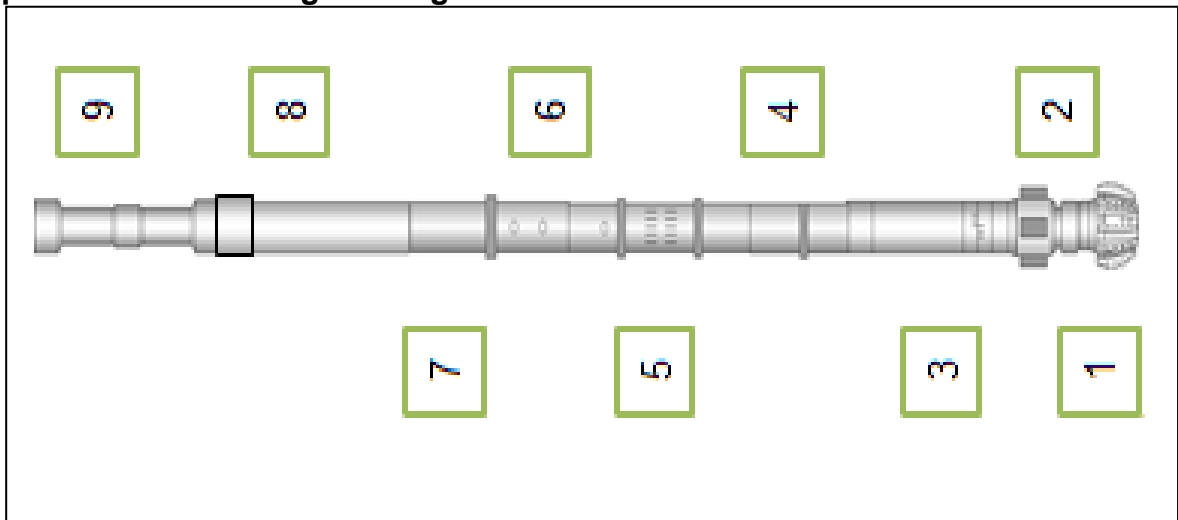
Fuente: Halliburton, Petroleum Well Construction.

## 2.4 HERRAMIENTAS PARA PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES GEONAVEGADOS

Para la construcción de pozos horizontales se requiere de personal tal como un geólogo y un perforador direccional, los cuales hacen uso de diferentes herramientas y técnicas según su conocimiento y experiencia para lograr el posicionamiento planeado y con las características deseadas con el fin de obtener el éxito del proyecto.

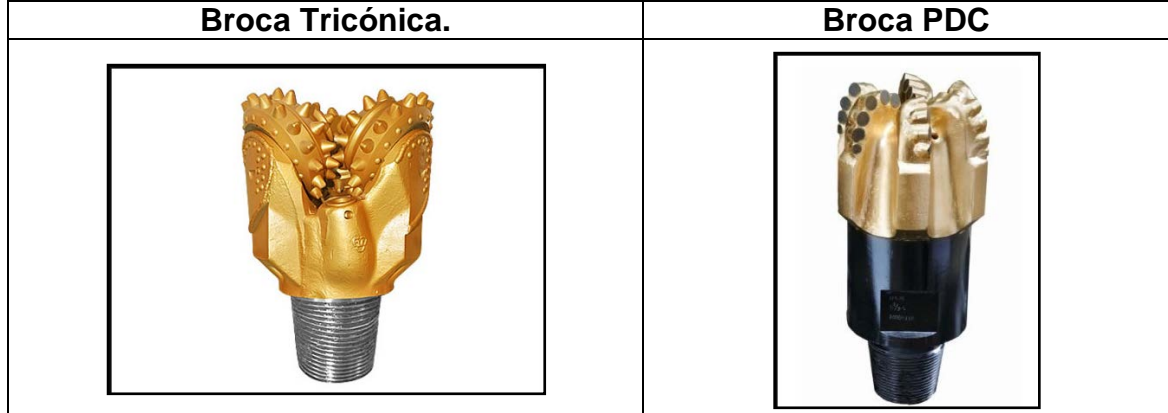
Las principales herramientas usadas para esta labor independientemente del método que se use para perforar son las herramientas MWD (Measuring While Drilling) la cual proporciona información de inclinación y dirección del pozo; la herramienta de LWD (Logging While Drilling) que da información del pozo y las formaciones en tiempo real por medio de los registros eléctricos (los más representativos son el registro de rayos gamma y el de resistividad); en conjunto de otras herramientas que permiten la operación tales como motores de fondo, estabilizadores, brocas, etc. En la Figura 23 se exponen con más detalle las herramientas:

**Figura 23. Conjunto de herramientas convencionales para la perforación de pozos horizontales geonavegados.**



**2.4.1 Broca (1).** Herramienta de corte ubicada al fondo de la sarta de perforación, es la que por medio de la acción rotatoria permite penetrar en las capas de roca mediante diferentes mecanismos de corte. Dentro de las más utilizadas para la construcción de pozos de horizontales y desviados se tienen las tricónicas y las PDC (Policristalino de Diamante) aunque existe gran variedad y diversidad dependiendo de las necesidades en la perforación de pozos. En el Cuadro 8 se presentan las brocas más utilizadas en los pozos horizontales.

**Cuadro 8. Tipos de brocas en la perforación horizontal.**



**2.4.2 Camisa (2).** Este elemento es importante para la construcción de pozos desviados y horizontales. Si se quiere construir ángulo se recomienda una camisa con mayor tamaño al motor, mientras que si se desea mantener se recomienda el uso de una camisa lisa.

**2.4.3 Motor de fondo y RSS (3).** El motor es una de las herramientas más importantes en pozos horizontales para poder construir la desviación y dirección adecuada durante la perforación, accionando la broca y las demás herramientas de fondo. Para poder llevar a cabo este movimiento se bombea lodo a través del motor convirtiendo la potencia hidráulica en potencia mecánica para hacer rotar la broca.<sup>53</sup> Las bombas que bombean el lodo de perforación deben satisfacer las necesidades de cada pozo en particular y así, obtener las presiones esperadas para la profundidad a la cual se debe perforar, desplazar tasas de flujo, funcionar durante toda la trayectoria y mantener la sarta de perforación. La potencia de los motores se configura dependiendo de:

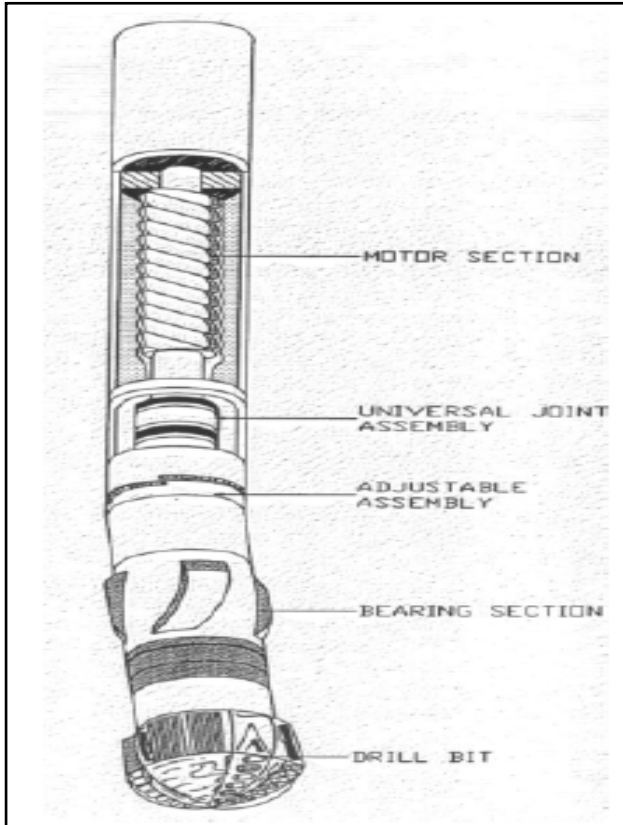
- Las condiciones de perforación
- La dureza de la formación
- Tipo de broca
- Tasas de flujo.

Los componentes de un motor se pueden dividir en cinco, el dump sub, motor section, drive assembly, adjustable assembly y bearing section.<sup>54</sup> En la Figura 24 se presenta el esquema general de un motor de fondo, incluyendo sus componentes.

<sup>53</sup> Schlumberger. Motor de desplazamiento positivo. [0]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/positive\\_displacement\\_motor.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/positive_displacement_motor.aspx)

<sup>54</sup> MORA, Laydy. Clase de perforación direccional. 2017.

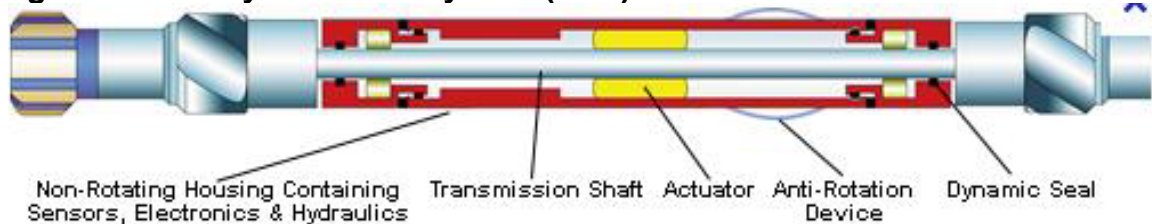
**Figura 24. Motor de fondo.**



**Fuente:** MORA, Laydy. Clase de perforación direccional. 2017.

Una variación del motor de fondo es un RSS (*Rotary Steerable System*), una herramienta diseñada para perforar con rotación continua desde la superficie eliminando la necesidad de deslizar la sarta y mejorando la limpieza y estabilidad del pozo como se ve en la Figura 25.<sup>55</sup>

**Figura 25. Rotary Steerable System (RSS).**



**Fuente:** GYRODATA INCORPORATED. Well guide RSS. Houston Texas. [En línea] <<http://www.gyrodata.com/node/products/rss/rss>>.

<sup>55</sup> Schlumberger, [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/rotary\\_steerable\\_system.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/rotary_steerable_system.aspx).

**2.4.3.1 Características Y Beneficios.** Se puede programar para utilizar un sistema de realimentación para un control de ángulo vertical o tangente, o para operar con instrucciones suministradas en superficie para perforar con eficiencia cualquier plan de pozo direccional.

Fácilmente programable en el fondo del pozo y fácil de usar. Una serie de cambios de velocidad de la bomba temporizados permiten alternar entre modos o apagar la herramienta.

La cara de la herramienta deseada en la unidad inicial se establece por la orientación de la superficie (similar a un motor). La velocidad de construcción deseada se comunica con los cambios de velocidad de la bomba temporizada. Puede vincularse directamente con un MWD o LWD para un control de trayectoria integral de alto nivel.<sup>56</sup>

**2.4.4 LWD (Logging While Drilling) (4).** El sistema LWD (al igual que el MWD) permite obtener información en tiempo real de datos cruciales para la perforación como los contactos agua petróleo, resistividades a diferentes radios de investigación y otras dependiendo de los registros que se instalen en ésta. Para la perforación convencional de pozos se utilizan los registros de rayos gamma junto con los de resistividad para el conocimiento de las formaciones y eventos geológicos en el posicionamiento del pozo. Convencionalmente las lecturas de este tipo de registros LWD son bidimensionales, es decir limita el conocimiento del yacimiento en la perforación, sin embargo si se desea geonavegar un pozo se requiere que estas herramientas sean de carácter azimutal.

Esta innovación en la tecnología LWD permite ciertas ventajas y elimina algunas desventajas de la técnica descrita anteriormente, dentro de estas se tiene que mientras se perfora se realiza un mapeo al límite de las capas en tiempo real, evalúa la formación, toma medidas direccionales y mejora la posición del pozo, permite una visualización 3D de las formaciones y no requiere de correlaciones de pozos vecinos como sí lo requería la herramienta convencional que no muestra la información en 3D. La principal ventaja de estas herramientas es que permiten una perforación proactiva, es decir que aseguran una perforación eficiente debido a que con la información azimutal se tiene la posibilidad de realizar acciones correctivas o preventivas para eventos geológicos o de perforación y un mejor aterrizaje del pozo.

**2.4.4.1 Sensores de los registros LWD.** Los sensores de las diferentes herramientas y registros de los que se hablaron en el capítulo 2.3 hacen parte importante del equipo para perforar pozos horizontales geonavegados, en el

---

<sup>56</sup> APS Technology. Consultado el 30/11/2017 [En línea]<http://www.aps-tech.com/products/drilling-systems/rotary-steerable-system>.

Cuadro 9, Cuadro 10, Cuadro 11 y Cuadro 12 se expondrá información acerca de ellas:

- **Sensor de rayos gamma azimutal.**

**Cuadro 9. Especificaciones del sensor de rayos gamma (ABG).**

PARÁMETRO	ESPECIFICACIÓN	
	6 3/4 in	9 5/8 in
Longitud	12.9 ft/ 3.93 m	10.8 ft/ 3.29 m
Máxima temperatura de funcionamiento	302°F / 150°C	
Máxima temperatura de subsistencia	329°F / 165°C	
Presión máxima de funcionamiento	25000 psi / 1723 bar	22500 psi / 1551 bar
Máxima presión diferencial	7000 psi / 483 bar	
Frecuencias de funcionamiento	Hasta 3 simultáneas 4 kHz, 36 kHz normalmente	
Rango de funcionamiento de medida de resistividad	0.2 – 20000 Ωm / 0,05 – 5000 mS/m	
Exactitud de resistividad	0 – 200 Ωm, ± 2% 500 Ωm, ± 3% 1000 Ωm, ± 10 % 2000 Ωm, ± 20 % >10000 Ωm Indicación bruta de cambio	
Profundidades de Investigación	3 in / 7 in / 10 in desde la pared del orificio	
Distancia del Sensor a la Broca	3 ft	
Secciones acimutales	16 – 128 secciones	
Resolución acimutal	1 in	
Resolución vertical	1 in	
Máxima RPM	250 RPM	180 RPM

**Fuente:** Halliburton Sperry Drilling.

El conjunto de este sensor de rayos gamma, una herramienta detectora de inclinación (ABI) y un motor de desplazamiento positivo se conoce como GABI en la empresa Halliburton y es muy utilizada para la perforación en la parte geonavegada de los pozos.

- Sensor de litodensidad azimuthal.

**Cuadro 10. Especificaciones del sensor de litodensidad azimuthal (ALD).**

PARÁMETRO	ESPECIFICACIÓN		
	4 3/4 in	6 3/4 in	8 in
Longitud	14.35 ft/ 4.37 m	4.8 ft/ 4.51 m	16.16 ft/ 4.93 m
Máxima temperatura de funcionamiento	302°F / 150°C		
Presión de Operación Estándar	8000 psi		
Rango de Operación de Densidad	1.5 – 3.10 g/cc		
Máximo Contenido de Arena	2 %		
Máxima RPM	250	180	180
Punto de Medida del ALD desde la Parte Inferior de la Herramienta	6.90 ft	8.20 ft	8.91 ft

Fuente: Halliburton Sperry Drilling.

- Sensores de resistividad azimuthal.

**Cuadro 11. Especificaciones del sensor de resistividad azimuthal (ADR).**

PARÁMETRO	ESPECIFICACIÓN
Máxima temperatura de funcionamiento	302°F / 150°C
Máxima temperatura de subsistencia	329°F / 165°C
Presión máxima de funcionamiento	25000 psi / 1724 bar
Máxima presión diferencial	5000 psi / 345 bar
Frecuencias de funcionamiento	125 kHz, 500 kHz, 2 MHz
Rango de funcionamiento de medida de resistividad	0.2 – 2000 Ωm
Exactitud de resistividad	0 – 200 Ωm, ± 2% 500 Ωm, ± 3% 1000 Ωm, ± 10 % 2000 Ωm, ± 20 %
Profundidades de Investigación	16 in a 18 ft
Secciones acimutales	4 – 32 secciones
Resolución acimutal	11.25 °
Resolución vertical	8 in en todas las separaciones

Fuente: Halliburton Sperry Drilling.



**Cuadro 12. Especificaciones del sensor de resistividad azimuthal (AFR).**

PARÁMETRO	ESPECIFICACIÓN	
	AFR4	AFR6
Longitud	12.9 ft/ 3.93 m	10.8 ft/ 3.29 m
Máxima temperatura de funcionamiento	302°F / 150°C	
Máxima temperatura de subsistencia	329°F / 165°C	
Presión máxima de funcionamiento	25000 psi / 1723 bar	22500 psi / 1551 bar
Máxima presión diferencial	7000 psi / 483 bar	
Frecuencias de funcionamiento	Hasta 3 simultáneas 4 kHz, 36 kHz normalmente	
Rango de funcionamiento de medida de resistividad	0.2 – 20000 Ωm / 0,05 – 5000 mS/m	
Exactitud de resistividad	0 – 200 Ωm, ± 2% 500 Ωm, ± 3% 1000 Ωm, ± 10 % 2000 Ωm, ± 20 % >10000 Ωm Indicación bruta de cambio	
Profundidades de Investigación	3 in / 7 in / 10 in desde la pared del orificio	
Secciones acimutales	16 – 128 secciones	
Resolución acimutal	1 in	
Resolución vertical	1 in	
Máxima RPM	250 RPM	180 RPM

**Fuente:** Halliburton Sperry Drilling.

**2.4.5 MWD (Measuring While Drilling) (5).** El sistema MWD está diseñado para obtener información en tiempo real, está compuesto por 3 sistemas; sistema de potencia (dispuesto a proporcionar energía al sistema), de telemetría (encargado de transmitir la información a superficie) y de sensores direccionales (recopilan la información en el radio del pozo). La herramienta MWD proporciona lecturas de inclinación, dirección y profundidad MD (Measured Depth) y TVD (True Vertical Depth) del pozo.

**2.4.6 NMDC (No Magnetic Drill Collar) (6).** Evita la interferencia de la toma de datos de los registros. Aunque los registros como los rayos gamma no presentan problema con esta interferencia se toma este tipo de precauciones para estar seguros de que la toma es certera y exitosa.

**2.4.7 HWDP (Heavy Weight Drill Pipe) (7).** Minimiza los cambios de rigidez entre los componentes de la sarta, con el objeto de reducir las fallas originadas por la concentración de flexión cíclica en las conexiones de la tubería.<sup>57</sup>

<sup>57</sup> Neitam Petrol, <http://www.neitam.com/productos/heavy-weight/>.

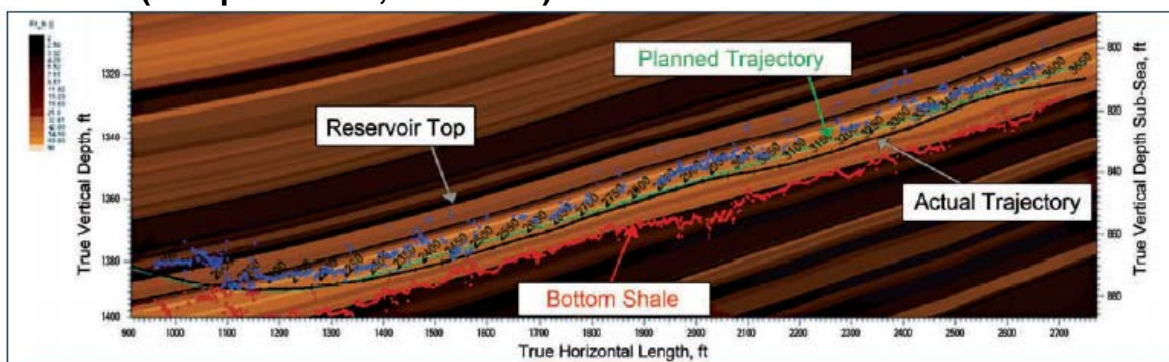
**2.4.8 Martillo (8).** Se recomienda utilizar un martillo para después de la construcción de la tangente y uno para antes de la misma. Este facilita el trabajo de deslizamiento de sarta y por si existe atascamiento de esta en la perforación.

**2.4.9 DP (Drill Pipe) (9).** Tubería para dar profundidad y longitud al pozo.

## 2.5 SOFTWARE UTILIZADO PARA REALIZAR SEGUIMIENTO DE LA GEONEAVEGACION

Para la realización de modelos de pozos desviados u horizontales existen softwares muy útiles que permiten planear su trayectoria y modelar una idea de los mismos, en la empresa Halliburton se utiliza StrataSteer 3D el cual ayuda a la realización de un modelo de geonavegación para poder realizar un seguimiento de la misma. En la Figura 26 se muestra un ejemplo de la pantalla del software utilizado en la geonavegación de un pozo en un campo de Colombia mientras que en la Figura 27 se presenta la pantalla de carga de otro software llamado Geonaft.

**Figura 26. Ejemplo de modelamiento para la geonavegación de pozos en software (Campo Girasol, Colombia).**



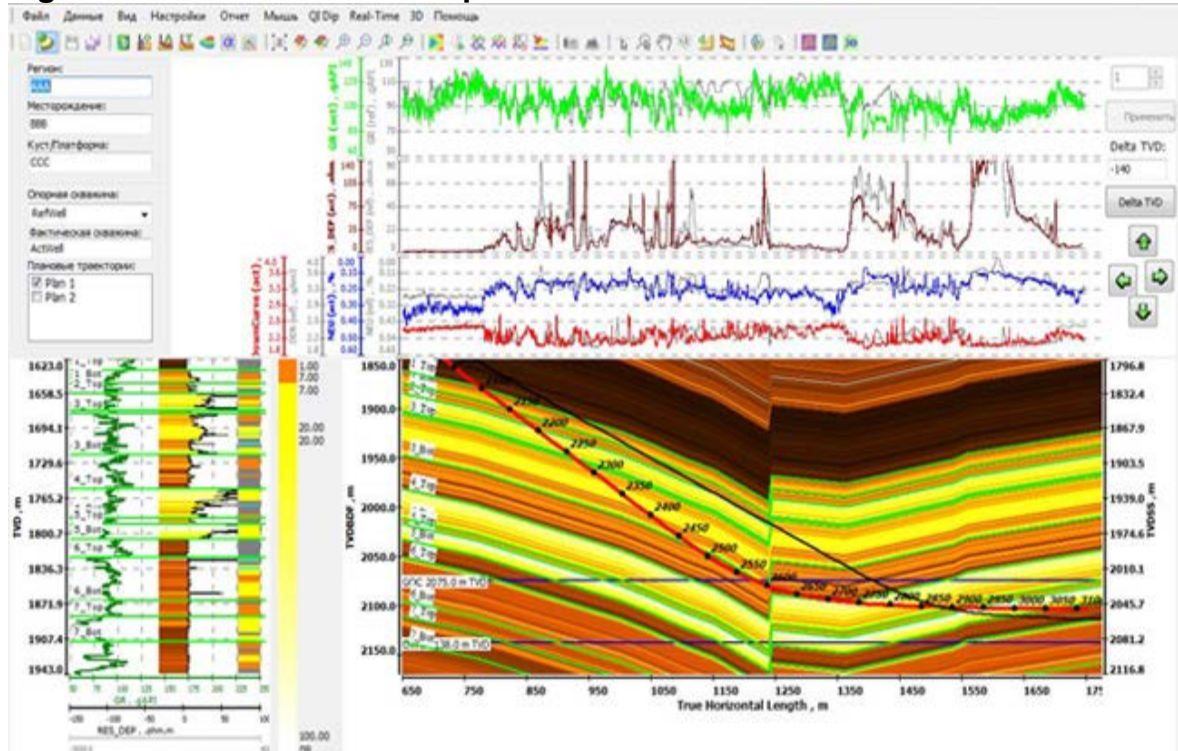
**Fuente:** CUADRO, Jaime. Optimización del posicionamiento de pozos horizontales para la producción de petróleo pesado.

A continuación se mencionan algunas de las funciones y utilidades de este tipo de softwares mencionados:

- Permite configurar el recorrido de un pozo direccional de forma sencilla, tomando en cuenta todas las variables como propiedades de las yacimiento, limitantes, etc.
- Optimiza las trayectorias de los pozos ahorrando tiempo y dinero.
- Aplicación anticolidión que permite manejar el espacio de múltiples pozos a través del espacio del reservorio.
- Modelamiento en 3D.
- Reduce la probabilidad de generar pozos no productivos en un 30%.

- Permite que se aumente la producción de pozos en un 10% si se realiza un correcto seguimiento.

**Figura 27. Visualización de la pantalla del software Geonaft.**



**Fuente:** Geosteering Technologies, <http://geosteertech.com/info/info/modern-geosteering-techniques/>.

Mediante geoestadística, registros tomados en tiempo real y demás información disponible se realizan estos planes y se monitorea la geonavegación con mapas 3D y 2D.

### **3. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN EN CAMPO RUBIALES**

En este capítulo se describirá de manera general cómo se hace la perforación de los pozos horizontales en el Campo Rubiales a partir de reportes, empezando por el estado mecánico, las herramientas utilizadas, las prácticas operacionales durante la perforación empleadas en el Campo, los parámetros de perforación y cementación.

#### **3.1 INTRODUCCIÓN**

Campo Rubiales se caracteriza por ser un campo donde la mayoría de sus pozos son horizontales. Los cluster en el campo se componen de un pozo vertical (El cuál ayuda a tomar registros e información geológica) y seis u ocho pozos horizontales (geonavegados o no geonavegados). En el momento que Ecopetrol asumió en control del campo en el año 2016 había 513 pozos productores activos y se esperaba para final del año perforar otros 35 pozos con el fin de sostener los niveles de producción del campo como mínimo en 125.000 barriles.<sup>58</sup>

En un futuro se espera poder perforar hasta mil pozos nuevos con el fin de volver a aumentar los niveles de producción y mejorar el factor de recobro en el campo y así llegar cerca a los niveles record que alcanzó en el campo en el año de 2013 de 210.000 barriles aproximadamente.

#### **3.2 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS**

Los pozos horizontales en Rubiales comúnmente son hechos en tres secciones:

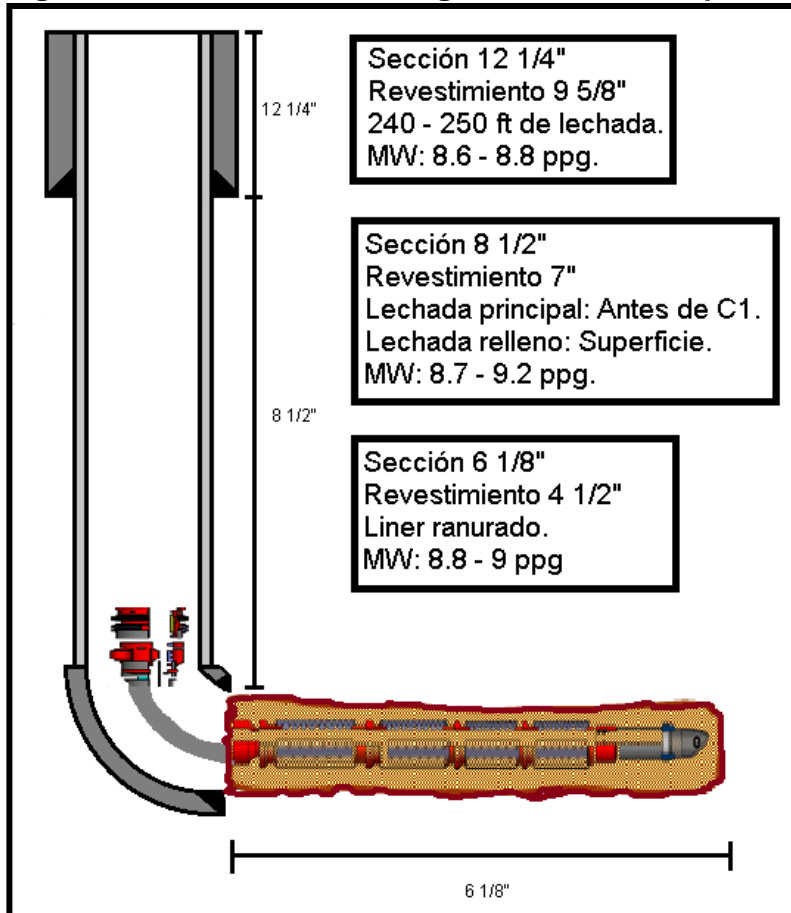
- La primera sección de 12 ¼” y cumple el objetivo de aislar los acuíferos superficiales utilizados para captación. Adicionalmente, permite el arme de las BOPs.
- La segunda sección de 8 ½” o fase intermedia tiene por objetivo proveer la arquitectura requerida por el esquema de producción propuesto, cubriendo las diferentes formaciones que suprayacen las Arenas Basales. En esta sección se realiza el trabajo direccional del pozo.
- La tercera sección de 6 1/8” o fase de producción consiste en la sección horizontal del pozo que tiene por objetivo contactar la mayor extensión posible dentro de la arena del yacimiento. Para el proyecto de estudio es la sección de mayor interés puesto que es dónde se realiza la geonavegación del pozo.

---

<sup>58</sup> ALFSUA. Ecopetrol anuncia nuevos pozos de perforación en campo Rubiales. En: PORTAFOLIO. Bogotá. Sep 29,.

En la Figura 28 se puede ver un estado de pozo horizontal convencional en el Campo Rubiales.

**Figura 28. Estado Mecánico general en el campo Rubiales.**



**Fuente:** JUSTIFICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS RB-1226H, RB-1227H, RB-1228H y RB-1229H. [0]:2015.

### 3.3 DESCRIPCIÓN DEL BHA (Bottom Hole Assembly)

El BHA (Bottom Hole Assembly) utilizado para la construcción de cada una de las secciones del pozo depende de las actividades que se pretendan realizar en cada una de éstas. A continuación se presentan los BHA convencionales usados en la perforación de un pozo horizontal en Campo Rubiales.

**3.3.1 Fase de superficie – 12 1/4".** La perforación de ésta sección se hace con una sarta rotatoria convencional y broca tricónica para atravesar aproximadamente 250 pies de la Formación Guayabo manteniendo la verticalidad.

En el Cuadro 13 se puede observar la configuración convencional del BHA para la sección inicial.

**Cuadro 13. BHA (Bottom Hole Assembly) Fase de superficie – 12 ¼”.**

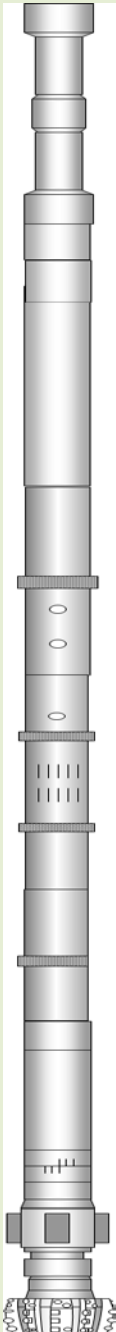
BHA Fase de superficie – 12 ¼”.				
Descripción	Conexión	OD (in)	ID (in)	
4" HWDP	XT39 PIN x BOX	4.00	2.56	
X/O Sub	XT39 NC50	6.75	2.81	
6 1/2" DC	NC50 PIN x BOX	6.50	2.25	
Bit Sub (Float Valve)	NC50 6 5/8" Reg	6.25	2.81	
Broca TRC 12 1/4" IADC 115 4 x 16 TFA: 0.785 in2 Cobit	6 5/8" Reg	12.25	--	



**3.3.2 Fase intermedia – 8 ½”.** Esta sección es donde se presenta la mayor construcción de ángulo del pozo por lo que es usado un BHA tipo Fulcrum el cual permite hacer esta construcción y dejar el pozo adecuado para la siguiente sección. Esta sección incluye un motor el cuál realiza el trabajo direccional en conjunto con las herramientas de medida como el MWD. En esta sección se suele utilizar una broca PDC que ofrece una perforación más controlada de las formaciones Guayabo hasta la C3.

En el Cuadro 14 se puede observar la configuración convencional del BHA para la sección intermedia.

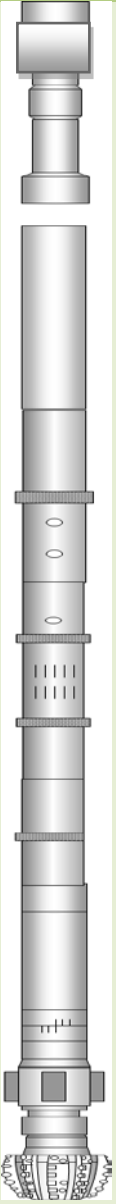
**Cuadro 14. BHA (Bottom Hole Assembly) Fase intermedia – 8 ½”.**

<b>BHA Fase intermedia – 8 ½”.</b>				
	<b>Descripción</b>	<b>Conexión</b>	<b>OD (in)</b>	<b>ID (in)</b>
	4" DP	XT39 PIN x BOX	4.00	3.34
	4" HWDP	XT39 PIN x BOX	4.00	2.56
	4" DP	XT39 PIN x BOX	4.00	3.34
	4" HWDP	XT39 PIN x BOX	4.00	2.56
	X/O Sub	XT39 - NC50	6.72	2.76
	6 1/2" Martillo	NC50 PIN x BOX	6.50	2.75
	X/O Sub	NC50 - XT39	6.72	3.00
	4" HWDP	XT39 PIN x BOX	4.00	2.56
	X/O Sub	XT39 - NC50	6.72	3.00
	6 3/4" NMDC (Espirado)	NC50 PIN x BOX	6.75	2.81
	6 3/4" MWD + (HEL BAP)	5 1/2" FH PIN x BOX	6.75	2.88
	6 3/4" MFR	5 1/2" FH - NC50	28.1	2.81
	6¾" IDS	4 ½" IF	12.17	2.88
	6 3/4" Motor 4:5 7.0	NC50	6.75	5.5
	8 3/8" Camisa Stab 1.83 bend 0.48 rev/gal	4 1/2" Reg		
	8 ½" PDC HC605 IADC M323 6 x 12 TFA: 0.663 in2 Cobit	4 1/2" Reg	8.50	---



**3.3.3 Fase de Producción – 6 1/8”.** En la sección de 6 1/8” (sección horizontal), se perfora con ensamblaje direccional (LWD / GR-Res, MWD, PWD y Motor) dentro de la zona de interés (Arenas Basales) hasta TD. Esta sección incluye un BHA tipo Fulcrum que permita mantener su horizontalidad. Se incluye herramientas de lectura como el LWD que permite tomar registros de resistividad y rayos gama para tener una lectura en tiempo real del yacimiento y mantener el pozo dentro del objetivo, todo esto se puede ver en el Cuadro 15.

**Cuadro 15. BHA (Bottom Hole Assembly) Fase de Producción – 6 1/8”.**

<b>BHA Fase de Producción – 6 1/8”.</b>				
	<b>Descripción</b>	<b>Conexión</b>	<b>OD (in)</b>	<b>ID (in)</b>
	4" DP	XT39 PIN x BOX	4.00	3.34
	4" HWDP	XT39 PIN x BOX	4.00	2.56
	4" DP	XT39 PIN x BOX	4.00	3.34
	4" HWDP	XT39 PIN x BOX	4.00	2.56
	X/O Sub	XT39 - NC38	4.44	2.16
	4 3/4" Martillo	NC38 PIN x BOX	4.75	2.25
	X/O Sub	NC38 - XT39	4.44	2.16
	4" HWDP	XT39 PIN x BOX	4.00	2.56
	X/O Sub	XT39 3 1/2" IF	4.75	3.25
	4 3/4" NMDC (Espiralado)	B 3 1/2" IF - P 3 1/2" IF	4.75	2.25
	4 3/4" MWD + (HEL BAP)	B 3 1/2" IF - P 3 1/2" IF	4.75	3.006
	4 3/4" MFR (GR - RES)	B 3 1/2" IF - P 3 1/2" IF	4.75	3.006
	4 3/4" IDS On Bottom	B 3 1/2" IF - P 3 1/2" IF	4.687	3.006
	4 3/4" Motor 7:8 3.8 Camisa 5 7/8" 1.5° - 0.51 rpg	B 3 1/2" IF P 3 1/2" IF	4.75	2.00
	6 1/8" PDC IADC M333 3 x 14 TFA: 0.451 in2 Cobit	3 1/2" Reg	6.125"	--



**3.3.3.1 LWD convencional.** En el desarrollo de la sección horizontal del pozo en el Campo Rubiales de manera no geonavegada se utilizan sensores de lectura 2D que incluyen datos de resistividad y rayos gamma de las formaciones. A continuación se presentan las especificaciones que tiene esta herramienta para cada sensor.

➤ **Sensor de resistividad:** Este sensor permite dar medidas profundas y ayuda a detectar el petróleo móvil e identificar el contacto agua-petróleo. Dependiendo del sensor se deben tener en cuenta ciertas especificaciones como se ve en la Tabla 1.

**Tabla 1. Especificaciones del sensor de resistividad convencional.**

PARÁMETRO	ESPECIFICACIÓN				
Diámetro Exterior de la Herramienta Nominal	3 1/8"	4 3/2"	6 3/2"	8"	9 1/2"
Longitud	11,3ft	22,5 ft	12,1 ft	12,2 ft	12,2 ft
Presión de Trabajo Estándar (psi)	16000	18000	18000	18000	13500
Máximo Contenido de Arena (%)	1	2	1	1	5
Máximo RPM	60	250	180	180	180
Máximo WOB (lb)	15000	25000	45000	45000	45000
Vibración Lateral	10 min a nivel de golpe max. 90gr				
Vibración Axial	10 min a nivel de golpe max. 40gr				

**Fuente:** HALLIBURTON. Sperry Drilling. 2011.

➤ **Sensor Dual Gamma Ray.** Este sensor permite obtener la lectura de los rayos gamma emitidos por la formación perforada, sus especificaciones se encuentran en la Tabla 2.

**Tabla 2. Especificaciones del sensor de Dual Gamma Ray.**

Parámetro.	Especificaciones.
Resolución Vertical.	9"
Rango de Medida.	0 a 380 API
Periodo mín. recomendado para muestra.	8 seg.
Profundidad de investigación.	9" a 12"

**Fuente:** HALLIBURTON. Sperry Drilling. 2011.


**3.3.3.2 LWD Azimutal.** La configuración utilizada para los pozos geonavegados utiliza un LWD Azimutal el cual ofrece una lectura de la formación en 360° lo que permite obtener mejores datos del yacimiento y permite identificar si el pozo se mantiene dentro de la zona de interés. Este sensor provee mayor certeza de la información utilizada en los modelos geológicos generados para el diseño del pozo. Es necesario resaltar que la configuración de estos sensores dependen

exclusivamente de la empresa de servicios que los ofrece, sin embargo su funcionalidad es igual en todos los casos. Estos sensores en conjunto con los software especializados para los modelos de geonavegación de cada empresa crean una sinergia con el fin de tener un mayor rendimiento a la hora de perforar los pozos horizontales en el campo.

En la Figura 29 y Figura 30 se presentan las características de los LWD utilizados en los pozos geonavegados de Rubiales.

- **Sensor de resistividad azimuthal profunda ADR.**

**Figura 29. Especificaciones del sensor ADR (Azimuthal Deep Resistivity).**



<b>ADR Sensor Specifications</b>		
<b>Nominal Tool OD</b>	4-3/4 in / 121 mm	6-3/4 in / 171 mm
<b>Maximum Body OD</b>	5.36 in / 136 mm	7.43 in / 189 mm
<b>Hole Size Range</b>	5-7/8 in – 7-1/4 in 149 mm – 178 mm	8-3/8 in – 10-5/8 in 213 mm – 270 mm
<b>Collar ID</b>	1.25 in / 31.7 mm	1.92 in / 48.8 mm
<b>Length</b>	25.28 ft / 7.70 m	24.34 ft / 7.42 m
<b>Weight</b>	1,325 lbm / 600 kg	2,550 lbm / 1,150 kg
<b>Connections</b>	NC 38 (3-1/2 IF) box x box	NC 50 (4-1/2 IF) box x box
<b>Make-up Torque</b>	9,500 ft-lbf – 10,500 ft-lbf 1,290 daN.m - 1,420 daN.m	30,000 ft-lbf – 33,000 ft-lbf 4,070 - 4,470 daN.m
<b>Max Dogleg Severity</b>		
Rotating	14°/100 ft / 14°/30 m	10°/100 ft / 10°/30 m
Sliding	30°/100 ft / 30°/30 m	21°/100 ft / 21°/30 m
<b>Max Temperature</b>	302°F / 150°C	
<b>Max Pressure</b>	25,000 psi / 172 MPa	
<b>Max Differential Pressure</b>	5,000 psi / 34 MPa	
<b>Max Mass Flow Rate</b>		
- gpm x ppg	5,000 lbm/min	10,000 lbm/min
- /min x sg	2,268 kg/min	4,536 kg/min
<b>Max Sand Content</b>	2%	
<b>Max LCM (lost circulation material)</b>	40 lbm/bbl / 114 kg/m <sup>3</sup> medium nut plug, kwikseal*	120 lbm/bbl / 342 kg/m <sup>3</sup> medium nut plug, kwikseal
<b>Max RPM</b>	180	180
<b>Max WOB (weight on bit)</b>	25,000 lbf / 11,000 daN	45,000 lbf / 20,000 daN
<b>Lateral Vibration</b>	10 Minutes at a Peak Shock Level of 90g	
<b>Axial Vibration</b>	10 Minutes at a Peak Shock Level of 40g	
<b>Measurement Specifications</b>		
<b>Operating Frequencies</b>	125 kHz, 500 kHz, 2 MHz	
<b>Resistivity Measurement Operating Range</b>	0.05 - 5000 Ω·m	
<b>Resistivity Measurement Accuracy (2 MHz, 48-in. spacing)</b>	1 Ω·m, ± 0.2%	
	10 Ω·m ± 0.6%	
	100 Ω·m ± 2%	
	1,000 Ω·m ± 10%	
<b>Depths of Investigation</b>	-16 in. to 18 ft / -0.4 - 5.5 m	
<b>Azimuthal Bins</b>	32	
<b>Compensated Measure Point from Bottom of Tool</b>	10.9 ft / 3.33 m	
<b>Geosignal Measure Point from Bottom of Tool</b>	Multiple	

\* Fibrous LCM material is not recommended and may lead to interruption in real-time mud pulse telemetry. Strict adherence to manufacturer's concentration and mixing guidelines is required.

Fuente: HALLIBURTON. Sperry Drilling. 2016.

- Sensor de resistividad centrado azimuthal AFR.

Figura 30. Especificaciones del sensor AFR (Azimuthal Focused Resistivity).

	4-3/4 inch	6-3/4 inch	8-inch
Nominal Tool OD	4-3/4 in. / 121 mm	6-3/4 in. / 171 mm	8 in. / 203 mm
Available Stabilizer Diameters	5.78, 5.90, 6.03, 6.15, 6.28, 6.40, 6.53 and 6.65 in. / 146.8, 149.9, 153.2, 156.2, 159.5, 162.6, 165.9 and 168.9 mm	8.32, 8.57, 9.32 and 10.45 in. / 211.3, 217.7, 236.7 and 265.4 mm	12.00 in. / 304.8 mm
Hole Size Range	5-7/8 to 6-3/4 in / 149 to 171 mm	8-1/2 to 10-5/8 in. / 216 to 269.9 mm	12-1/4 in. / 311 mm
Collar ID	1.25 in. / 31.7 mm	1.92 in. / 48.8 mm	2.375 in. / 60.3 mm
Length	12.9 ft / 3.93 m	10.8 ft / 3.29 m	8.5 ft / 2.59 m
Weight	1,325 lbm / 601 kg	2,550 lbm / 1 157 kg	1,800 lbm / 817 kg
Connections	NC 38 (3-1/2 IF) box x pin	NC 50 (4-1/2 IF) box x box	6-5/8 API REG box x box
Make-Up Torque	9,940 to 10,900 ft.lbf 1350 to 1480 daN.m	31,500 to 34,700 ft.lbf 4280 to 4700 daN.m	52,500 to 57,700 ft.lbf 7120 to 7830 daN.m
Max Dogleg Severity Rotating Sliding	14° per 100 ft (30 m) 30° per 100 ft (30 m)	10° per 100 ft (30 m) 21° per 100 ft (30 m)	8° per 100 ft (30 m) 14° per 100 ft (30 m)
Max Operating Temperature	302°F / 150°C		
Max Operating Pressure	25,000 psi / 172 MPa	22,500 psi / 155 MPa	25,000 psi / 172 MPa
Max Mass Flow Rate - gpm x ppg - l/min x sg	5,000 lbm/min 2300 kg/min	10,000 lbm/min 4500 kg/min	20,000 lbm/min 9000 kg/min
Max Sand Content	2%		
Maximum Lost Circulation Material	No Restrictions		
Max RPM	180		
Max Weight on Bit	25,000 lbf / 11 000 daN	45,000 lbf / 20 000 daN	60,000 lbf / 27 000 daN
Lateral Vibration	10 minutes at a Peak Shock Level of 90g		
Axial Vibration	10 minutes at a Peak Shock Level of 40g		
Resistivity Measurement Operating Range	0.2 to 20,000 Ω-m 0.05 to 5,000 mS/m		
Resistivity Measurement Accuracy	0 to 200 Ω-m, ± 2% 500 Ω-m ± 3% 1,000 Ω-m ± 10% 2,000 Ω-m ± 20% > 10,000 Ω-m - Gross Indication of Change		
Azimuthal Sectors	up to 128 bins		
Image Resolution	1 in. (standard) / 0.4 in. (high resolution) 25 mm (standard) / 10 mm (high resolution)		
Mud Resistivity Operating Range	0.01 to 10 Ω-m 0.1 to 100 S/m		
Measure Point from Bottom of Tool	7.75 ft / 2.36 m	5.33 ft / 1.63 m	4.09 ft / 1.25 m



Fuente: HALLIBURTON. Sperry Drilling. 2016.

### 3.4 VARIABLES DE PERFORACIÓN

Para la perforación de los pozos horizontales hay que tener en cuenta ciertas variables que permitan mantener la integridad del pozo en las mejores condiciones, a continuación se explicarán las variables más influyentes y sus valores más comunes en la construcción de los pozos en el Campo Rubiales.

**3.4.1 Densidad del lodo.** Para hacer el cálculo de la densidad del lodo es necesario conocer la ventana operativa, es decir, la presión de poro y la presión de fractura para cada formación y así tener un rango operativo para el diseño del lodo. En el caso de Campo Rubiales se especifica en la Tabla 3 estas presiones.

**Tabla 3. Presiones de las formaciones en Campo Rubiales.**

Presiones de formaciones		
	Presión de poro (psi)	Esfuerzo mínimo (psi)
<b>Formación Guayabo</b>	8.4	11.0
<b>Formación León</b>	8.6	12.0
<b>Unidad C1</b>	8.7	12.0
<b>Unidad C2</b>	7.7	11.7
<b>Unidad C3</b>	8.0	11.9
<b>Arenas (Objetivo)</b>	<b>Basales</b> 7.3	11.5

En la perforación de la primera sección o fase 12 ¼” que comprende la Formación Guayabo se suele trabajar con lodos de peso entre 8.6 y 8.8 ppg. En la segunda sección o fase 8 ½” suelen utilizarse lodos con peso entre 8.7 y 9.2 ppg para perforar las formaciones León y unidades C1, C2 y C3. Por último es recomendable para la sección de producción o fase 6 1/8” mantener un lodo de 9 ppg aproximadamente con el fin de mantener la sección horizontal estable y que el pozo no se derrumbe debido a que las “Arenas Basales” tienden a ser una formación muy friable, así mismo la limpieza de ésta sección debe ser muy bien hecha debido a la dificultad que se tiene al retirar los recortes de una zona horizontal.

**3.4.2 Caudal, RPM (Revoluciones Por Minuto) y WOB (Weight On Bit).** Es necesario para cada uno de éstas variables especificar un rango de operación ya que no se puede determinar un valor exacto para cada pozo y para cada sección, en la Tabla 4 se presenta una tabla con los rangos para el caudal usado en cada sección, las RPM recomendables dependiendo de las formaciones a atravesar y el peso sobre la broca.

**Tabla 4. Caudal, RPM y WOB para cada sección.**

	<b>Q ( GPM )</b>	<b>RPM</b>	<b>WOB (Klb)</b>
<b>Sección Inicial</b>	200 – 300	90 – 130	2 -12
<b>Sección Intermedia</b>	310 – 500	40 – 60	2 – 15
<b>Sección de Producción</b>	200 – 220	40 – 60	4 – 8

Para la sección inicial o fase 12 ¼” se mantiene un rango de caudal entre 200 a 300 GPM y unas RPM altas puesto que las primeras formaciones atravesadas son poco compactas y es una sección de poca profundidad.

En la sección intermedia se recomienda subir los caudales para poder retirar los recortes de la zona de construcción de manera efectiva y que estos no provoquen problemas como pegas o atascamiento, sin embargo la reducción de las RPM para ésta sección es recomendable con el fin de hacer una construcción de pozo controlada. El peso sobre la broca depende de la estructura del BHA a utilizar, como en su mayoría son tipo Fulcrum se utiliza un peso alto que permita crear los ángulos de construcción del pozo y así dejarlo listo para empezar la siguiente sección.

Para la sección de producción es recomendable controlar éstas variables de la mejor forma con el fin de mantener el pozo dentro de la arena objetivo, es recomendable reducir el peso sobre la broca con el fin de mantener la horizontalidad de la sección. Las RPM dependen del trabajo horizontal realizado y los caudales deben ser lo suficiente para que se haga la mejor limpieza de ésta zona sin llegar a tener fracturas inducidas o en su caso pérdidas de circulación.

**3.4.3 Sección horizontal.** En el Campo Rubiales las secciones horizontales pueden llegar hasta los 1200 ft aproximadamente, mejorando la eficiencia de la perforación y logrando contactar la mayor área posible del yacimiento, aumentando la producción futura del pozo. Es recomendable que ésta sección sea tan larga como se pueda manejar con el objetivo de tener la mayor recuperación de petróleo posible.

**3.4.4 Dog Leg Severity (DLS).** Mantener esta variable dentro de las especificaciones del plan de perforación es lo más importante para la construcción final del pozo y cumplir el objetivo propuesto sin ningún problema.

Para los pozos horizontales en Rubiales se recomienda no exceder los 6.5° cada 100 ft en la zona de la construcción de la curva y en la tangente no exceder el 1° cada 100 ft, puesto que sirve de lugar para colocar bombas, equipos o herramientas y si se tiene un ángulo muy alto podría generar pegas o que no se pueda hacer la instalación de los equipos.

**3.4.5 Landing Point.** Esta variable depende específicamente de la empresa operadora del campo, en este caso Ecopetrol, ya que esta decide en qué ángulo se llegará a la formación objetivo y de ahí arrancar la geonavegación o sección horizontal, en muchas ocasiones se llega a cambiar el plan de llegada durante la realización del pozo, los geólogos tienen que estar al tanto de las situaciones que se presenten para determinar la mejor opción de ataque a la formación Arenas Basales y el espesor que presente en esa zona. En Campo Rubiales se manejan ángulos de ataque o landing point entre 85° y 89°.

### **3.5 Prácticas operacionales durante la perforación de pozos horizontales.**

Para la perforación de cada una de las secciones se han establecido ciertas prácticas operacionales que permitan tener una mejor eficiencia de perforación en el campo. A continuación se presentan algunas de éstas.

**3.5.1 Sección Inicial o Fase 12 ¼”.** Durante la primera sección es primordial tener el pozo íntegro y resistente para que logre soportar los procedimientos consecuentes de las siguientes secciones, dentro de las prácticas que se recomiendan están:

- Iniciar perforación con bajo peso (lodo) y altas RPM.
- Bombear píldoras de limpieza.
- Realizar pruebas de integridad del revestimiento.

**3.5.2 Sección Intermedia o Fase 8 ½”.** La sección intermedia es de vital importancia, ya que determina la entrada del pozo a su sección horizontal, para que esta sección logre su objetivo, es importante ir limpiando el pozo con altos caudales y mantenerse atento a algunas técnicas como se explica a continuación:

- Minimizar los tiempos de sarta quieta en las Arenas Basales.
- En la Formación Guayabo y León perforar con caudales de 500 GPM.
- Hacer una limpieza del pozo para evitar taponamientos (Jeteo y Píldoras).
- Se recomienda bajar motor con Bend ajustado a 1.83°, ya que en ocasiones después de la tangente la respuesta del ensamblaje baja notablemente y debido a la inclinación de ese punto es necesario deslizar una mayor cantidad de pies para obtener el giro planeado.
- Estar alerta hacia la base de la formación Guayabo y a la entrada del miembro Carbonera C-1 ya que la respuesta del motor puede bajar debido a cambios litológicos, teniendo que realizar mayor trabajo direccional.
- Perforar los primeros 500 ft de la sección 8 ½” con caudal alrededor de los 400 - 450 gpm, esto con el fin de reducir la posibilidad de crear “wash outs” en las intercalaciones de arenas friables de la formación Guayabo, que luego generen puntos de apoyo para el viaje corto y/o corrida de revestimiento de 7”. Acondicionar dichos puntos de apoyo en caso de presentarse.
- Implementar el uso del Estabilizador de 7 7/8” en el BHA para minimizar el impacto sobre el estator del motor 6 ¾”, práctica implementada en el Campo Quifa y el cual ha dado buen resultado en la conservación de los estatores de los motores que se corren con un Bend Housing de 1.83° y DLS (Dog Leg Severity) mayores a 6°/100 ft.
- En pozos donde luego del KOP se tenga una tangente de desplazamiento de buena extensión (mayor a 300 ft) es aconsejable, en lo posible, adelantar y suavizar la salida (según permita escenario) para reducir la tortuosidad al inicio de la sección.
- Durante la fase de construcción de 8 ½” siempre es recomendable mantener la trayectoria alrededor de 5 ft – 7 ft por encima del plan direccional, si no se recibe indicación diferente por parte de Yacimientos, lo cual representa una ventaja invaluable para el éxito del pozo, al ser posible que el tope de la formación se anticipe a lo programado o se disminuya la respuesta del ensamblaje.

**3.5.3 Sección de Producción o Fase 6 1/8”.** A continuación se mencionan las prácticas más importantes para tener en cuenta a la hora de construir la sección horizontal, ya sea geonavegada o no:

- Perforar Arenas Basales con parámetros controlados, disminuyendo ECD (Equivalent Circulation Density) y evitando lavado del hueco.
- Minimizar tiempos con sarta estática durante conexiones realizándolas lo más rápido posible, toma de survey con rotaria mínima tras colocar bomba y en caso

de trabajo de slide extendido se recomienda levantar regularmente sarta y confirmar que se encuentra libre.

- Perforar la mayor extensión posible para tener una mayor producción.
- Maximizar el rendimiento en la sección buscando la mayor ROP (Rate Of Penetration) posible, teniendo como prioridad la trayectoria y limpieza del hueco, tanto en intervalos rotados como deslizados con miras a minimizar tiempos NPT (No Productive Time) y perforando.
- Realizar seguimiento continuo al sensor de ABI para reaccionar de manera rápida y eficiente ante cambios no deseados en la inclinación del pozo; intentando preferiblemente con control de variables (flujo / RPM) o, de ser necesario, con trabajo de slide.
- Monitorear los cambios en las variables de perforación de torque, peso en la broca y diferencial del motor de fondo para anticipar posible acercamiento al tope o base de la arena objetivo y con el apoyo del Wellsite y Strata Steer 3D, en caso de tener el servicio, realizar la corrección requerida.
- Buscar mantener la trayectoria lo más ajustada al plan de navegación al inicio de la sección en tanto se reciben instrucciones por parte de yacimientos de modificar la TVD / inclinación, manejando inclinaciones +/- 0.7 deg y TVD +/- 1.0 ft respecto al plan. Estos procedimientos tienen el objetivo de no permitir que el pozo decaiga en dirección a través de la arena o que pinche la misma, así como de mantener un hueco limpio para el posterior completamiento y producción. Se incluyen también prácticas más generales para todo el pozo y la integridad del mismo como lo son:
- Realizar seguimiento continuo a la información del sensor ABI (At-Bit Inclination) para reaccionar de manera temprana y controlar las tendencias naturales de la formación en modo rotario, para poder ajustar la trayectoria a los requerimientos de la Compañía Operadora y lograr el DLS requerido de la curva de aterrizaje.
- Prestar especial atención a los valores de ECD que se presentan durante toda la trayectoria del pozo y de ésta manera adelantar acciones ante eventos no deseados de carga del anular por falta de limpieza y atrapamiento de la tubería.

### **3.6 PARÁMETROS CRÍTICOS DE LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES.**

Para la perforación correcta en de pozos horizontales, se deben tener en cuenta al menos estos cuatro parámetros críticos que permiten la correcta perforación en campo Rubiales:



**3.6.1 Anticolisión.** En Campo Rubiales al tener una cantidad de pozos horizontales es primordial evitar la colisión con otros pozos. Para esto se usa un espaciamiento prudente y la ayuda de software para observar las trayectorias y planear una distribución correcta de los pozos. La geonavegación es una técnica extremadamente práctica a la hora de controlar este parámetro. El Factor de separación mínimo para el diseño anticolisión está entre 1.5 y 2 aproximadamente, si se encuentran valores menores es necesario realizar un permiso para poder darle continuidad a la perforación del pozo.

**3.6.2 Tortuosidad.** La tortuosidad de un pozo perforado a menudo será superior a la tortuosidad del pozo planificada, especialmente en pozos con secciones tangenciales extendidas. De igual forma una manera de controlar efectivamente este parámetro es el uso de buenas prácticas operacionales junto con la geonavegación.

**3.6.3 Sección Tangencial.** Se debe disponer de una sección tangencial que permita la instalación de bombas, no se debe sobrepasar los 45° con el fin de evitar pegas.

**3.6.4 Limpieza del pozo.** El lodo por sí solo no es capaz de limpiar el pozo en la sección horizontal sin embargo, las píldoras de limpieza solo ayudan en secciones no horizontales, por lo que se requieren de altas tasa de inyección en el lodo y buenas prácticas para lograr que la sección horizontal se encuentre lo más despejada posible de ripios.

## 4. DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS DE MUESTRA

En este capítulo se describirán los pozos horizontales geonavegados a los cuales se les hará un análisis estadístico para el modelo del pozo final. Esta descripción cuenta cómo fueron perforados los pozos, incluyendo tiempos de perforación y secciones.

### 4.1 POZOS HORIZONTALES GEONAVEGADOS

Los pozos horizontales geonavegados estudiados fueron perforados en el año 2016 y 2017, teniendo un total de 42 pozos. Estos pozos fueron reducidos a pozos hechos en tres secciones y que hayan presentado un 'Reporte de pozo final' con los datos suficientes para el estudio para un total de 28 pozos.

**4.1.1 Pozo A.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-371 con coordenadas en superficie de N: 907260.01 m y E: 958852.04 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

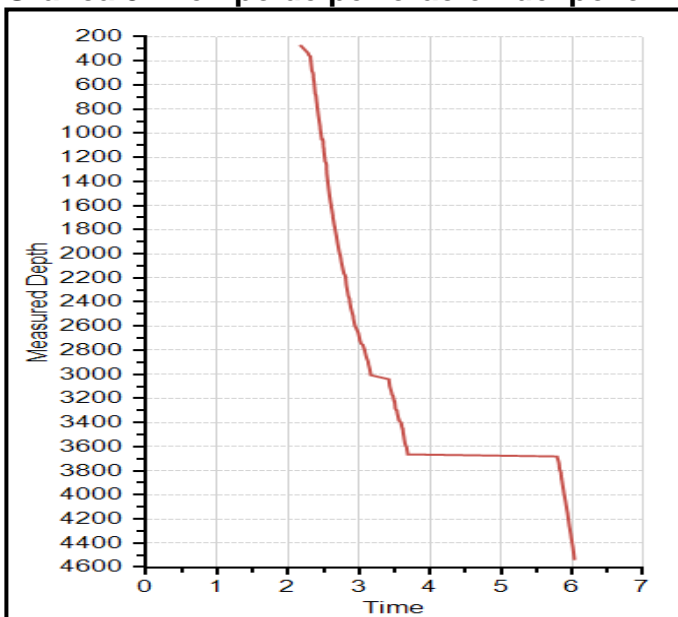
- **Fase 12 ¼”:** Esta fase se perforó desde los 46 ft MD hasta los 266 MD. Se realizó la corrida de revestimiento de 9 5/8” sin ningún problema y se dejó lista para la siguiente sección.
- **Fase 8 ½”:** Se inició la perforación en modo rotario y luego se cambiaron 4” SWDP por un martillo de perforación de 6 ½”. Continuó perforando deslizando entre 15 ft - 20 ft por cada parada perforada generando severidades promedio de 2.26°/100ft. A partir de los 1570 ft en MD se espera deslizar entre 28 ft sin embargo se observa la tendencia de la formación León a construir por lo que se decide deslizar entre 20 a 23 ft, el pozo es trabajado para llegar a la tangente principal con 1 grado por debajo de la inclinación del plan con el objetivo de terminar la tangente habiendo recortado distancia por arriba con respecto al plan, de esta manera se llegó con 39.78 deg de inclinación y 207.52 deg de azimut. El pozo se continuó interviniendo para generar DL que indiquen inclinaciones menores al plan con el objetivo de poner el pozo 2 ft aproximadamente del plan. Se presenta colgamiento, sin ser severo en algunas paradas. A la profundidad de 3226 ft por orden del Wellsite presente en la locación ordenó perforar tangente con 85.0 - 85.5 deg hasta 3324 ft MD donde se observó un drilling brake por lo que se ordenó colocar el pozo con 87 deg y posteriormente colocarlo a 88 deg, pero al no observar valores aceptables de resistividad se ordenó colocar nuevamente el pozo con 85.5 - 86 deg y al observarse valores de resistividad mayores a 100 Ohm-m se ordenó aterrizar el pozo quedando una inclinación según sensor ABI de 88.0 deg a la profundidad de 3664 ft MD. Se corrió revestimiento de 7” hasta 3659 ft (zapato)

para luego hacer trabajos de cementación sin ningún problema para luego bajar el BHA de limpieza.

- **Fase 6 1/8”**: Se realizó el drillout del cemento sin ningún problema repasando varias veces el zapato para posterior dar inicio a la sección de 6 1/8” a 3664 ft MD / 2597.26 ft TVD según plan direccional, registrando rayos gamma promedio de 27 api y resistividad promedio de 110 Ohm-m. Las curvas azimutales se observaron con tendencia a la igualdad y las geo-señales con tendencia a cero (0), indicando posicionamiento al centro de la unidad objetivo. Finalizó perforación a 4537 ft MD / 2604.52 ft TVD sin mayores consecuencias, para un total navegado de 873 ft MD (100% de la unidad objetivo), registrando rayos gamma promedio para la sección de 28 api y resistividad promedio de 178 Ohm-m. Último survey tomado registra inclinación de 90.37 deg y un azimut de 191.31 deg. Una vez en TD se bombeó y se circuló píldora, en seguida se realizó viaje corto hasta el zapato y se regresó a fondo sin inconvenientes. Se entregó el pozo a la compañía operadora para la corrida del Liner de 4 1/2”.

En la Gráfica 3 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo A.

**Gráfica 3. Tiempo de perforación del pozo A.**



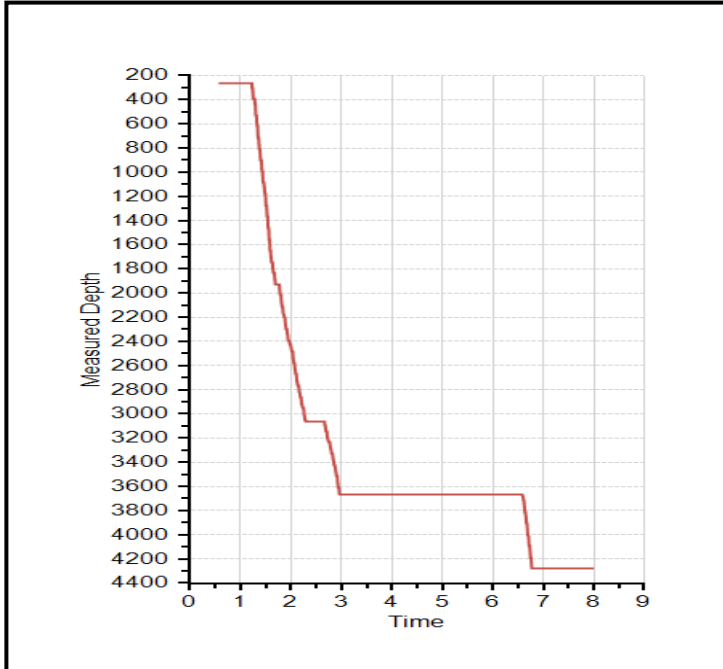
**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo A.

**4.1.2 Pozo B.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-318 con coordenadas en superficie de N: 911641.26 m y E: 955975.22 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 ¼”:** Perforó desde 45 ft MD hasta 268 ft MD. Luego se realizó corrida de Revestimiento de 9 5/8 sin ningún problema para luego cementar según el programa y por último se armaron las preventoras.
- **Fase 8 ½”:** Se inició la perforación realizando control de verticalidad hasta 532 ft MD (KOP) observando tendencia del pozo a la verticalidad con predilección por el tercer cuadrante. Para la construcción de la curva se realizó ajuste a la cantidad de pies deslizados con la capacidad del ensamblaje que fue resultando survey a survey, se perforó hasta los 1165 ft MD (EOB) realizando control de trayectoria siendo necesario realizar 2 correcciones direccionales de 6 ft cada una a 1470 ft MD y 1656 ft MD generando severidades promedio de 0.72°/100ft mejorando la posición relativa del pozo trabajando principalmente para incrementar la inclinación y mantener una separación por arriba de +/- 2 ft. La tangente principal finalizó a 2511 ft MD (End Of Tangent) con una inclinación de 45.43° y una dirección de 273.85° lo que posicionó el pozo a 4.68 ft del plan direccional, cumpliendo así los objetivos de la compañía operadora de mantener las severidades por debajo de 1.0°/100 ft. Se continuó perforando la tangente con dicha inclinación hasta 3573 ft MD en donde se recibió la orden de buscar los 87°, para lo cual se deslizaron 9 ft y posteriormente 10 ft cuando se dio la orden de buscar 88° con el fin de aterrizar el pozo al observar propiedades óptimas en la arena objetivo (Zona 3). El TD de la sección de 8 1/2" fue 3666 ft MD. Luego de esto se realizó la corrida de revestimiento de 7" desde superficie hasta 3662 ft MD y se presentaron dos apoyos o puntos sin éxito en las profundidades de 318 ft y 2152 ft MD, por lo que fue necesario sacar el revestimiento y bajar BHA#3 para acondicionamiento en éstos puntos, repasando las paradas con back reaming. Luego de lograr liberar estos puntos se bajó revestimiento de 7" hasta la profundidad esperada sin ningún problema y se cementó según el programa.
- **Fase 6 1/8”:** Se inició la perforación de fase 6 1/8" en modo rotario hasta 3690 ft MD. La última parada se rotó completa proyectando una inclinación final de 90° según sensor de ABI. En total se navegaron 616 ft en areniscas con valores promedio arrojados por sensor de gamma de 20 api y resistividades promedio de 172 ohm-m. Se declaró el TD de pozo a la profundidad de 4282 ft MD. Luego se entregó el pozo para operaciones de corrida de Liner de 4 ½” sin ningún problema operativo.

En la Gráfica 4 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo B

**Gráfica 4. Tiempo de perforación del pozo B.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo B.

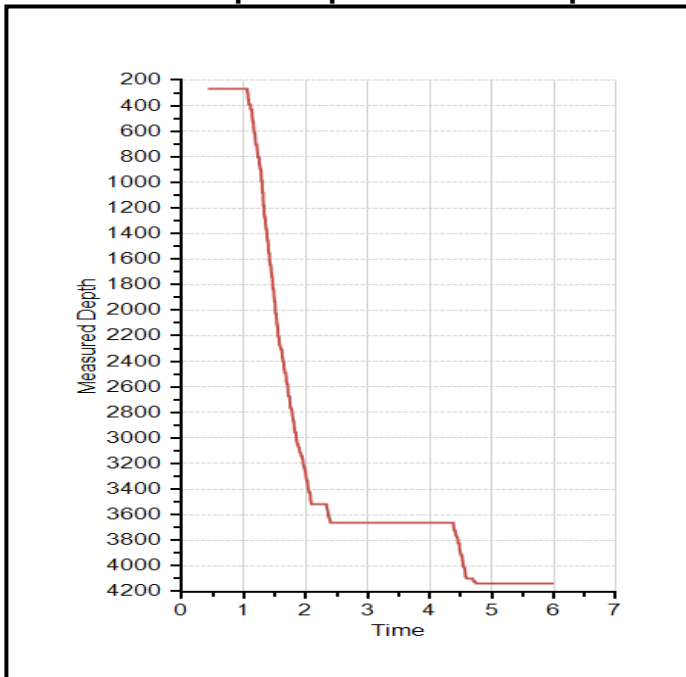
**4.1.3 Pozo C.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-265 con coordenadas en superficie de N: 909069.35 m y E: 959604.83 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 ¼”:** Esta sección se perforó hasta 267 ft MD, luego se sacaron las herramientas a superficie y se preparó la mesa para corrida de casing de 7”, se corrió hasta profundidad de 262 ft MD, se cementó según el programa y sin ningún problema.
- **Fase 8 ½”:** Se inició la perforación de la sección 8 1/2" en modo rotario hasta 350 ft-MD donde definió KOP deslizando 15 ft con TF280M. Inicialmente en las primeras intervenciones se observa una tendencia fuerte de giro a la derecha por lo que para corregir dicha desviación en azimuth se incrementan los pies a deslizar hasta 50 ft por cada triple. Luego se llevó el pozo hasta una inclinación de 57.6 deg para realizar la tangente principal que se perforó desde 2580 ft MD hasta 2710 ft MD. Se perforó hasta 3520 ft MD proyectando una inclinación a fondo de 81.3 deg en 177 deg en dirección. Para la siguiente parada la instrucción dada fue poner el pozo sobre los 88 grados en vista de lo evidente de la entrada a la arena de interés reportada por los datos petrofísicos GR y resistividad que así lo indicaron. Se dispuso de la mesa para realizar la corrida de revestimiento de 7", y se realizó corrida de casing 7" hasta 3661 ft-MD sin ningún inconveniente, seguidamente circulo realizo cambio de fluido y acondiciono mesa para cementación para luego cementar y esperar fragüe.

- Fase 6 1/8”:** Para esta sección se baja el BHA #4 hasta 3657ft MD y se empieza a perforar, se dan cuenta que los parámetros de la arena se comportan atípicos en modo rotario (100-200 psi de presión diferencial, 4 Klbs de peso sobre la broca y 4000 - 5000 lb-ft de torque) y también realizando trabajo direccional (4 klbs de peso sobre la broca, y más de 100 psi de presión diferencial), por lo que resultaba en torque reactivo alto, aparentemente parámetros de arena sucia, sin embargo las variables petrofísicas mostraban arena limpia y con crudo (GR =12 API, y resistividad= 400 ohm-m). A partir de los 4015 ft MD se presenta una tendencia fuerte a construir inclinación por lo que se decide bajar la inclinación por debajo de 90 grados puesto que se está cerca al techo de la arena, se hacen intervenciones fuertes para deslizar hacia abajo, sin embargo no se logra debido al alto colgamiento seguido del incremento del overpull (hasta 50klbs) lo cual implica un inminente riesgo de pega y se decide parar la perforación cerca a los 4139 ft MD. Se navegaron 473 ft. Finalmente se decidió sacar BHA para inspección de elementos (broca, BHA direccional). Por último se entrega la mesa para corrida de liner de producción.

En la Gráfica 5 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo C.

**Gráfica 5. Tiempo de perforación del pozo C.**



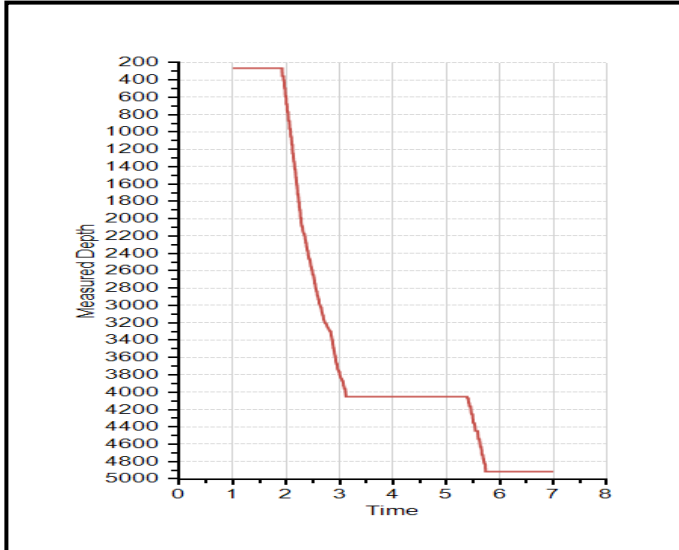
**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo C.

**4.1.4 Pozo D.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-116 con coordenadas en superficie de N: 906483.03 m y E: 962172.90 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 ¼”:** Se perforó la fase de 12 ¼" desde 45 ft MD hasta 264 ft MD. Luego se realizó corrida de revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 259 ft MD (profundidad de zapato) y por último se realizó el trabajo de cementación según el programa.
- **Fase 8 ½”:** La fase de 8 ½" se inició en modo rotario. Perforó en modo rotario hasta 399 ft MD (KOP) donde inició primera curva, al entrar a la Formación Carbonera C-1 se disminuyó el caudal a 400 gpm, con el objetivo de no lavar la formación, más sin embargo se presentó disminución en la respuesta del ensamblaje direccional, por lo cual se incrementó el trend de slide hasta 50 ft por parada, posteriormente al ingresar a la Formación Carbonera C-2, se aumentó nuevamente el caudal al 450 gpm. Al iniciar la curva secundaria se presenta un colgamiento de hasta 18 klbs por lo que se utiliza un “Rocking Pipe” para que el slide sea más efectivo, en este intervalo se presentó dolomita, limolita carbonosa. Dos paradas después se vuelven a presentar eventos de colgamiento de hasta 15 klbs siendo necesario realizar dos repasadas y posteriormente hacia la profundidad de 3209 ft MD se presentan valores de toque de hasta 6 klbs limitando la rata de penetración. Se perforó hasta 3983 ft MD donde se llegó con una inclinación de 84.38° y una dirección de 12.53° de azimut y con una separación respecto al plan de 4.08 ft C-C. Se observó un incremento en los valores de resistividad mayores a 100 Ohm-m y de Gamma Ray menor a 30°API y se dio la orden de aterrizar el pozo, teniendo que deslizar un total de 92 ft debido a la baja respuesta del ensamblaje producida por la friabilidad de la arena atravesada quedando una inclinación en fondo de 89° según sensor ABI. Finalmente se realizó la corrida de revestimiento de 7” y luego se cementó según el programa.
- **Fase 6 1/8”:** Se inició la fase de 6 1/8" de geonavegación observando valores promedio de resistividad de 220 ohm-m y de GR entre 15-20 API. Se perforó hasta el TD programado para la sección a 4917 ft MD. Para finalizar se entregó el pozo para operaciones de corrida de Liner de 4 ½”.

En la Gráfica 6 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo D

**Gráfica 6. Tiempo de perforación del pozo D.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo D.

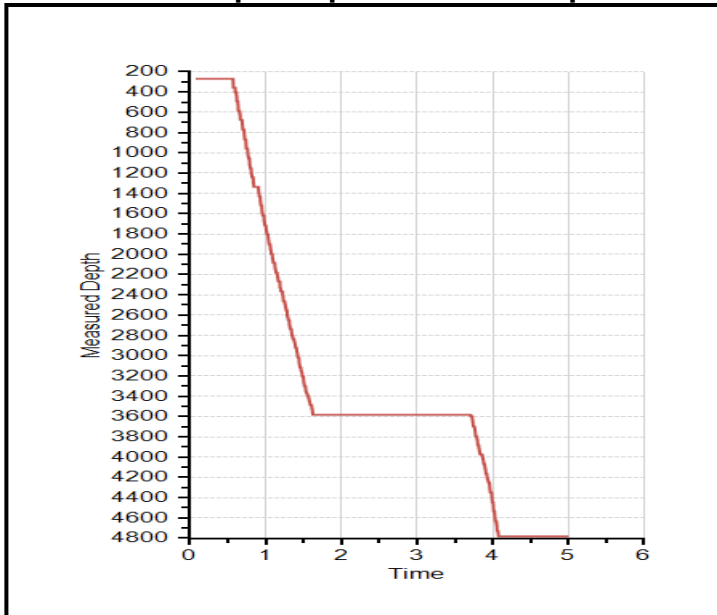
**4.1.5 Pozo E.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-116 con coordenadas en superficie de N: 906438.46 m y E: 962217.55 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 1/4”:** Se perforó la fase de 12 1/4" desde 45 ft MD hasta 267 ft MD, luego se realizó la corrida de revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 262 ft MD (Zapato) para luego cementar según el programa.
- **Fase 8 1/2”:** Se inició la fase de 8 1/2" en modo rotario, incrementando gradualmente el flujo de 350 a 550 gpm. A 430 ft MD (KOP) se inició a construir la curva. Luego se perforó la tangente principal del pozo para la bomba ESP a partir de 2422 ft MD hasta los 2578 ft MD (End Of Tangent) con una inclinación de 58.73° y una dirección de 115.17° lo que posicionó el pozo a 4.89 ft del plan direccional, cumpliendo así los objetivos de la compañía operadora de mantener las severidades por debajo de 1.0°/100 ft, con un DLS promedio de 0.56°/100ft y una longitud de intervalo tangente total de 156 ft quedando una inclinación de 87.8° según el sensor ABI. Por último se entregó el pozo a la operadora para corrida de revestimiento de 7", realizando la corrida del revestimiento y posteriormente cementando según el programa.
- **Fase de 6 1/8”:** Se perforó la fase de 6 1/8" del pozo de acuerdo a los requerimientos del departamento de Yacimiento y geonavegación, buscando las mejores propiedades petrofísicas llegando hasta 4783 ft-MD donde se definió el TD del pozo para un total de 1200 ft. Por último se entregó la mesa para operaciones de corrida de liner de 4-1/2".



En la Gráfica 7 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo E.

**Gráfica 7. Tiempo de perforación del pozo E.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo E.

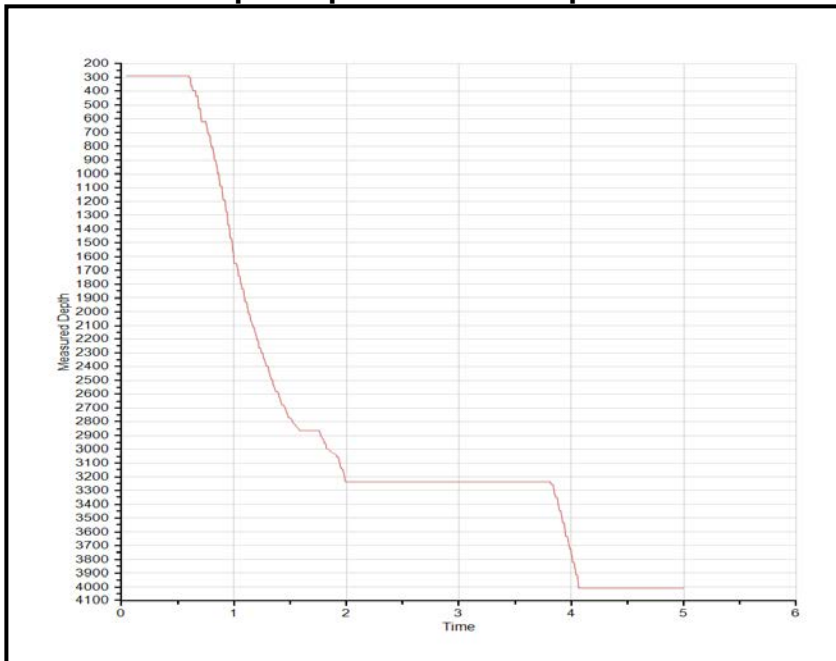
**4.1.6 Pozo F.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-707 con coordenadas en superficie de N: 908527.30m y E 961145.99 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 ¼”:** Esta sección se perforó desde 44 ft MD hasta 284 ft MD. Luego se realizó la corrida de revestimiento de 9 5/8 para después realizar la cementación de revestimiento de 9 5/8" según el programa.
- **Fase 8 ½”:** Se inició la perforación de la sección de 8 ½" del pozo, realizando control de verticalidad, hasta 364 ft MD donde se definió el KOP y se inició la construcción de la curva. En la profundidad de 2490 ft se levantaron 300 pies sin restricción para hacer circulación y lavar sin ninguna restricción. Se registró una inclinación de 88.5 deg (ABI) a la profundidad de 3234 ft MD observando separación de las Curvas de resistividad con 125 ohm/m y Gamma 20 API. con lo que definió TD de la sección. Finalmente se realizó la corrida de casing de 7" y se cementó según el programa.
- **Fase 6 1/8”:** Inició la perforación de la sección 6 1/8" realizando trabajo direccional para llevar la inclinación del pozo hasta los 90.37 deg en dirección 105.48 deg. Se navegó la sección horizontal del pozo en un horizonte entre (2584 ft-TVD y 2580 ft-TVD) observando valores Gamma promedios de 23 API, resistividades promedios de 172 ohm/m perforando hasta una profundidad de

4009 ft MD donde se definió TD del pozo con una longitud total navegada de 775 ft y se entregó mesa para corrida de liner de 4.5”.

En la Gráfica 8 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo F.

**Gráfica 8. Tiempo de perforación del pozo F.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo F.

**4.1.7 Pozo G.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-554 con coordenadas en superficie de N: 902747.60 m y E 959839.97 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

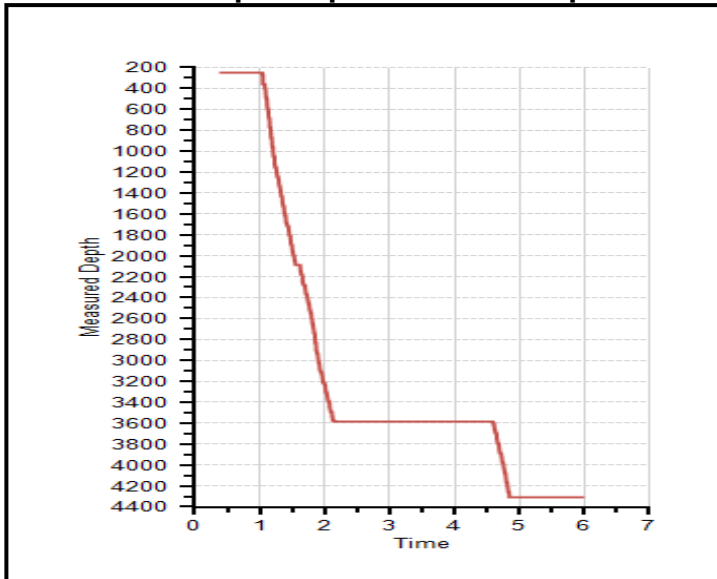
- **Fase 12 ¼”:** Se perforó la fase de 12 ¼” desde 45 ft MD hasta 266 ft MD para luego realizar la corrida de revestimiento de 9 5/8” desde superficie hasta 263 ft MD (Zapato y por último realizar la cementación según el programa.
- **Fase 8 ½”:** Se inició la perforación de la fase de 8 ½” en formación Guayabo rotando hasta 362 ft MD (KOP), donde se inició la construcción de la primera curva, generando severidades promedio de 3.32°/100ft. A la profundidad de 2358ft MD se dio inicio a la tangente para la bomba electrosumergible con una ROP promedio entre 200 y 300 ft/hr. Se ordenó aterrizar el pozo quedando una inclinación en fondo según sensor ABI de 87.5° a la profundidad total para ésta sección de 3587 ft MD / 2482.66 ft TVD. Se realizó un viaje de acondicionamiento hasta 304 ft MD circulando debido a una aleta de tormenta nivel tres, por lo que se recomendó bajar el galonaje a 300 gpm y reciprocar el primer sencillo de la parada con el fin de evitar perder la inclinación alcanzada

en el aterrizaje del pozo. Por último se realizó la corrida de revestimiento de 7" y posteriormente su cementación según el programa.

- **Fase 6 1/8"**: Se dio inicio a la sección rotando hasta 3599 ft MD. Se perforó con ROP entre 200 ft/hr y 400 ft/hr tratando de controlar los parámetros. Se llegó a una profundidad de 4307 ft MD, declarándola como TD del pozo Rubiales 1304H. En total se navegaron 720 ft con buenas propiedades petrofísicas promedio (Gamma: 23 api - Resistividad: 270 ohm-m). Finalmente se entregó pozo para operaciones de corrida de Liner de 4 1/2".

En la Gráfica 9 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo G.

**Gráfica 9. Tiempo de perforación del pozo G.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo G.

**4.1.8 Pozo H.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-554 con coordenadas en superficie de N: 902768.30 m y E 959836.25 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

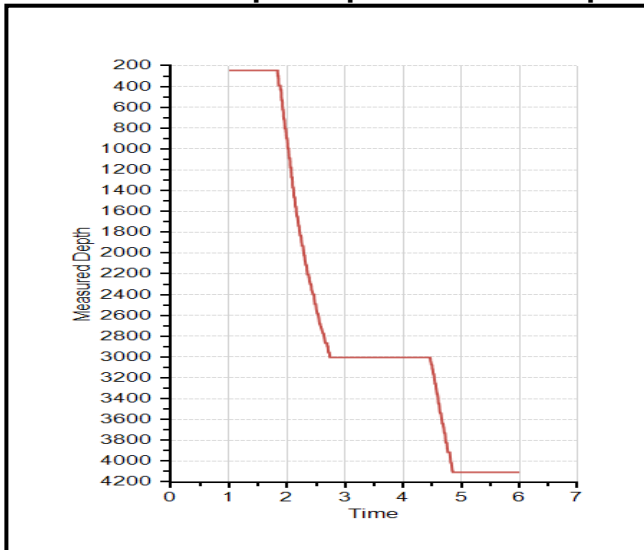
- **Fase 12 1/4"**: Se perforó la fase de 12 1/4" desde 45 ft MD hasta 245 ft MD. Y luego se realizó la corrida de revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 240 ft MD (Zapato para luego cementar según el programa).
- **Fase 8 1/2"**: Se inició la perforación rotando hasta profundidad de 440 ft MD (KOP). Siguiendo se perforó la tangente principal del pozo para la bomba ESP a partir de 2139 ft MD finalizando a 2268 ft MD (End Of Tangent) con una inclinación de 41.38° y una dirección de 97.36°. A los 2897 ft MD se recibió la orden de continuar la tangente con una inclinación de 85.5, perforando hasta

2962 ft MD, y al observar valores petrofísicos óptimos con resistividades mayores de 100 ohm-m y gamma de 25 api se ordenó aterrizar pozo realizando trabajo direccional hasta 3002 ft MD logrando una inclinación final de 87.5°. Ante la imposibilidad de sacar parada por alerta de tormenta eléctrica, se circuló a 2966 ft MD y se recomendó bajar galonaje a 200 gpm. Por último se acondicionó y se corrió revestimiento de 7" y se realizó la cementación del revestimiento según el programa.

- **Fase 6 1/8"**: Se inició a navegar rotando hasta 3012 ft MD buscando 88° grados de inclinación. En el intervalo de 3225 ft MD y 3454 ft MD el modelo de geonavegación mostró mejores propiedades por arriba de la trayectoria, por lo que se recibió orden de alcanzar una inclinación de 91° con el fin de subir en TVD. Se declaró el TD de pozo a 4107 ft MD observando resistividades promedio entre 55 - 60 ohm-m y valores de gamma promedio de 35 API. Por último se entregó el pozo para operaciones de registros eléctricos en hueco revestido de 7" y corrida de Liner de 4 1/2".

En la Gráfica 10 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo H

**Gráfica 10. Tiempo de perforación del pozo H.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo H.

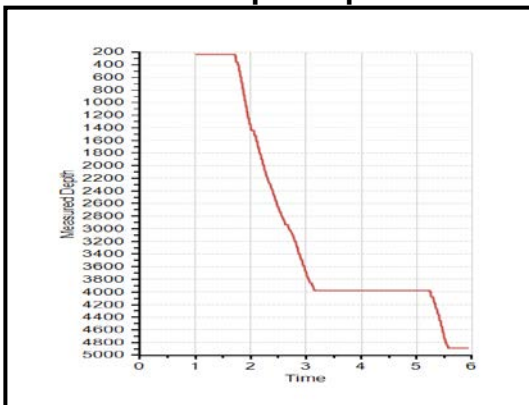
**4.1.9 Pozo I.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-040 con coordenadas en superficie de N: 911133.37m y E 961004.17 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 1/4"**: Se perforó desde 44 ft MD hasta 238 ft MD y luego se realizó la corrida de revestimiento de 9 5/8 para luego cementarlo según programa.

- Fase 8 ½”:** Se perfora en modo rotario hasta 404 ft MD, el DLS promedio de la primera sección de construcción fue de 2.05°/100 ft. La sección tangente se perfora en modo rotario hasta 1270 ft MD registrando una leve tendencia a tumbar inclinación (0.36°/100 ft). Se perforó la tangente principal del pozo para el posicionamiento del sistema de levantamiento a partir de 2543 ft MD finalizando a 2673 ft MD (End Of Tangent) con una inclinación de 54.22° y una dirección de 330.19° lo que posicionó el pozo a 5.77 ft del plan direccional. Después de haber obtenido valores de resistividad por encima de 100 Ohm-m con valores de gamma ray limpios se solicita levantar inclinación hasta 88° y aterrizar el pozo obteniendo una inclinación de 88.5° a 3982 ft MD según ABI, definiendo esta profundidad como el TD. Por último se realizó un viaje de acondicionamiento desde 3982 ft MD hasta el zapato de revestimiento de 9 5/8” a 233 ft MD y se regresó a fondo. Se bajó revestimiento de 7” y se cementó según el programa.
- Fase 6 1/8”:** Se perforó la sección de 6 1/8” a partir de 3982 ft MD en modo rotario observando tendencia a ganar inclinación en la primera parada, alcanzando una inclinación de 90.0° según ABI, se realizó entonces trabajo direccional para ajustar la inclinación a 91.5° Desde 4186 ft MD hasta 4892 ft MD y se navegó dentro de la unidad objetivo (intervalo con mejores propiedades resistivas), registrando GR promedio de 20 api y resistividad promedio de 200 ohm\*m. Por disposición del departamento de yacimientos se profundizó 110 ft hasta alcanzar el TD de la sección a 4892 ft MD (2704 ft TVD) para una sección navegada de 910 ft. Se realizó el viaje a superficie sin restricciones circulando en los puntos críticos del pozo de acuerdo al programa de perforación, y se entregó mesa para corrida de liner de 4 ½” y operaciones de completamiento del pozo RB1314H.

En la Gráfica 11 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo I.

**Gráfica 11. Tiempo de perforación del pozo I.**



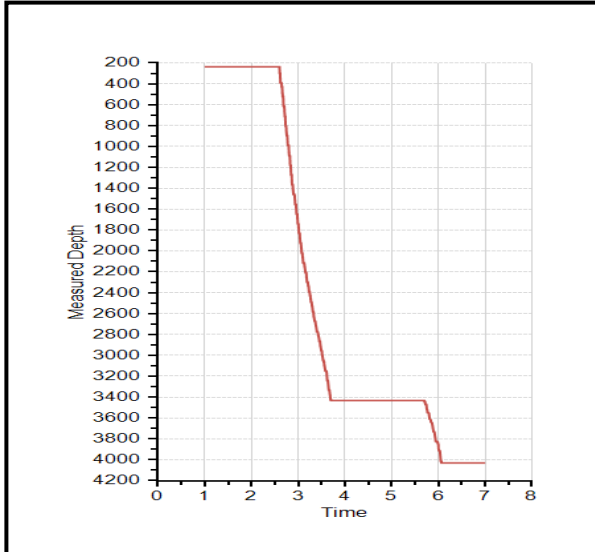
**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo I.

**4.1.10 Pozo J.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-040 con coordenadas en superficie de N: 911121.62m y E 961011.78 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 ¼”:** Se perforó desde 46 ft MD hasta 238 ft MD. Luego se realizó la corrida de revestimiento de 9 5/8 y se cementó el revestimiento según programa.
- **Fase 8 ½”:** Se inició la perforación de la sección de 8 ½" del pozo, realizando control de verticalidad, hasta 400 ft MD donde definió KOP e inició construcción de la curva deslizando inicialmente 22 ft por parada obteniendo una severidad inicial de 2.96°/100ft. Se inició la tangente de separación en sección negativa perforando en modo rotario y finalizó a 2482 ft MD (End Of Tangent) con una inclinación de 42.44° y una dirección de 61.11°. A partir de 3370 ft MD se percibió un incremento súbito de la ROP y disminución total de la presión diferencial con la que se venía perforando, por lo que se perforó 12 ft más rotados observando tendencia del GR a disminuir y se recibió la instrucción de colocar la trayectoria en 87.0° aproximadamente, sin embargo conforme se siguió perforando se observó un aumento de los valores de la resistividad hasta valores por encima de 100 ohm\*m por lo que recibió una nueva instrucción de aterrizar el pozo con 88.0°. El pozo se posicionó según la proyección a 88.5° de inclinación en dirección 69.5° a 3430 ft MD, TD de la sección de 8 ½". Se corrió revestimiento de 7" y se cementó según el programa.
- **Fase 6 1/8”:** Se perforó la sección de 6 1/8" desde 3430 ft MD 2673.86 ft TVD hasta 4030 ft MD / 2673 ft TVD, para un total de 600 ft MD con resistividad promedio de 116 Ohm. y Gamma de 28 api. Al inicio de la perforación se trabajó direccionalmente para ajustar trayectoria al plan, una vez se orientaron las herramientas las mismas muestran curvas azimutales sugiriendo posicionamiento hacia el tope de la unidad objetivo, se trabajó direccionalmente entre 89.5° - 90° de inclinación para alejar la misma del tope hasta 3620 ft MD. Por último se entregó la mesa para corrida de liner de 4 ½" y operaciones de completamiento del pozo RB1315H.

En la Gráfica 12 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo J.

**Gráfica 12. Tiempo de perforación del pozo J.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo J.

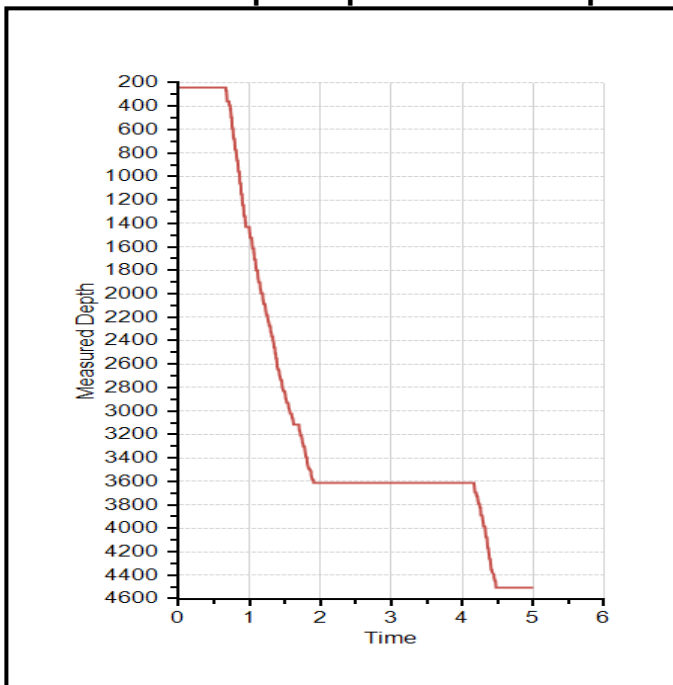
**4.1.11 Pozo K.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-041 con coordenadas en superficie de N: 909638.10m y E 963001.32 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 ¼”:** Se perforó desde 44 ft MD hasta 241 ft MD y se realizó la corrida de revestimiento de 9 5/8. Por último se realizó cementación de revestimiento de 9 5/8" según programa.
- **Fase 8 ½”:** Se comenzó la perforación en modo rotario hasta 468 ft MD en donde inició la construcción de la curva, registrando un DLS promedio de 2.1°/100 ft y se terminó la construcción de la primera curva a 978 ft MD (EOB). Se perforó primera sección tangente desde 978 ft MD hasta 1345 ft MD donde reinició la construcción y comenzó el giro hacia la derecha. Se registró una tormenta eléctrica, por lo cual se detuvo la operación por seguridad. Se dio inicio a la sección tangente para la bomba ESP a 2437 ft MD y termina a 2577 ft MD. A la profundidad de 3578 ft MD se recibieron indicaciones de aterrizar el pozo, deslizando hasta 3611 ft MD, profundidad a la cual se detiene la perforación y define como TD de la sección por órdenes de la compañía operadora con un ángulo de 87° aproximadamente en dirección 173.03°. Finalmente se realizó corrida de revestimiento desde superficie hasta 3606 ft MD y se cementó según el programa.
- **Fase 6 1/8”:** El trabajo de direccional se inició con una inclinación hasta de 91° para ascender estructuralmente. Se trabajó con parámetros permitiendo que el pozo perdiera inclinación dada la dureza del sello superior alcanzando una inclinación mínima de 88.46° en dirección 174.07°. Continuó perforando hasta

el TD planeado del pozo a 4506 ft MD, tomo survey de fondo, realizando proyección direccional a fondo obteniendo 90° de inclinación en dirección 174.0°. Para finalizar, se entregó mesa para corrida de Liner de 4 1/2" y operaciones de completamiento. En total se perforaron 895 ft MD en areniscas con optimas propiedades petrofísicas, registrando GR promedio de 26 api y resistividad promedio de 140 ohm\*m en los horizontes de 2621 ft TVD - 2625 ft TVD.

En la Gráfica 13 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo K.

**Gráfica 13. Tiempo de perforación del pozo K.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo K.

**4.1.12 Pozo L.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-041 con coordenadas en superficie de N: 909632.80m y E 963014.30 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 1/4”:** Inicio la perforación de la sección de 12 1/4" hasta 239 ft MD. Se bajó casing sin dificultad hasta 234 ft MD (Profundidad del zapato) seguidamente se realizó la cementación del casing de 9 5/8" según el programa.
- **Fase 8 1/2”:** Se empezó a perforar la formación presentándose interferencia magnética, desde 392 ft MD hasta 600 ft MD, lo cual obligó a tomar surveys cada 30 ft, hasta tener valores dentro de rango de aceptación de calidad, el

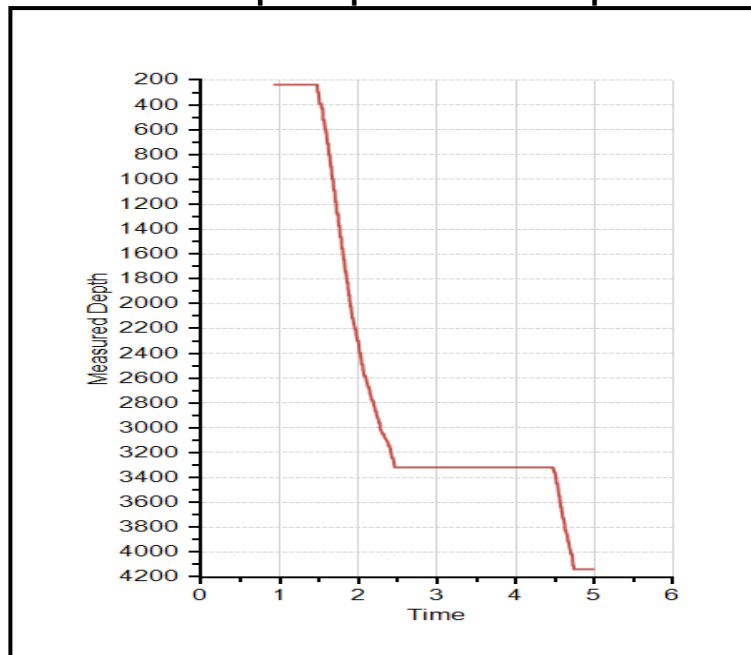


KOP se realizó a 600 ft MD. Se continuó la construcción de la curva y giro hasta 2326 ft MD, se recibió la instrucción de alcanzar los 88 deg, al obtener la propiedades litológicas adecuadas para aterrizar el pozo, se deslizó hasta 3320 ft MD / 2645. 9 ft TVD, donde se obtuvo una inclinación de 88 deg (corregida) completando un total de 134 ft deslizados para lograr la inclinación requerida. El pozo alcanza su TD con resistividades entre 200-600 ohm/m y GR entre 20 y 30. Para finalizar se corrió revestimiento de 7" y se cementó según el programa.

- **Fase 6 1/8"**: En la sección de 6 1/8" se iniciará manteniendo una tangente de 15 ft MD y se construye desde 3398.98 ft MD con un DLS de 2.5°/100ft hasta alcanzar 90.56° de inclinación en la dirección 90.00° a la profundidad de 3501.19 ft MD. La longitud de la sección horizontal desde la profundidad de Landing Point es de 820.27 ft MD. Por último se entrega mesa para corrida de liner de 4.5" y trabajos de completamiento.

En la Gráfica 14 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo L.

**Gráfica 14. Tiempo de perforación del pozo L.**



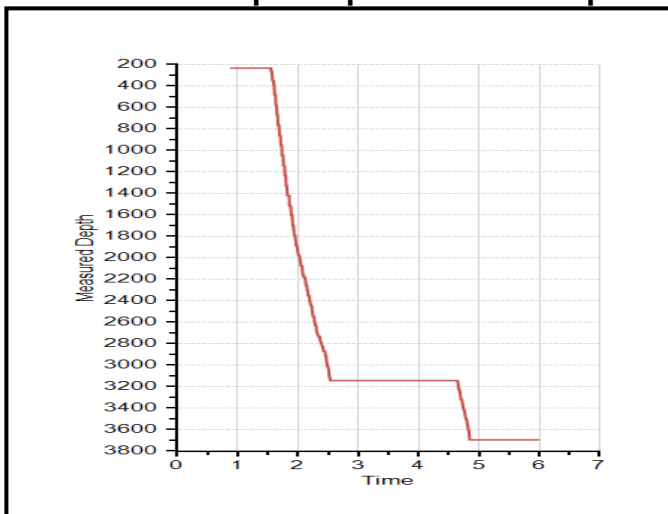
**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo L.

**4.1.13 Pozo M.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-563 con coordenadas en superficie de N: 904108.70 m y E 960040.10 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 1/4”:** Se perforó la fase de 12 1/4" desde 45 ft MD hasta 237 ft MD. Se hizo la corrida de revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 232 ft MD (Zapato) y se cementó según el programa.
- **Fase 8 1/2”:** Inició la construcción del pozo definiendo KOP @ 400 ft MD hasta 974 ft MD donde definió EOB1, previo a la entrada de arenas basales se obtuvieron propiedades petrofísicas adecuadas para realizar el aterrizaje del pozo, siendo necesario construir desde 84.6 deg hasta 88 deg, deslizando un total de 70 ft TF: HS, el pozo se aterriza con un GR: 25 API y RES: 100-190 Ohm/m. Seguidamente se repasó la parada y se sacó la tubería para posterior realizar la corrida del revestimiento de 7” y la cementación según el programa.
- **Fase 6 1/8”:** Se perforó el inicio de esta sección en modo rotario hasta 3152 ft MD y se realizó trabajo direccional de 10 ft con TF: 10 R con el objetivo de incrementar la inclinación hasta 89 deg. Se continuó perforando en modo rotario observando un incremento de la inclinación hasta 92 deg (Se observaron trazas de carbón en las muestras de superficies) lo cual obligó a realizar trabajo direccional para disminuir la inclinación hasta 90.5 deg a la profundidad de Survey @ 3235 ft MD. Se perforó hasta 3700 ft MD donde definió TD del pozo con un total de 550 ft MD navegados comprendidos entre (3145’ MD / 2486.23’ TVD hasta 3700’ MD / 2485.01’ TVD). Registrando en la sección rayos gamma promedio de 40 api y resistividad 240 ohm/m con un 100 % de efectividad dentro de la arena. Finalmente se entregó mesa para corrida de liner de 4”.

En la Gráfica 15 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo M.

**Gráfica 15. Tiempo de perforación del pozo M.**



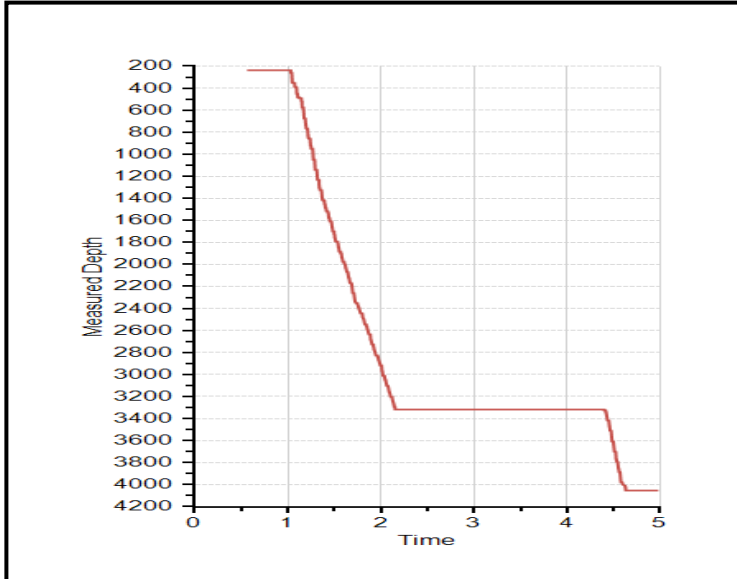
**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo M.

**4.1.14 Pozo N.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-563 con coordenadas en superficie de N: 904445.00 m y E 959946.00 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 1/4”:** Se perforó la fase de 12 1/4" desde 45 ft MD hasta 237 ft MD. Siguió se realizó el rig up de equipos para corrida de revestimiento de 9 5/8". Realizó corrida de revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 233 ft MD (Zapato) y se cementó según el programa.
- **Fase 8 1/2”:** La perforación de la sección 8-1/2" inició en modo rotario hasta 352 ft MD realizando así el bolsillo del martillo seguidamente se desconectó la parada y conectó el martillo. Se continuó construyendo hasta llegar a una profundidad de 929 ft MD, a la cual definió el EOB 1, siguiendo esto se perforó la tangente de desplazamiento con correcciones menores, una vez finalizó la curva continuó construcción y giro deslizando entre 37 y 65 ft por parada de 94 ft para lograr ajustar la trayectoria del pozo al plan direccional. Realizó trabajo direccional de 40 ft con TF: HS hasta 3315 ft MD logrando registrar una inclinación final de 88.2 deg en dirección 325 deg. con una resistividad promedio de 200 ohm- m y Un Gamma Ray de 25 API. Finalizando se corrió revestimiento de 7" y se cementó según el programa.
- **Fase 6 1/8”:** Se dio inició a la perforación de la formación arenas basales Zona 2 buscando obtener una inclinación de 90 deg acorde a solicitud de geología ECP, en la navegación registro inicialmente datos de GR de 26 API y Res 300 ohm/m. Se perforó hasta llegar a 4054 ft MD, donde se recibió comunicación por parte geología ECOPETROL de definir esta profundidad como TD. Se tomó survey de fondo (el cual no reflejó el resultado del trabajo direccional en low side) ya que este trabajo se realizó proyectado a 4076 profundidad a la cual no se llegó. Finalmente se hizo el viaje corto hasta zapato de casing de 7" sin restricciones, para luego regresar a fondo y así entregar la mesa para corrida de liner 4".

En la Gráfica 16 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo N.

**Gráfica 16. Tiempo de perforación del pozo N.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo N.

**4.1.15 Pozo Ñ.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-90 con coordenadas en superficie de N: 908530,23 m y E: 963936,63 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

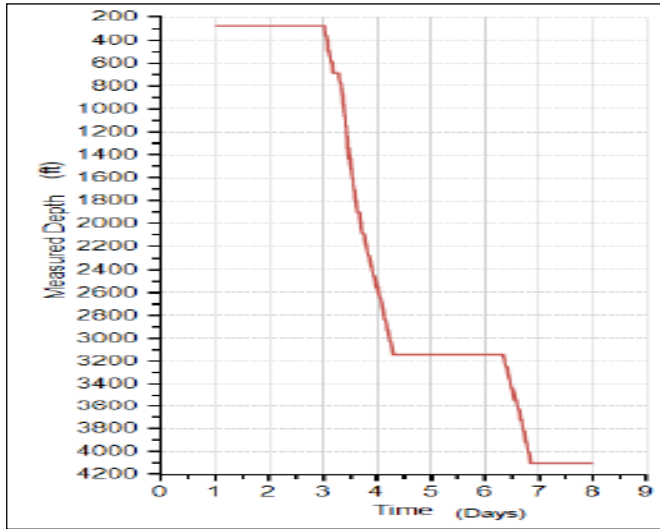
- **Fase 12 ¼”:** Se perforó esta fase desde superficie hasta 46 ft MD y posteriormente hasta 277 ft MD. Se realizó la corrida de revestimiento de 9 5/8 desde superficie hasta 273 ft MD (profundidad de zapato) sin presentar ningún problema en la cementación dejando listo el pozo para la siguiente sección.
- **Fase 8 ½”:** Para iniciar la sección, se realizó drill out de cemento y zapato de 9 5/8" hasta 277 ft MD. Se da inicio a la perforación de la sección de 8 ½" del pozo realizando control de verticalidad, hasta 340 ft MD donde definió KOP e inició construcción de la curva deslizando inicialmente 20 ft, se observa interferencia magnética en los surveys registrados desde 429 ft MD hasta 501 ft MD, hasta que se obtienen surveys libres de interferencia a 479 ft MD y 529 ft MD, en estos se observan un incremento adecuado al trabajo direccional. El survey registrado a 611 ft MD muestra un comportamiento diferente al trabajo direccional aplicado durante el intervalo, por lo que se desconecta la parada para chequear los surveys registrados anteriormente y corroborar el toolface de la herramienta MWD y la línea del scribline proyectada desde superficie sin observar ninguna inconsistencia continuando con la operación. Se perforo la sección tangente desde 961 ft MD hasta 1403 ft MD, donde se continúa la construcción de la curva y el giro hasta la tangente ESP a 2252 ft MD, registrando un DLS promedio de 6.03°/100 ft. Se continuó perforando la sección de 8 1/2" desde 2555 ft MD, construyendo inclinación y girando a razón de 7.16°/100 ft en promedio, deslizando entre 44 y 49 ft por parada de DP,

logrando alcanzar 85.92° de inclinación y 306.53° de azimut según registro de survey a 3047 ft MD, alcanzando la TVD de 2566 ft. A partir de 3025 ft MD se perfora en modo rotario buscando mantener aproximadamente 86° de inclinación, evaluando los parámetros de perforación. Una vez se obtienen los parámetros de perforación adecuados y las propiedades de resistividad y GR apropiadas se busca alcanzar 87° de inclinación solicitados por el Wellsite, registrando una inclinación de 87° a 3092 ft MD. Posteriormente se solicita aterrizar el pozo, lo cual se logra después de realizar trabajo direccional hasta 3145 ft MD donde se registra una inclinación por encima de 88° según el ABI. Se define esta profundidad como TD de la sección de 8 1/2" y se circulan 5 minutos antes de comenzar el viaje corto de acondicionamiento. Finalmente se corre revestimiento desde superficie hasta 3140 ft MD y se preparan las líneas y equipos de cementación realizando la operación sin ningún contratiempo.

- **Fase 6 1/8"**: Inicialmente se realiza un drill out desde 3095 ft MD (TOC) hasta 3133 ft MD y se continua con la perforación de la sección de 6 1/8" desde 3145 ft MD / 2571.1 ft TVD hasta 4104 ft MD / 2582.47 ft TVD para un total de 959 ft MD, registrando en la sección valores de GR promedio de 31 api y resistividad 162 Ohm.m. La perforación comienza con inclinación de 90°, registrando valores de GR de 60 api y resistividad 200 Ohm.m, se concluye un posicionamiento de la trayectoria hacia la base de la unidad superior. A partir de 3250 ft MD se solicita continuar perforando con inclinación de 89.5°, para bajar estratigráficamente y posicionar la trayectoria en la segunda arenisca. Entre 3300 ft MD – 3500 ft MD se estima posicionamiento de la trayectoria hacia el tope de la unidad objetivo y registrando valores de GR que van disminuyendo desde 50 hasta 16 api y resistividad promedio de 120 Ohm.m. Entre 3500 ft MD – 4104 ft MD se evidencian valores de resistividad 190 Ohm.m, GR 20 api, las curvas azimutales con valores de resistividad y geoseñales positivas indicando cercanía con el tope de la unidad objetivo. Hasta 3735 ft MD se estima una disposición estructural aparente horizontal, terminado la sección navegada con un ángulo aparente de 0.7° hacia abajo. Se registran 816 ft MD de arena con cutoff de resistividad mayor a 100 Ohm.m, para una efectividad de 85% de navegación.

En la Gráfica 17 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo Ñ.

**Gráfica 17. Tiempo de perforación del pozo Ñ.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo Ñ.

**4.1.16 Pozo O.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-90 con coordenadas en superficie de N: 908535,17 m y E: 963931,66 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

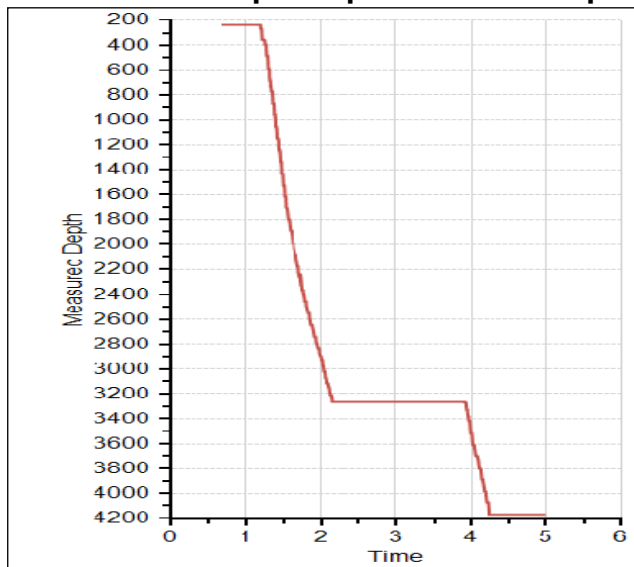
- **Fase 12 ¼”:** Se perfora desde superficie hasta 236 ft MD y se asienta un zapato de 9 5/8" hasta 232 ft MD. Seguidamente, se cementa y se procede a realizar la siguiente sección sin ningún inconveniente.
- **Fase 8 ½”:** Se perfora el tope del cemento desde 229 ft MD para iniciar la perforación de la sección de 8 ½" del pozo, realizando control de verticalidad hasta 400 ft MD, donde comienza la construcción de la curva deslizando 20 ft de la parada, se continua con la construcción de la misma sin ningún problema hasta llegar a 1764 ft MD donde se inicia la construcción de la curva principal, deslizando entre 41 y 45 ft por parada, obteniendo buena respuesta del ensamblaje. Al entrar a la formación C1 se disminuye caudal a 400 gpm y al sobrepasarla se incrementa el caudal a 450 gpm, buscando construir a 44 deg para realizar la sección tangente. Se comienza sección Tangente desde 2202 ft MD hasta 2390 ft MD. Se continuó la construcción de la curva, deslizando entre 34 y 47 ft por parada de DP, registrando una tasa de construcción promedio de 5.83°/100 ft MD y se alcanzan 2930 ft MD. Se prosiguió con la perforación de la sección desde 2930 ft MD, deslizando entre 24 y 28 ft por parada de DP, logrando alcanzar 85.12° de inclinación a 3141 ft MD. Se continuó perforando en modo rotario manteniendo la inclinación aproximadamente en 85.5°, hasta 3191 ft MD donde el wellsite solicita alcanzar 87° de inclinación. Una vez se alcanzan los valores de resistividad por encima de 100 Ohm-m y gamma por debajo de 20 API se aterrizo el pozo, alcanzando 88° de inclinación a 3263 ft

MD. Para terminar la sección se corre revestimiento de 7" desde superficie hasta 3258 ft MD y se cemento según el programa sin inconvenientes.

- **Fase 6 1/8"**: Se realizó drill out de cemento y zapato de 7" hasta 3263 ft MD y de la formación hasta 3275 ft MD, se inició perforando la sección de 6 1/8" buscando ajustarse a la inclinación solicitada por el plan, deslizando entre 8 y 16 ft por parada obteniendo 1.5°/100 ft en promedio y se alcanzó 3515 ft MD. Se navegó en sección de 6 1/8" según indicaciones de geonavegación deslizando hasta 20 ft por parada para lograr inclinación cercana a los 91° ya que según interpretación de modelo geológico la trayectoria se acercaba hacia la base de la arena objetivo. En 3608 ft MD se recibió orden de mantener inclinación entre 89° - 89.5° para lo cual se realizó trabajo direccional de 17 ft. Se continuó deslizando entre 5 ft y 23 ft para mantener inclinación requerida cercana a los 89°. En total se perforaron 910 ft con resistividad promedio de 141 ohm-m y GR de 28 API. Se registraron 769' MD de arena con cutoff de resistividad mayor a 100 Ohm.m, para una efectividad de 84.5% de navegación.

En la Gráfica 18 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo O.

**Gráfica 18. Tiempo de perforación del pozo O.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo O.

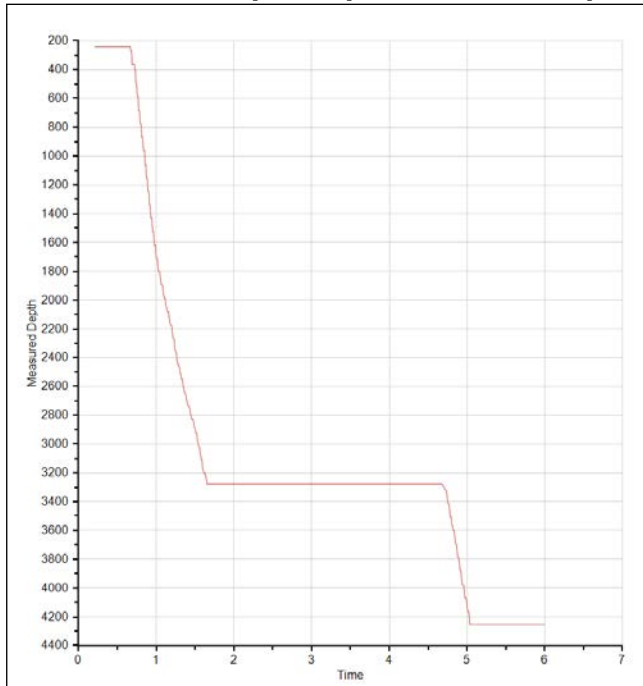
**4.1.17 Pozo P.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-198 con coordenadas en superficie de N: 907390,66 m y E: 966062,34 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 ¼”:** Se perforo desde superficie hasta 46 ft MD donde tocó fondo del tubo y se continuó desde 46 ft MD hasta 239 ft MD. Se realizó corrida del revestimiento 9 5/8" desde superficie hasta 234 ft MD (profundidad de zapato). La cementación del revestimiento de 9 5/8" se efectuó según programa sin problemas.
- **Fase 8 ½”:** Se da inicio a la perforación de la sección de 8 ½" del pozo, realizando control de verticalidad, hasta 362 ft MD donde definió KOP e inició construcción de la curva deslizando inicialmente 16 ft, luego se estandarizo el tren del slide entre 8 y 13 ft por stand de 94 ft generando severidades promedio de deg/100ft hasta 941 ft-MD donde se definió EOB1 e inicio sección tangente de separación realizando correcciones puntuales entre 7 y 10 ft hasta 1385 ft MD donde se define deslizar entre 38 y 16 ft por parada de 94 ft para ajustar la trayectoria al plan direccional hasta 1700 ft MD de profundidad. Se continua la construcción y el giro observando una disminución en la respuesta del ensamblaje a la entrada de la formación C1 por lo que aumentó la cantidad de pies deslizados a 45 ft, luego de este punto deslizo entre 32 y 40 ft por parada de 94 ft logrando ajustar la trayectoria del pozo con proyección al control point (3176 ft MD) de 2 ft por encima en TVD por requerimiento de yacimientos. a la profundidad de 2292 ft MD se definió el Start of tangent ESP. El End of tangent se determinó en 2416 ft MD, y se continuo construyendo y girando el pozo siendo necesario entre el 28 y el 39% por stand de 94 ft para obtener severidades promedio de 5.06 deg/100ft hasta 3202 ft MD donde define control point con 86.05 deg de inclinación, a partir de este punto se perfora manteniendo ángulo entre 86 y 87.5 deg por orden de yacimiento debido a que no se observó las propiedades esperadas en la zona 1 según la propuesta inicial. Hasta 3794 ft MD, donde recibió instrucción por parte de yacimiento de incrementar el ángulo del pozo a 88 deg es necesario deslizar 31 ft con TF: HS hasta 3825 ft MD registrando una inclinación según ABI 88.5 deg con una resistividad entre 70 y 80 ohm/m, y un gamma de 25-30 API, donde se definió TD de la sección.
- **Fase 6 1/8”:** Se inició la perforación de la sección 6 1/8" deslizando inicialmente 8 ft con TF: 35 R con el propósito de incrementar la inclinación @ 87 deg, observando inclinaciones según ABI una disminución en el ángulo a la salida del zapato por lo que realizo trabajo direccional de 45 ft con TF: 20R logrando incrementar la inclinación del pozo hasta 90.12 según survey @ 3417 ft MD. A partir de este punto se perforo según indicaciones del Well Site hasta 4129 ft MD, donde se continuo perforando manteniendo el ángulo cercano a los 90 deg manteniendo de esta manera un eje de navegación entre (2514-15139) ft TVD hasta 4258 ft MD en donde se definió TD del pozo logrando registrar una Resistividad promedio 105 Ohm/m, un Gamma Ray de 20 API con una efectividad el 100 % navegado en arena un total de 978 ft de sección Horizontal.



En la Gráfica 19 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo P.

**Gráfica 19. Tiempo de perforación del pozo P.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo P.

**4.1.18 Pozo Q.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-198 con coordenadas en superficie de N: 907386,81 m y E: 966057,29 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

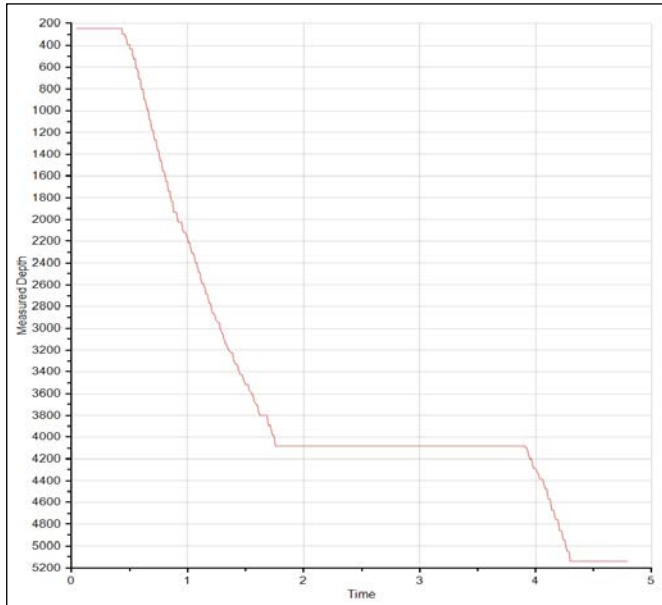
- **Fase 12 ¼”:** Desde superficie hasta 41 ft MD se desciende el tubo conductor y se procedió a perforar desde 47 ft MD hasta 241 ft MD. Se realizó la corrida de revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 236 ft MD (profundidad de zapato). Finalmente se condicionó el contrapozo e instaló sección cementada sin problema alguno.
- **Fase 8 ½”:** Se inició la perforación de la sección de 8 ½" del pozo, realizando control de verticalidad, hasta 345 ft MD donde se definió KOP e inició construcción de la curva deslizando inicialmente 20 ft, se estandarizo el tren de slide entre 12 y 17 ft por stand de 94 ft generando severidades promedio de 1.50deg/100ft hasta 795 ft MD donde se define EOB e inicio de la tangente de separación realizando correcciones puntuales entre 6 ft hasta 956 ft MD donde deslizando entre 23 y 33 ft por parada de 94 ft para ajustar la trayectoria al plan direccional dentro de la formación Guayabo. Hacia la Base de la formación León observo una disminución en la respuesta del ensamblaje siendo necesario aumentar el % del slide hasta un 58 % logrando generar una

severidad de 4.28 deg/100ft seguidamente regularizo el tren de slide entre 23 y 36 ft por parada de 94 ft registrando severidades promedio de 3.90 deg/100ft. hasta la profundidad de 2180 ft MD. Se prosiguió con la construcción de la curva deslizando entre 20 y 34 ft por parada de 94 ft logrando ajustar la trayectoria del pozo con respecto al plan direccional hasta 2484 ft MD generando severidades promedio de 3.85°/100ft dentro de las formaciones León, C1, C2 y C3, aquí se dio inicio a la tangente principal de la trayectoria a 2484 ft MD con una inclinación de 64.02° en dirección 120.75°. La fase tangencial finalizó a 2608 ft MD con una extensión de 124 ft generando severidades promedio de 0.15°/100ft, cumpliendo con los objetivos de la compañía operadora. Se continua la construcción de la curva deslizando entre 18 y 32 ft por parada de DP, registrando una respuesta de 2.72°/100 ft del trabajo direccional, alcanzando una inclinación de 85.19° a 3729 ft MD, mientras se logró girar la trayectoria desde 120° de azimut hasta el azimut planeado de 99.26°. Se perfora en modo rotario buscando mantener la inclinación en 85°, haciendo correcciones direccionales. A partir de 3957 ft MD aproximadamente se observó un aumento súbito de las ROP a bajas presiones diferenciales y WOB, por lo que se realizó trabajo direccional nuevamente para incrementar la inclinación hasta 87°. Una vez se confirman las propiedades de resistividad y GR en las herramientas LWD con valores de GR en promedio de 30 API y resistividades de hasta 150 ohm\*m, se recibió la instrucción de levantar la inclinación hasta 88° para aterrizar el pozo, lo que hace necesario deslizar 70 ft hasta 4079 ft MD (TD), logrando obtener una inclinación aproximada de 88.5° según el sensor de ABI.

- **Fase 6 1/8”:** A partir de 4153 ft MD hasta 4265 ft MD se registró GR entre 18-28 api y resistividad entre 70 y 140 ohm\*m donde se observó curvas azimutales, por lo que incrementó la inclinación hasta 91° realizando intervenciones direccionales de hasta 12 ft para mantener inclinación dado que se estimaba estar hacia la parte baja de la arena objetivo. Realizando correcciones en dirección mientras mantenía inclinación hasta 4280 ft MD y de acuerdo a las curvas azimutales el pozo se posiciona hacia la base de la unidad objetivo, con valores de GR de 50-80 api y disminución de la resistividad de 140 a 50 ohm\*m por lo que se recibió instrucción de incrementar la inclinación del pozo por encima del plan entre 91.0° - 92.0° observando mejoría en la respuesta de las curvas de resistividad y disminución en las lecturas del sensor de Gamma, sin embargo a partir de 4536 ft MD observó que la tendencia hacia arriba disminuyó por lo que se trabajó para mantener la trayectoria más cercana a la horizontalidad con inclinaciones entre 90.5° - 91.0° observando las mejores propiedades de la sección . Se registraron en total 942 ft de arena con resistividades mayores a 100 ohm\*m, para una efectividad de 89% de navegación.

En la Gráfica 20 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo Q.

**Gráfica 20. Tiempo de perforación del pozo Q.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo Q.

**4.1.19 Pozo R.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-198 con coordenadas en superficie de N: 907361,51 m y E: 966032,03 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

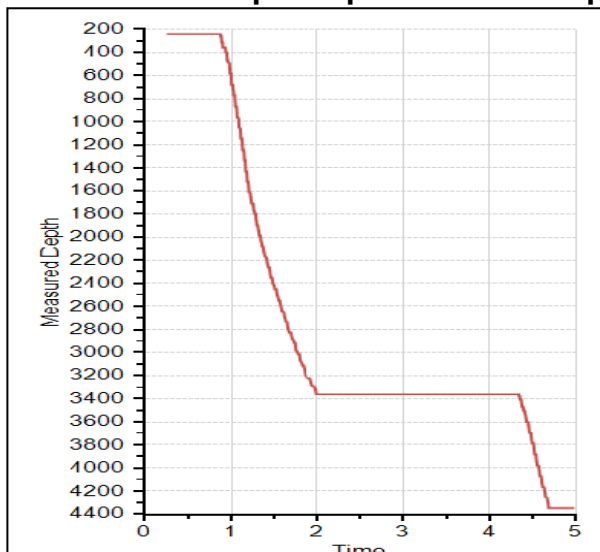
- **Fase 12 ¼”:** Desde superficie hasta 50 ft MD toca fondo el tubo conductor. Se perfora y se realiza la corrida de revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 232 ft MD (profundidad de zapato) y se cementa la sección sin problema alguno.
- **Fase 8 ½”:** Se da inicio perforación de la sección de 8 ½" del pozo, realizando control de verticalidad, hasta 361 ft MD donde definió KOP e inició construcción de la curva deslizando inicialmente 18 ft, Se registraron varios surveys interferidos a 330 ft MD y 424 ft MD construyendo la primera sección de la curva, deslizando entre 8 ft y 11 ft por parada de DP, hasta 1262 ft MD (EOB), registrando una tasa de construcción de 1.59°/100 ft MD, alcanzando 14.17° de inclinación y 271.34° de azimut a 1268 ft MD. Se perfora tangente de separación desde 1262 ft MD hasta 1620 ft MD en modo rotario continuando la segunda etapa de construcción y giro a partir de 1620 ft MD deslizando entre 30 ft - 40 ft de la parada perforada, generando severidades promedio de 4.90°/100 ft MD alcanzando una inclinación de 48.04° en dirección 288.34° finalizando a 2385 ft MD. Se prosiguió con la construcción de la curva a partir de 2385 ft MD deslizando entre 21 ft - 46 ft por triple para generar severidades cercanas a las del plan con 5.03°/100 ft MD en promedio mientras gana inclinación y gira la trayectoria a las derecha de acuerdo al plan, alcanzando 85.37° en dirección 290.52° a la profundidad medida de 3135 ft MD, a partir de

este momento se perforó tangencialmente controlando la trayectoria con parámetros. A partir de 3268 ft MD se registró una caída en la presión diferencial y en el peso sobre la broca, a esta profundidad se solicita levantar inclinación hasta 86.5° y una vez se registró mejora en las propiedades de resistividad y Gamma Ray (Aproximadamente a 3315 ft MD), se solicita levantar inclinación hasta 88°, deslizando hasta 3362 ft MD confirmando esta inclinación con el sensor ABI. A 3365 ft MD se determina la TD de la sección.

- **Fase 6 1/8”**:.Se perforó sección de 6 1/8” desde 3365 ft MD / 2519.87 ft TVD hasta 4352 ft MD / 2526.06 ft TVD para un total de 987 ft MD geonavegados, registrando en la sección rayos gamma promedio de 19 api y resistividad Deep por encima de 80 Ohm.m. Se da inicio a la perforación siguiendo plan de perforación, registrando rayos gamma de 14 api y resistividad por encima de 90 Ohm.m. Las curvas azimutales mostraron geoseñales negativas, sugiriendo posicionamiento de la trayectoria hacia la zona baja de la unidad resistiva. Entre 3550 ft y 3850 ft MD se observaron curvas azimutales con resistividad Down igual a la resistividad Up y geoseñales cercanas a cero, estimando posicionamiento de la trayectoria hacia la parte media de la unidad de interés. Entre 3980 ft y 4352 ft MD, se observó separación en las lecturas azimutales, con valores de resistividad Down mayores a resistividades Up y geoseñales positivas, interpretando posicionamiento hacia la zona media - alta de la unidad resistiva. Se declaró TD a 4352 ft MD. Se estimó una disposición estructural aparente de 0.3° hacia abajo.

En la Gráfica 21 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo R.

**Gráfica 21. Tiempo de perforación del pozo R.**



Fuente: Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo R.

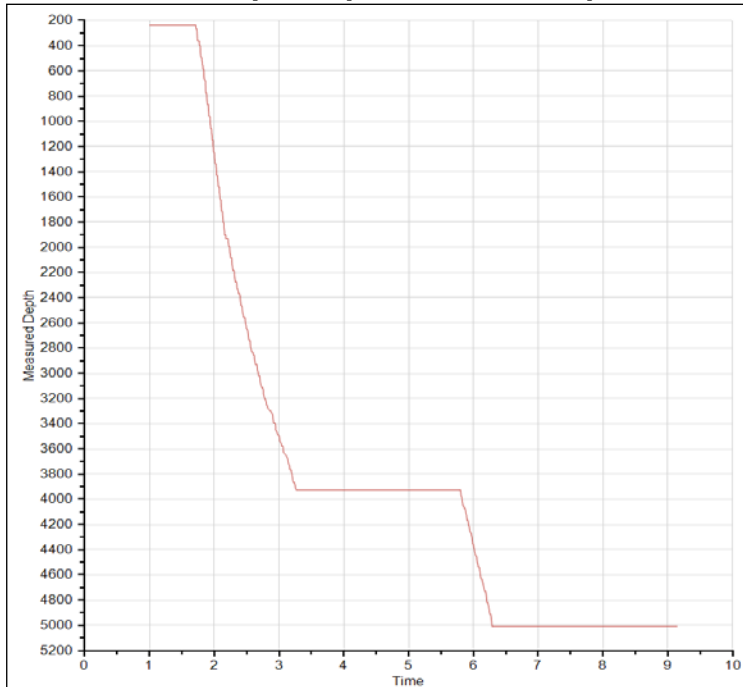
**4.1.20 Pozo S.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-113 con coordenadas en superficie de N: 910046,02 m y E: 956371,01 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 ¼”:** Se perfora la sección desde superficie hasta 245 ft MD, donde se corrió un revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 231 ft MD (Zapato). Se procedió a cementar con las líneas de cementación sin presentarse ningún problema aparente.
- **Fase 8 ½”:** La perforación de la sección de 8 ½" del pozo, realizando control de verticalidad, hasta 403 ft MD donde definió KOP e inició construcción de la curva deslizando inicialmente 20 ft, observando pobre respuesta de la sarta al inicio de la sección incrementando el tren de slide entre 15 y 28 ft por parada de 94 ft generando severidades promedio de 2.22°/100ft hasta 1244 ft MD, se continuo perforando la sección deslizando entre 20 y 35 ft MD para alcanzar la inclinación del plan, logrando posicionar la trayectoria del pozo 5 ft por encima del plan direccional. Se registró una fuerte tendencia de giro a la izquierda, con valores de hasta 1.38°/100 ft, la cual se logró contrarrestar ajustando los slide. Se perforó tangente principal a partir de 2670 ft MD (Start Tangent ESP) en modo rotario, se continua perforando deslizando entre 25 ft - y 35 ft por parada generando severidades promedio de 3.4°/100 ft logrando alcanzar una inclinación 75.78° a 3373 ft MD. Se observa fuerte colgamiento de hasta 18 Klbs en los intervalos deslizados lo que afectó la ROP, sin embargo se logró posicionar el pozo y se perforo tangencialmente con inclinaciones cercanas a los 86.0°. A 3840 ft MD se recibe instrucción por parte de Yacimientos de posicionar la trayectoria con 86.5° - 87.0° y esperar propiedades petrofísicas para aterrizar el pozo, a partir de 3896 ft MD (Bit position) se observó disminución en las lecturas de Gamma y tendencia al incremento en las curvas de Resistividad, por lo que trabajo direccionalmente para llevar el pozo a Landing Point, se deslizó 31 ft a partir de 3896 ft MD obteniendo una inclinación proyectada a fondo de 88.5° declarando TD de la sección a 3927 ft MD con una TVD según proyección de 2715.7 ft observando GR promedio de 25 API y resistividades promedio de 150 ohm \*m.
- **Fase 6 1/8”:** A partir de 4311 ft MD se observó que las curvas azimutales cambiaron de tendencia indicando cercanía al tope resistivo por lo tanto el cliente solicitó posicionar la trayectoria con 88.5° - 89.5° para llevar el pozo de 2712 ft TVD a 2714 ft TVD, observando intervalos con valores de GR 50-80 api asociados a cambios laterales. A 4500 ft MD nuevamente se presenta inversión de la respuesta en las curvas azimutales por lo que se perfora rotando en su mayoría aprovechando la tendencia de la formación a ganar inclinación para posicionar la trayectoria entre 90.0° - 90.5°, observando mejoría en la respuesta de las curvas de resistividad con tendencia a la base por lo que a partir de 4560 ft MD se perforó manteniendo la horizontalidad con

valores de inclinación no superiores a 90.0° hasta el TD definido por yacimientos a 5010 ft MD logrando perforar 933 ft del total de 1083 ft de arenisca con un corte de resistividad mayor a 100 ohm\*m, para una efectividad de 85% de navegación.

En la Gráfica 22 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo S.

**Gráfica 22. Tiempo de perforación del pozo S.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo S.

**4.1.21 Pozo T.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-560 con coordenadas en superficie de N: 905402,8 m y E: 959390,5 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

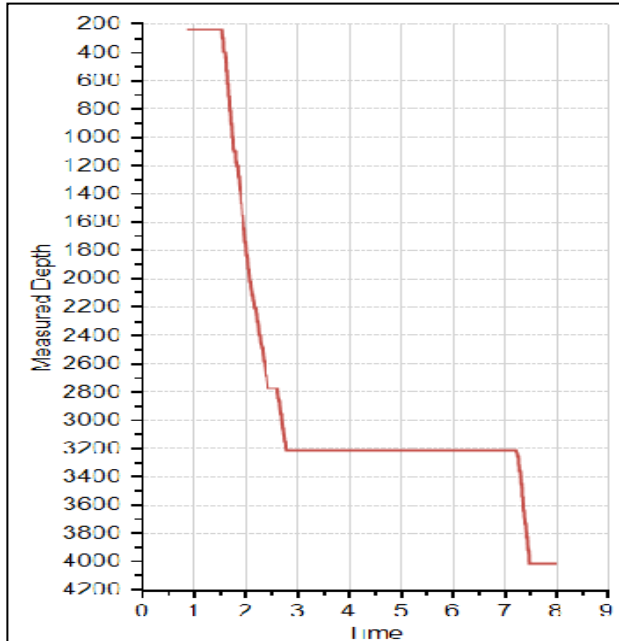
- **Fase 12 1/4”:** Se bajó hasta 45 ft MD donde tocó fondo del tubo conductor y se perforó la fase de 12 1/4" desde 45 ft MD hasta 240 ft MD, realizando corrida de revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 236 ft MD (Zapato). Armadas las líneas de cementación se realizó trabajo de cementación según programa y sin problema alguno.
- **Fase 8 1/2”:** Se realizó el Drillout del cemento, zapato y bolsillo hasta 240 ft MD y se dio inicio a la fase de 8 1/2" perforando la sección vertical en modo rotario incrementando, a 396 ft MD (KOP) se inició construcción de primera curva, donde se deslizó entre 10 ft y 20 ft por parada, generando severidades promedio de 1.93°/100ft con capacidades del ensamblaje entre 0.06 y 0.14°/ft

deslizado. Se perfora hasta 926 ft MD (EOB), donde finalizó construcción de la primera curva y donde se llegó según estación de survey a 928 ft MD con una inclinación de 11.44° y una dirección de 49.48° azimuth, a partir de 926 ft MD se continuó perforando tangente en modo rotario hasta 1341 ft MD (Continue Build), donde se reinició el trabajo direccional, deslizando entre 19 ft y 35 ft por parada continuando con la construcción y comenzando a girar a la izquierda a razón de 5.05°/100 ft en promedio obteniendo una excelente respuesta del slide. A 3093 ft MD se ordenó colocar el pozo con 86.0° de inclinación y posteriormente con 88.0°, pero al observar que la Zona-2 no mostró propiedades petrofísicas esperadas de resistividad, se ordenó colocar nuevamente la inclinación con 86.0° por lo que se realizó trabajo direccional con TF= 150L -130L. A 3299 ft MD se ordenó nuevamente colocar el pozo con 88.0° de inclinación, observando que las propiedades registradas por el LWD no eran adecuadas para aterrizar el pozo. Nuevamente se solicitó buscar una inclinación entre 85.0 y 86.0°, logrando esto según estación de survey a 3456 ft MD. Durante la última parada perforada (3431 ft MD y 3525 ft MD), se solicitó nuevamente levantar inclinación a 88.0°, la cual se logró a 3500 ft MD, según registro de ABI. Se terminó perforando en modo rotario y se confirmó una inclinación de 88.0° a la profundidad de 3521 ft MD. Se definió 3525 ft MD como profundidad final (TD). Se realizó viaje corto hasta 2773 ft MD repasando sin circulación los puntos apretados encontrados.

- **Fase 6 1/8”:** Inició con la fase de navegación y se llevó la inclinación hasta 90.0° a la profundidad de 3358 ft MD, a partir de ésta profundidad se dio la orden de mantener la inclinación entre 89.5° y 90.0° de inclinación para bajar levemente en TVD y posteriormente colocar la inclinación con 88.0° y 87.0°, debido a que se observó caída en las lecturas de resistividad e incremento en el Gamma Ray. A 3641 ft MD se observó una tendencia de giro a la derecha a razón de 1.7°/100ft por lo que las siguientes intervenciones se realizaron con TF a la derecha. A la profundidad de 4013 ft MD se dio la orden de parar el pozo y dejar ésta profundidad como total, quedando una inclinación en fondo según sensor ABI de 90.0°.

En la Gráfica 23 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo T.

**Gráfica 23. Tiempo de perforación del pozo T.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo T.

**4.1.22 Pozo U.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-560 con coordenadas en superficie de N: 905400,8 m y E: 959428,4 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

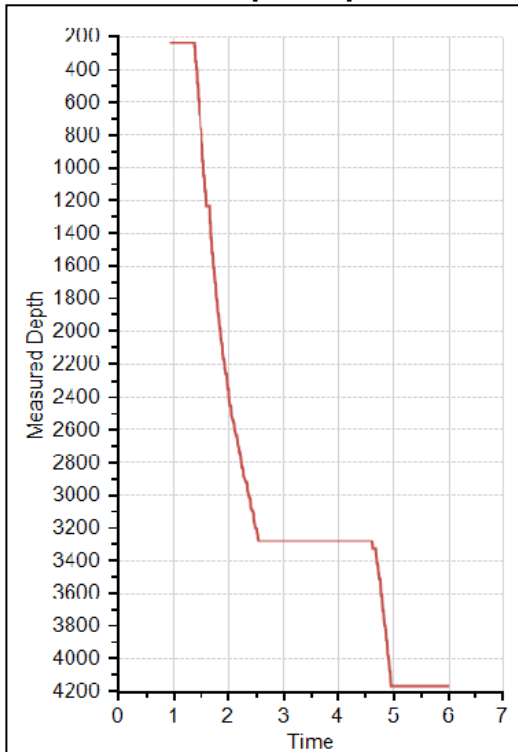
- **Fase 12 1/4”:** Se bajó BHA hasta 45 ft MD donde tocó fondo del tubo conductor y se perforó fase de 12 1/4” desde 45 ft MD hasta 240 ft MD. Posteriormente se realizó la corrida del revestimiento de 9 5/8” desde superficie hasta 234 ft MD (Zapato) y se cemento la sección sin problema alguno.
- **Fase 8 1/2”:** Se construyó primera curva hasta 1178 ft MD (EOB1) deslizando entre 6 ft y 41 ft por parada de 94 ft generando severidad promedio de 1.76°/100ft, seguidamente se perforó tangente de separación hasta 1525 ft MD con inclinación aproximada de 14°. Se continua construyendo la curva deslizando entre 24 y 50 ft por parada teniendo problemas de colgamiento moderado a severo (20 klbs-ft), siendo necesario utilizar rocking pipe en todas las instancias del trabajo en modo orientado, lo cual disminuyó notablemente el desempeño obtenido hasta el momento. A la profundidad de 3161 ft MD se buscan los 86° grados de inclinación esperando que la herramienta LWD registre las propiedades óptimas para aterrizar el pozo. Se mantiene esta inclinación hasta 3255 ft MD, en donde se recibe orden de aterrizar pozo, para lo cual se deslizaron 27 ft con TF = HS obteniendo 88° observados en ABI y registrando propiedades petrofísicas óptimas.



- Fase 6 1/8”:** Se realizó viaje hasta 3259 ft MD (TOC) perforando cemento y zapato, se continuó perforando bolsillo en modo rotario hasta 3275 ft MD, profundidad a la cual se observó ABI de 86.68°, por lo cual se procedió a buscar inclinación requerida por plan por encima de los 89°. Para esto se deslizaron 15 ft con TF=HS, rotando los siguientes 10 ft con el fin de evaluar respuesta, siendo necesario deslizar 10 ft más observando 89.28° de inclinación en ABI. Se continuó perforando en modo rotario manteniendo ROP de 500 ft/hr con diferencial de 100 psi logrando alcanzar inclinación requerida por plan cercana a los 90.6° con el fin de subir en TVD. Se perforó sección horizontal del pozo con un rango de inclinación entre 89.63 y 90.62 deg y un eje de navegación entre 2528 - 2524 ft TVD hasta 4171 ft MD, logrando registrar una resistividad promedio de 130 Ohm/m y Gamma promedio de 20 API.

En la Gráfica 24 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo U.

**Gráfica 24. Tiempo de perforación del pozo U.**



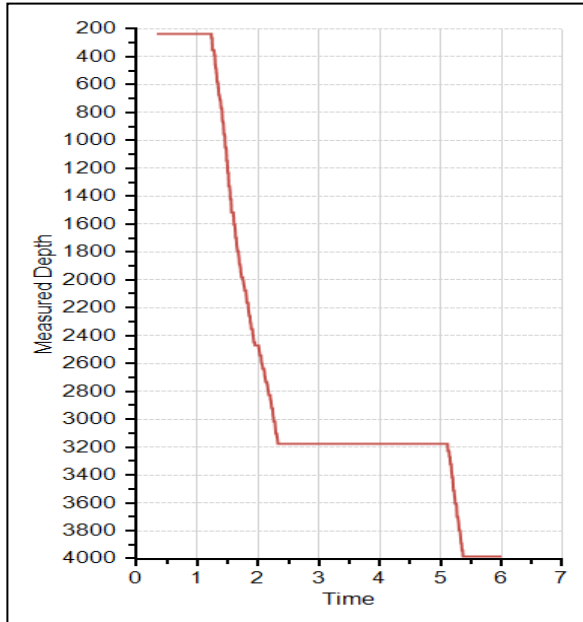
**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo U.

**4.1.23 Pozo V.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-560 con coordenadas en superficie de N: 905402,4 m y E: 959397,5 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 1/4”**: Se descendió hasta 45 ft MD donde tocó fondo del tubo conductor y perforó fase de 12 1/4" desde 45 ft MD hasta 238 ft MD, posteriormente se realizó la corrida de revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 234 ft MD (Zapato). Se realizó el trabajo de cementación según programa.
- **Fase 8 1/2”**: Se inició fase de 8 1/2" en formación Guayabo, perforando la sección vertical en modo rotario incrementando y construyendo la primera curva desde la profundidad de 354 ft MD (KOP) hasta 1077 ft MD (EOB1) alcanzando una inclinación de 11.48° con dirección 180.56° deslizando entre 6 ft y 20 ft por parada de 94 ft y generando severidades promedio de 1.65°/100ft en la formación. Se continuó construyendo curva deslizando entre 38 ft y 46 ft por parada hasta 3005 ft MD, donde se llegó con una inclinación de 85.5° y una dirección de 199.98°. El Wellsite presente en la locación dio la orden de perforar tangente con 85° de inclinación, perforando en modo rotario hasta 3126 ft MD, donde se observó Drilling Brake, por lo que se ordenó colocar el pozo con 86.5° y al observar buenas propiedades petrofísicas con resistividades mayores de 100 Ohm-m y Gamma Ray entre 25 y 35°API se ordenó aterrizar el pozo, deslizando un total de 49 ft hasta 3175 ft MD y donde quedó una inclinación en fondo según sensor ABI de 88.5°.
- **Fase 6 1/8”**: Se inició fase de 6 1/8" de navegación desde 3175 ft MD, donde se rotó hasta 3230 ft MD, observando tendencia a levantar inclinación, por lo que se realiza una intervención de 7 ft con TF= LS para llevar la inclinación al plan direccional. Posteriormente a la profundidad de 3324 ft MD se dio la orden de levantar inclinación hasta 91.5° para subir en TVD para lo cual se desliza 11 ft con TF=HS obteniendo 91.3° en survey tomado a 3423 ft MD posicionando el pozo 2 ft en TVD arriba del plan. Se mantuvo esta inclinación hasta 3557 ft MD en donde se ordenó por parte de equipo de Geonavegación/Wellsite horizontalizar con 90.0°, para lo cual se deslizaron 10 ft con TF=140R con el fin de corregir también giro observado a la izquierda. Al observar disminución en propiedades petrofísicas se recibió orden de bajar inclinación buscando nuevamente TVD del plan (2548 ft TVD) con aproximadamente 89.5° y luego con 88.5°. Se perforó hasta 3983 ft MD (2547 ft TVD), profundidad a la cual se decidió detener perforación con 88.3° de inclinación. En total se navegaron 808 ft con resistividad promedio de 73 Ohm-m y Gamma promedio de 28°API. Se realizó programa de viajes y circulación.

En la Gráfica 25 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo V.

**Gráfica 25. Tiempo de perforación del pozo V.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo V.

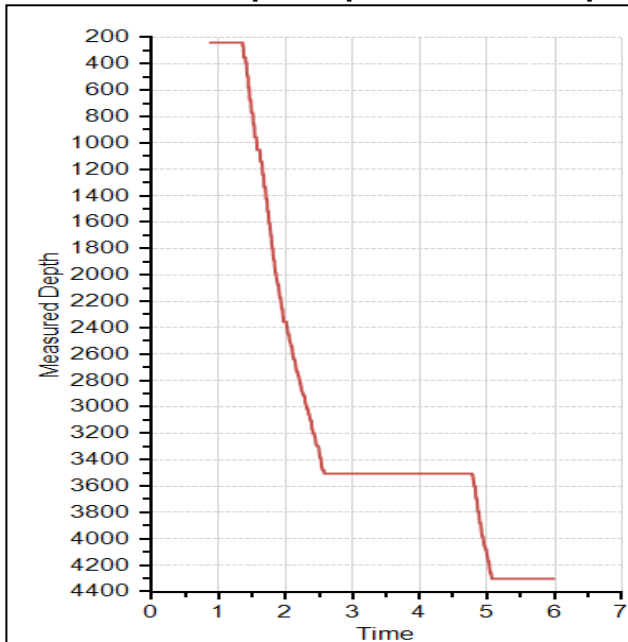
**4.1.24 Pozo W.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-560 con coordenadas en superficie de N: 905400,4 m y E: 959435,4 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 1/4”:** Se baja hasta 45 ft MD donde tocó fondo del tubo conductor y se perforó fase de 12 1/4" desde 45 ft MD hasta 237 ft MD. Se realiza corrida de revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 231 ft MD (Zapato) y se realizó trabajo de cementación según programa.
- **Fase 8 1/2”:** Perforación en formación Guayabo rotando hasta 362 ft MD (KOP) donde se construyó primera curva hasta 1170 ft MD (EOB1) deslizando entre 10 ft y 22 ft por parada de 94 ft generando severidad promedio de 1.65°/100ft. Se realiza tangente de separación siendo necesario deslizar entre 5 ft y 10 ft por parada para corregir tendencia observada a perder inclinación hacia la base de la formación Guayabo y mantener la misma cercana a los 14° hasta 1623 ft MD donde se definió deslizar entre 12 y 40 ft por parada de 94 ft generado severidades promedio de 4.9 deg/100ft hasta 2265 ft MD donde se da inicio a la sección tangente ESP donde se perforo en modo rotario, hasta 2357 ft MD. A la profundidad de 3476 ft MD se observó cambio de parámetros de perforación, rotando sin peso y sin presión diferencial, por lo que se deslizó 8 ft con TF = HS, se conectó la siguiente parada y se recibió orden de aterrizar el pozo al observar propiedades petrofísicas optimas en herramienta LWD. Se deslizaron en total 31 ft logrando una inclinación en ABI de 88°.

- Fase 6 1/8”:** Viaje hasta 3495 ft MD (TOC) e inicio de drill out y perforación sección 6-1/8" en modo rotario hasta 3525 ft MD, donde se realizó trabajo direccional para llevar la inclinación del pozo hasta 90.3 deg (inclinación del plan) seguidamente se toma primer survey oficial 3517 ft MD con una inclinación de 87.72 deg en dirección 12.11 deg con lo que ajusta la TVD del plan direccional 2560 ft TVD. A partir de este punto se perforo siguiendo instrucciones del Well Site manteniendo ángulo entre 90.37 y 90.56 deg de inclinación hasta 3970 ft MD. Se decidió disminuir el ángulo a 89 deg ya que se observó un incremento del Gamma Ray con picos de 90 API, sin embargo se continuo perforando con un ángulo entre 88 y 89.5 deg inclinación. Se perfora hasta 4300 ft MD por orden de geología con un eje de navegación entre (2060 y 2065) ft TVD con un total de 563 ft Efectivos navegados, un Gamma Ray promedio de 17 y Resistividad promedio de 160 Ohm/m.

En la Gráfica 26 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo W.

**Gráfica 26. Tiempo de perforación del pozo W.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo W.

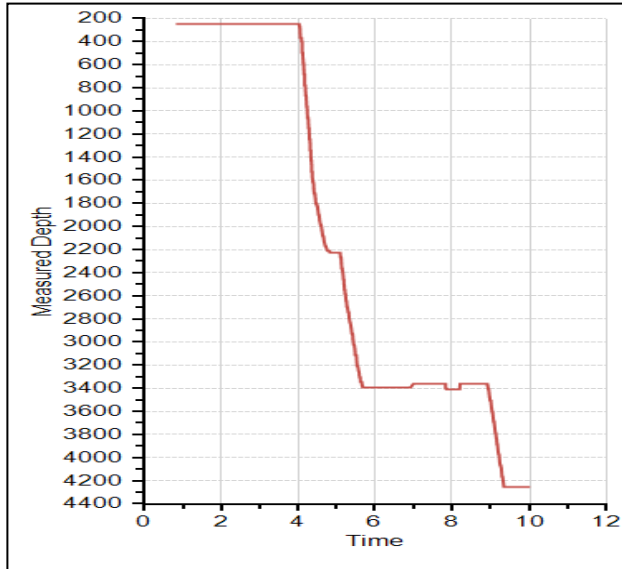
**4.1.25 Pozo X.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-119 con coordenadas en superficie de N: 909859,56 m y E: 953251,95 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- Fase 12 1/4”:** Se perforó la fase de 12 1/4" desde superficie hasta 245 ft MD y se realiza corrida de revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 237 ft MD (Zapato). Se realizó trabajo de cementación según programa.

- Fase 8 ½”:** Se inicia la perforación con sección vertical hasta 372 ft MD donde definió KOP deslizando 18 ft con TF 275 M. A partir de este punto se deslizó entre 10 y 25 ft por stand registrando severidades promedio de 3.0 deg/100 ft hasta 949 ft MD donde definió EOB e inicio de tangente de separación, en la cual realiza corrección leve de inclinación y azimut, obteniendo una capacidad de 0.12. Define deslizando 49 ft obteniendo una respuesta de 6.33 deg/100 ft, posteriormente se presenta incremento paulatino en la presión después del desplazamiento de fluido alcanzando valores hasta 2100 psi, para lo cual se bombearon píldoras de limpieza y de baja reología, para descartar posible taponamiento de boquilla o embotamiento de broca. Se define el End of Tangent ESP @ 2585 ft MD, deslizando 42 ft con TF 20 L y obteniendo una respuesta de 5.24 deg/ 100 ft, posteriormente desliza 47 ft TF 10 L obteniendo 6.42 deg/100 ft, en la siguiente parada se disminuye la capacidad de construcción por tanto se deslizan 66 ft, obteniendo 6.91 deg/100 ft, se continua deslizando 47 - 55 ft, hasta alcanzar los 83 grados, posteriormente se obtiene mejoría en la propiedades litológicas de la formación demostrando ingreso a la zona de interés, por tanto se desliza buscando 87 grados, observando que el Gamma Ray se limpió hasta alcanzar 20 grados y la resistividad alcanza valores por encima de 100 ohm, por tanto se alcanzan los 88 grados al tener una profundidad medida de 3345 ft, posteriormente se recibe la instrucción por parte de Yacimientos, de bajar 7 ft en TVD con inclinaciones entre 86 y 85 grados, logrando alcanzar una profundidad final de la sección de 3397 ft MD, observando en el intervalo perforado desde 3345 hasta 3397 resistividades por encima de 300 ohm y valores de GR cercanos a los 20 API.
- Fase 6 1/8”:** En la siguiente estación de Survey se trabajó para horizontalizar el pozo hasta 3497 ft, donde se continuo deslizando entre 7 y 12 ft por parada en para controlar la capacidad de construcción del ensamblaje, buscando trabajar una inclinación de 90.74 deg, y posteriormente manteniendo el eje de navegación en 2735 ft TVD. A partir de 3900 ft MD, se recibió la instrucción, por parte de geología de incrementar la inclinación, hacia 90.5 buscando subir un pie en TVD, siendo necesario para esto incrementar la ROP a 300 ft/hr y posteriormente alcanzar los 90 grados en la última parada. Definiendo un TD del pozo @ 4258 ft MD, para un total de 892 ft de navegación, en arena con buenas propiedades petrofísicas. Resistividad promedio de 315 ohm/m, rayos gamma de 20 API.

En la Gráfica 27 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo X.

**Gráfica 27. Tiempo de perforación del pozo X.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo X.

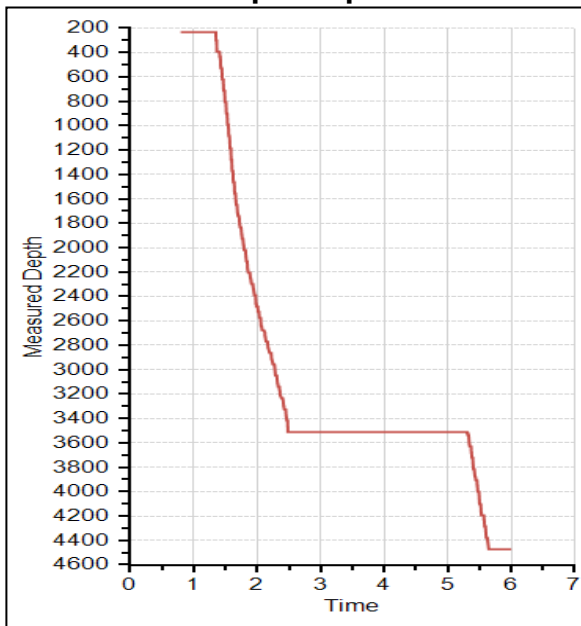
**4.1.26 Pozo Y.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-019 con coordenadas en superficie de N: 913007,19 m y E: 962445,24 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 ¼”:** Se bajó BHA hasta 46 ft MD donde tocó fondo del tubo conductor y se perforó fase de 12 ¼" desde 46 ft MD hasta 232 ft MD, se realiza corrida de revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 227 ft MD (Zapato) y se cementa sin ningún inconveniente.
- **Fase 8 ½”:** Iniciación de fase de 8 ½" perforando sección vertical en modo rotario, a la profundidad de 400 ft MD (KOP) se inició a construir la primera curva deslizando entre 9 ft y 16 ft por parada generando DLS promedio de 1.38°/100ft, con capacidades que variaron entre 0.05 y 0.14°/ft deslizado. Finalizó curva (EOB) a 1189 ft MD donde se llegó con una inclinación de 11.99° y una dirección de 98.38°. Se perfora hasta 3329 ft MD donde se llegó según estación de survey a 3354 ft MD con una inclinación a 83.87° y una dirección de 93.15°. Se dio la orden por parte del Wellsite presente en la locación de continuar tangente con 84.0° de inclinación y a 3390 ft MD se ordenó colocar la inclinación con 85.0° de inclinación, por lo que se orientó TF= HS y se inició a deslizar, posterior caída en la inclinación por lo que se deslizó lo restante de la parada (34 ft). Al observar incremento en las curvas de resistividad se ordenó aterrizar el pozo donde se deslizó un total de 86 ft hasta 3510 ft MD, profundidad total para ésta sección, quedando una inclinación en fondo según sensor ABI de 90.5°.

- Fase 6 1/8”:** Inició de fase de navegación, donde se rotaron los primeros 10 ft observando una inclinación en el zapato de 90.6°, se deslizó 6 ft con TF= HS para ir subiendo en TVD según plan de navegación. Al observar en sensor ABI una inclinación de 91.6° y valores de resistividad mayores a 400 Ohm-m, se ordenó por parte del Wellsite presente en la locación, de colocar el pozo con 91.0° y posteriormente con 90.0° para navegar en TVD de 2577 - 2578 ft. Se continuó navegando manteniendo una inclinación entre 90° y 90.5° hasta 3870 ft MD donde se observó cambios en las propiedades petrofísicas, por lo que se ordenó colocar el pozo con 89.0° - 89.5° de inclinación para bajar 1 ft en TVD, regresando nuevamente a los valores de Gamma Ray y resistividad esperados. Se navegó en el eje de 2578.5 - 2576.5 ft TVD hasta la profundidad total definida para éste pozo @ 4474 ft MD / 2577 ft TVD.

En la Gráfica 28 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo Y.

**Gráfica 28. Tiempo de perforación del pozo Y.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo Y.

**4.1.27 Pozo Z.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-019 con coordenadas en superficie de N: 913020,17 m y E: 962447,48 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

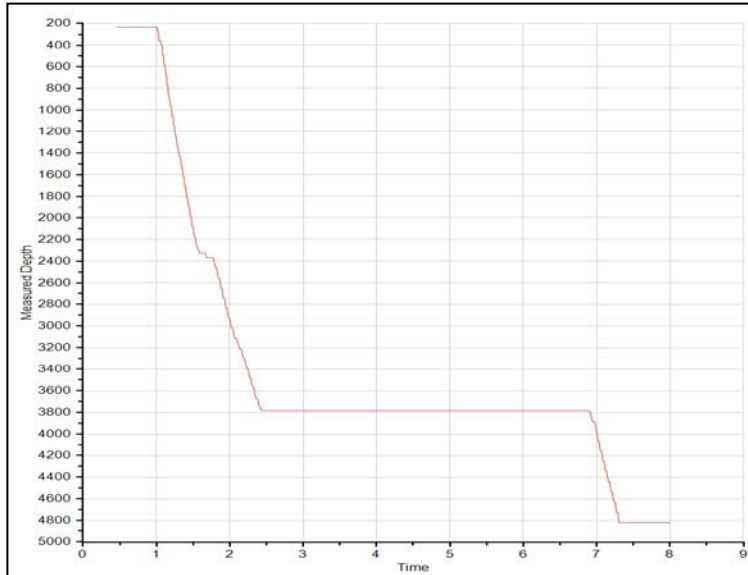
- Fase 12 1/4”:** Se perforó fase de 12 1/4" desde 48 ft MD hasta 235 ft MD y se corrió revestimiento de 9 5/8" desde superficie hasta 230 ft MD (Zapato). Se armó y probó cabeza y líneas de cementación para proceder sin ningún percance.

- Fase 8 ½”:** Se inicia la perforación da la sección 8 ½" en modo rotario hasta 370 ft MD donde definió KOP e inició construcción de la curva deslizando entre 18 y 32 ft por parada de 94 ft logrando generar severidades promedio de 2.4°/100 ft hasta 786 ft MD donde definió EOB. Finalizó tangente a 2715 ft MD continuando con construcción de la curva y giro a la derecha deslizando entre 20 y 22 ft por parada registrando un Yield entre 0.08°/ft - 0.1°/ft. En este punto se comunicó situación a Yacimientos, quienes solicitaron autorización para no repasar la parada y continuar realizando trabajo direccional después de la conexión. Acordó con Yacimientos perforar un sencillo más con parámetros mínimos, buscando mejorar la inclinación de la trayectoria e informar, se perforó 32 ft hasta 3988 ft MD a una ROP aproximada de 1000 fph, y se tomó ABI de fondo observando una inclinación corregida de 86.3°, proyecto 86.5° dada la posición del ABI. Se comunica la situación al departamento de Yacimientos, los cuales decidieron detener la perforación de la fase en este punto, dado el riesgo de tocar la base de la arena. Definió TD de la sección a 3988 ft MD, saco dos paradas a la torre circuló tren de píldoras viscosas hasta retornos limpios.
- Fase 6 1/8”:** Se inició la perforación da la sección 6 1/8" realizando trabajo direccional desde 3805 hasta 3810 ft MD para garantizar la salida de la trayectoria del pozo del hueco original. Se continuó perforando de acuerdo a instrucciones de yacimientos y recomendaciones de geonavegación, donde inicialmente se mantuvo la trayectoria horizontal observando buenas propiedades petrofísicas de la formación con valores de GR de 15 API en promedio y resistividades promedio de 150 ohm\*m, sin embargo dada la posición del pozo observó polarización de las curvas indicando cercanía al tope conductivo, por lo tanto a partir de 4000 ft MD se trabajó direccionalmente para bajar de manera controlada con inclinaciones entre 89.0° - 89.5° y así posicionar el pozo 1 ft por debajo del eje de navegación planeado a 2589 ft TVD con buenos resultados en propiedades, observando según las geoseñales, posicionados en la zona media de la arena y se controló la inclinación para mantener la trayectoria entre 2589 ft – 2590 ft TVD donde se observaron las mejores propiedades.

En la Gráfica 29 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo Z.



**Gráfica 29. Tiempo de perforación del pozo Z.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo Z.

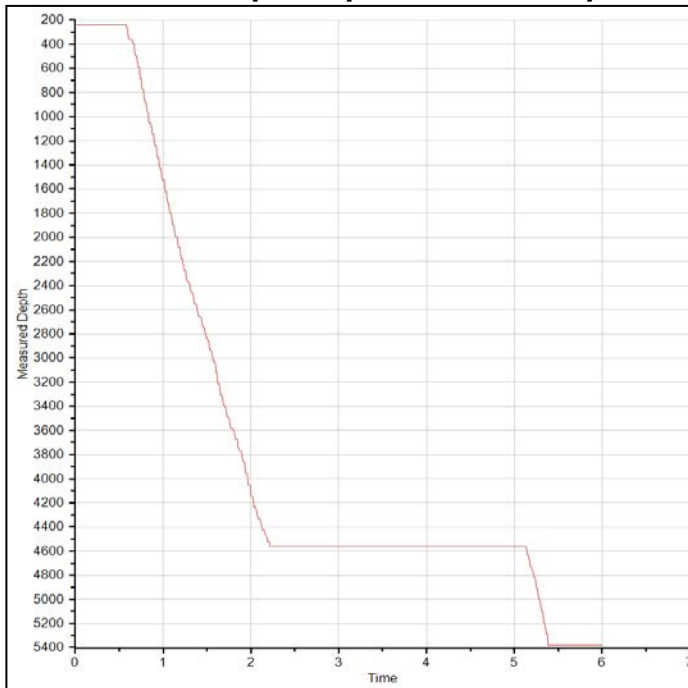
**4.1.28 Pozo AA.** Este pozo se ubica en el Cluster RB-019 con coordenadas en superficie de N: 913017,84 m y E: 962240,76 m. Tiene tres secciones las cuales fueron perforadas de la siguiente manera:

- **Fase 12 ¼”:** Se perforó desde 48 ft MD hasta 241 ft MD y se realizó corrida de revestimiento de 9 5/8 desde superficie hasta 236 ft MD (profundidad de zapato) para seguidamente realizar la cementación de la zona sin problemas.
- **Fase 8 ½”:** Se da inició a la perforación de la sección de 8 ½" del pozo, realizando control de verticalidad, hasta 362 ft MD donde definió KOP e inició construcción de la curva deslizando inicialmente 22 ft, se continuó deslizando entre 21 y 36 ft por parada de 94 ft para ajustar la trayectoria al plan direccional hasta 2674 ft MD, generando severidades promedio de 3.81 deg/100ft. Se perfora la tangente principal con parámetros controlados desde 2674 ft MD hasta 2976 ft MD (302 ft), observando tendencia del pozo a ganar inclinación por lo que fue necesario realizar correcciones para mantener la inclinación y girar ligeramente a la izquierda por tendencia natural y así evitar generar DLS superiores a 1.0°/100ft con buenos resultados. A 4529 ft MD después de observar un aumento sustancial en la ROP y reducción del WOB se reciben instrucciones de aterrizar el pozo, donde se deslizó entonces 30 ft con TF: HS y 350 gpm a alta ROP logrando alcanzar una inclinación proyectada de 88.5° a la profundidad de 4559 ft MD (2566.5 ft TVD), punto en donde Yacimientos decidió declarar TD de la sección dentro de la formación de interés Arenas Basales Zona 1 con valores de GR promedio de 30 API y resistividades de hasta 120 ohm\*m.

- Fase 6 1/8”:** Inició perforación sección 6 1/8" observando una inclinación ABI a la profundidad del zapato de 88.5° por lo decidió perforar en modo rotario hasta 5580 ft MD en donde se orientó la sarta con TF: HS y se perforo 5 ft, registrando un incremento de la inclinación hasta 89.5° en dirección 112.0° y observando fuerte tendencia de giro a la derecha dentro de la arena de interés durante la aterrizada, se continuó realizando trabajo direccional para ajustar el pozo al plan mientras se contrarresta dicha tendencia recortando distancia por la derecha y a partir de este punto se mantuvo un eje de navegación de 2565 ft TVD - 2566 ft TVD con un Gamma promedio de 15 API y Resistividad promedio 200 ohm\*m. Se realizó manejo de parámetros para incrementar la ROP y mantener la trayectoria en la TVD solicitada con buenos resultados, se alcanzó TD del pozo de acuerdo a yacimientos a 5379 ft MD (20 ft más de lo planeado) posicionando la trayectoria en fondo con una inclinación según ABI de 90.1° en dirección 108.5°, para un total de 820 ft Geonavegados con buenas propiedades a partir del punto de aterrizaje a 4559 ft MD.

En la Gráfica 30 se puede ver los tiempos de perforación empleados para desarrollar el pozo AA.

**Gráfica 30. Tiempo de perforación del pozo AA.**



**Fuente:** Halliburton, Sperry Drilling. Reporte final de pozo AA.

## 5. ESTUDIO ESTADÍSTICO DE LOS POZOS DE MUESTRA

En este capítulo se mostrará el estudio estadístico de los pozos de muestra, incluyendo gráficas de producción, tiempos de perforación, longitudes horizontales promedio, entre otras. Con las cuáles se identificarán aquellas variables en la perforación y producción que más influye en la realización de los pozos.

### 5.1 PERFORACIÓN

A continuación se presentará el estudio de los pozos de muestra en variables de perforación como lo son distancias perforadas, tiempos de perforación, landing point, dogleg y las variables de perforación como: Caudal, RPM y WOB.

**5.1.1 Distancias perforadas en MD.** En la Tabla 5 se presentan las distancias perforadas de cada uno de los pozos de muestra, se dividen en las tres secciones en las que se encuentran divididos los pozos y desde donde inicia y terminan cada uno.

En la mayoría de los pozos se inicia con la perforación de la Fase Inicial de 250 pies aproximadamente, esta sección no presenta grandes dificultades a la hora de ser perforada. Para la fase intermedia y de producción depende exclusivamente del plan direccional indicado por la compañía operadora y el objetivo al que se desea llegar.

**Tabla 5. Distancia perforada de cada pozo de muestra.**

Pozo	Distancia Perforada MD					
		Fase Inicial	Fase Intermedia	Fase de Producción		
Ñ	Sup	277	277	3145	3145	4104
N	Sup	237	237	3315	3315	4054
K	Sup	241	241	3611	3611	4506
D	Sup	264	264	4052	4052	4917
F	Sup	284	284	3234	3234	4009
Y	Sup	232	232	3510	3510	4474
T	Sup	240	240	3525	3210	4013
R	Sup	237	237	3365	3365	4352
L	Sup	239	239	3320	3320	4140
Z	Sup	235	235	3988	3785	4818
J	Sup	238	238	3430	3430	4030
U	Sup	240	240	3282	3282	4171
O	Sup	236	236	3263	3263	4173
A	Sup	266	266	3664	3664	4537

**Tabla 5. (Continuación).**

Pozo	Distancia Perforada MD					
	Fase Inicial	Fase Intermedia			Fase de Producción	
W	Sup	237	237	3508	3508	4300
E	Sup	267	267	3583	3583	4783
V	Sup	238	238	3175	3175	3983
Q	Sup	241	241	4079	4079	5137
S	Sup	236	236	3927	3927	5010
M	Sup	237	237	3145	3145	3700
C	Sup	267	267	3666	3666	4139
H	Sup	245	245	3002	3002	4107
AA	Sup	241	241	4559	4559	5379
G	Sup	269	269	3587	3587	4307
X	Sup	245	245	3397	3366	4258
I	Sup	238	238	3982	3982	4892
B	Sup	270	270	3666	3666	4282

**5.1.2 Pies rotados y orientados por cada sección.** En la Tabla 6 se presentan la cantidad de pies que fueron rotados y los pies orientados para cada pozo de la muestra.

**Tabla 6. Especificación de los pies rotados y orientados.**

Pozo	Pies Perforados MD						
	Fase Inicial	Fase Intermedia			Fase de Producción		
		Pies rotados	Pies orientados	Total	Pies rotados	Pies orientados	Total
Ñ	277	1980	978	2868	683	276	959
N	237	2004	1074	3078	660	79	739
K	241	2543	827	3370	736	159	895
D	264	2596	1192	3788	647	218	865
F	284	2094	856	2950	689	86	775
Y	232	2381	897	3278	857	107	964
T	240	2128	1157	3285	661	142	803
R	237	2478	650	3128	829	158	987
L	239	2193	888	3081	630	190	820
Z	235	2519	1234	3753	867	166	1033
J	238	2155	1037	3192	537	63	600
U	240	2183	859	3042	802	87	889

Tabla 6. (Continuación).

Pozo	Pies Perforados MD						
	Fase Inicial	Fase Intermedia			Fase de Producción		
		Pies rotados	Pies orientados	Total	Pies rotados	Pies orientados	Total
O	236	2330	697	3027	712	198	910
A	266	2595	803	3398	774	99	873
W	237	2435	836	3271	678	114	792
E	267	2381	935	3316	913	287	1200
V	238	2216	721	2937	745	63	808
Q	241	2827	1011	3838	876	182	1058
S	236	2557	1134	3691	938	145	1083
M	237	2035	873	2908	302	253	555
C	267	2421	978	3399	387	86	473
H	245	1980	777	2757	771	334	1105
AA	241	3427	891	4318	743	77	820
G	269	2377	964	3318	605	115	720
X	245	2106	1046	3152	799	93	892
I	238	2626	1118	3744	813	97	910
B	270	2645	753	3396	531	85	616
P	239	2722	864	3586	759	219	978

Como se puede ver, tanto para la fase intermedia como para la de producción hay una mayor cantidad de pies rotados, mejorando la eficiencia de la perforación. Sin embargo se puede observar que para la fase intermedia los pies orientados son considerables lo que podría indicar que se necesitan hacer correcciones constantes debido a las formaciones presentes y sus tendencias a construir o tumbar la curva.

**5.1.3 Tiempos utilizados en la perforación de la sección intermedia para todos los pozos.** En la Tabla 7 se presentan los tiempos utilizados para orientar, rotar, circular o rimar el pozo de muestra para la fase intermedia.

Tabla 7. Tiempo utilizado para cada actividad durante la perforación de la fase intermedia.

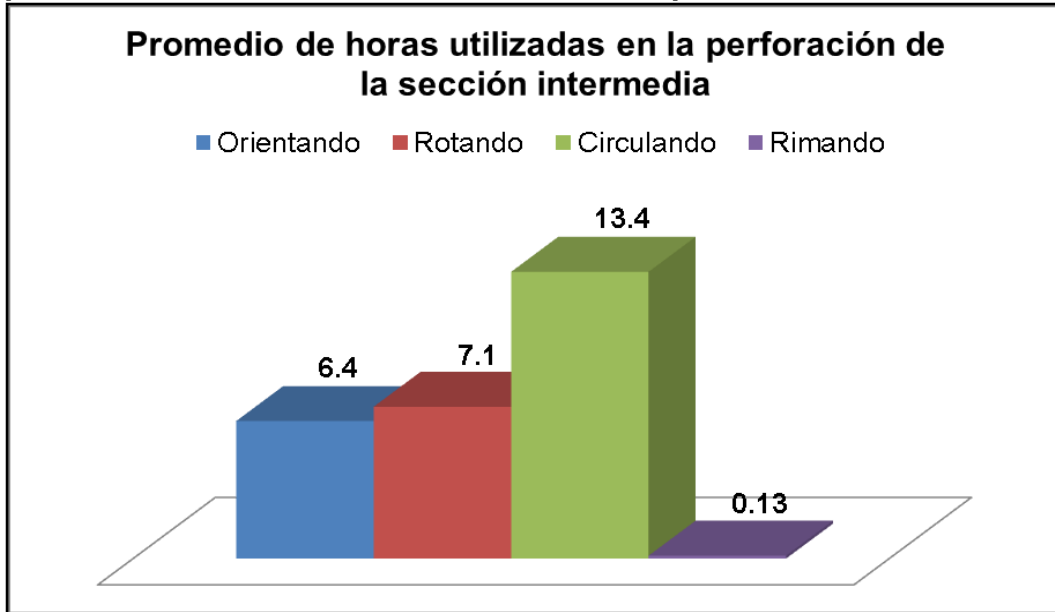
Pozo	Fase Intermedia				
	Orientando	Rotando	Circulando	Rimando	Total
Ñ	6.49	6.94	15.62	0.3	29.35
N	6.25	6	10.28	0	22.53
K	4.93	7.5	14.35	0	26.78
D	8.77	6.78	9.9	0.57	26.02

**Tabla 7. (Continuación).**

Pozo	Fase Intermedia				Total
	Orientando	Rotando	Circulando	Rimando	
Y	4.98	5.85	13.02	0	23.85
T	6.12	6.67	14.88	0.08	27.75
R	4.68	8.03	10.43	0	23.14
L	6.77	5.07	10.02	0.38	22.24
Z	7.28	7.9	21.32	0	36.5
J	5.92	6.71	12.86	0.16	25.65
U	8.57	5.73	13.02	0	27.32
O	4.5	6	9.62	0	20.12
A	6.15	8.43	11.4	0	25.98
W	6.62	6.9	12.92	0	26.44
E	4.8	5.72	11.97	0.55	23.04
V	4.73	6.07	11.97	0.08	22.85
Q	6.15	7.28	17.6	0.17	31.2
S	10.57	7.9	19.11	0.33	37.91
M	6	5.2	11.62	0	22.82
C	6.75	6.23	10.62	0.43	24.03
H	4.67	4.85	11.43	0.2	21.15
AA	5.12	10.52	23.36	0	39
G	5.28	6.65	11.15	0.1	23.18
X	9.03	8.48	13.25	0.17	30.93
I	7.42	8.83	15.43	0.28	31.96
B	6.38	10.97	14.68	0	32.03
P	5.12	8.23	12.05	0	25.4

**5.1.3.1 Promedio tiempos de perforación sección intermedia.** En la Gráfica 31 se presenta el resultado del promedio de los tiempos de perforación en la sección intermedia de los pozos de muestra.

**Gráfica 31. Resultados de los promedios de las actividades durante la perforación de la sección intermedia en los pozos de estudio.**



Se destaca de la Gráfica 31 como se enfatiza en lograr dejar los pozos circulando un amplio rango de tiempo, dejando claro que es vital dejar el agujero lo más limpio posible para evitar inconvenientes con la sarta y con la orientación del pozo. También es posible notar que la actividad que menos requiere tiempo es rimar o repasar el pozo, esta actividad evita que se presenten problemas operativos de la perforación, sin embargo no en todos los pozos se realiza un repaso. Es necesario realizar esta acción para evitar puntos apretados como se observó en algunos pozos de la muestra, logrando evitar que el casing tenga problemas al momento de ser bajado y así tener una disminución en los tiempos de perforación.

**5.1.4 Tiempos utilizados en la perforación de la sección de producción para todos los pozos.** En la Tabla 8 se presentan los tiempos utilizados para orientar, rotar, circular o rimar el pozo de muestra para la fase de producción.

**Tabla 8. Tiempo utilizado para cada actividad durante la perforación de la fase de producción.**

Pozo	Fase de Producción				Total
	Orientando	Rotando	Circulando	Rimando	
Ñ	2.47	4.34	5.75	2.3	14.86
N	0.77	2.17	2.93	0	5.87
K	1	3.02	5.52	0	9.54
D	1.3	2.15	4.98	0	8.43
F	0.7	2.37	2.62	0	5.69

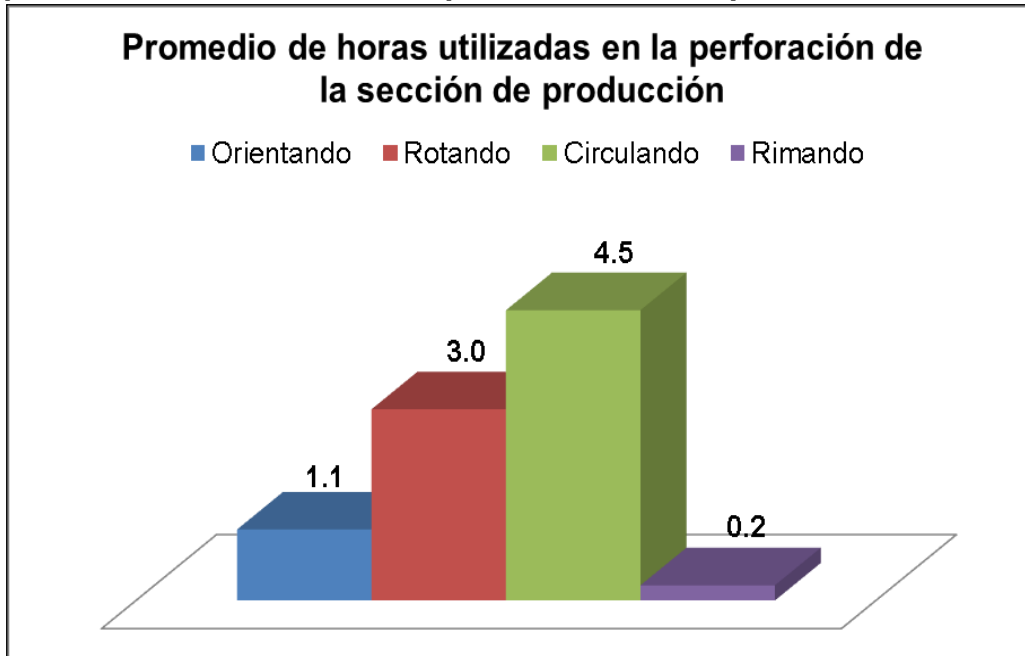
**Tabla 8. (Continuación).**

Pozo	Fase de Producción				Total
	Orientando	Rotando	Circulando	Rimando	
T	0.88	2.1	6.3	0	9.28
R	1.14	3.17	6.1	0.98	11.39
L	1.43	1.98	2.22	0.17	5.8
Z	1.35	3.48	3.97	0	8.8
J		3.65	4.64	0.59	8.88
U	0.65	3.48	3.18	0	7.31
O	0.9	2.42	3.37	0	6.69
A	0.68	2.3	2.7	0	5.68
W	0.87	3.05	2.53	0	6.45
E	1.53	2.52	4	0	8.05
V	0.48	2.42	2.87	0	5.77
Q	0.84	3.42	7.32	0.58	12.16
S	1.52	5.72	7.44	0.43	15.11
M	1.7	1.55	2.05	0	5.3
C	2.37	2.57	5.82	0	10.76
H	1.67	2.98	6.48	0.1	11.23
AA	0.45	2.53	7.65	0	10.63
G	0.83	2.62	2	0	5.45
X	1.08	6.38	8.82	0	16.28
I	0.72	2.95	5.93	0.93	10.53
B	0.57	2.15	1.35	0	4.07
P	1.2	2.82	3.18	0.2	7.4

**5.1.4.1 Promedio tiempos de perforación sección de producción.** En la Gráfica 32 se presenta el resultado del promedio de los tiempos de perforación en la sección intermedia de los pozos de muestra.



**Gráfica 32. Resultados de los promedios de las actividades durante la perforación de la sección de producción en los pozos de estudio.**

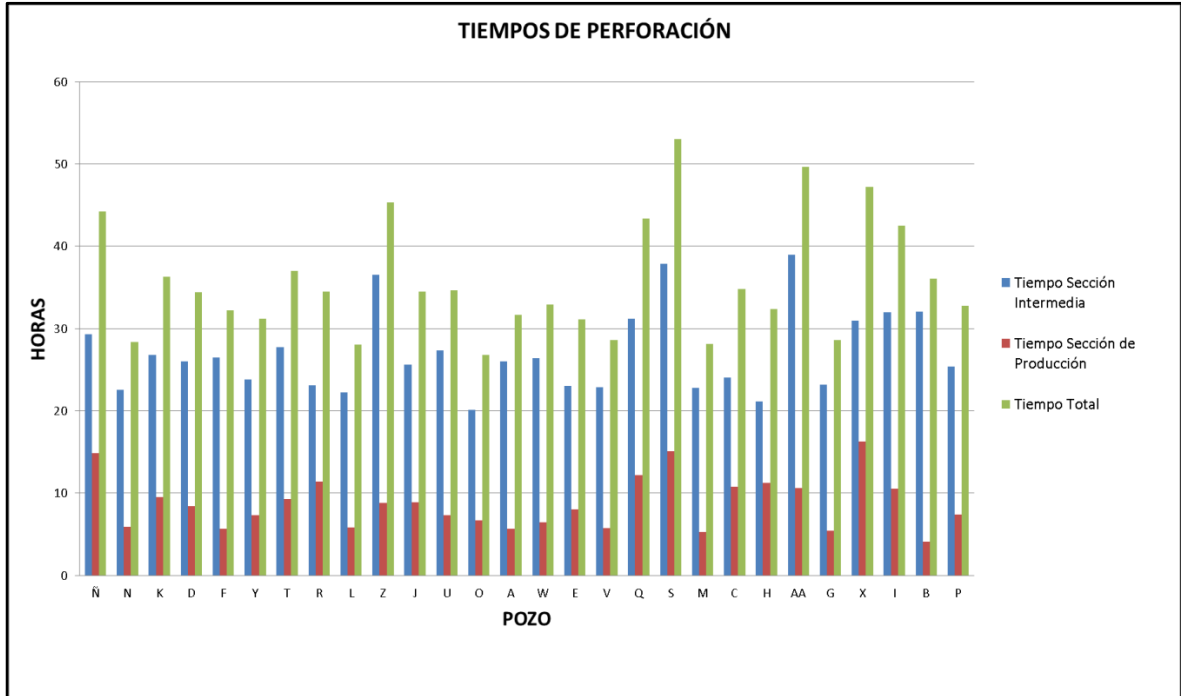


Como se ve en la Gráfica 32 nuevamente se enfoca en mantener la circulación de fluido en el pozo para asegurar la limpieza del mismo y más importante aún, la estabilidad de las arenas en esta zona para mantener la integridad y dirección del pozo óptimas. Adicional, la limpieza de la sección horizontal es más complicada, debido a que los recortes se asientan en la cara baja de la sección por lo que es necesario incluir píldoras que ayuden a limpiar.

Esta sección presenta menores tiempos a la sección anterior puesto que son menos pies perforados, se tiene un mayor control de la trayectoria por la geonavegación y por último es clave evitar tiempos de sarta quieta en las Arenas Basales.

**5.1.5 Tiempos de perforación total para cada pozo.** Así mismo se resume en la Gráfica 33 el tiempo total utilizado para perforar en cada pozo, incluyendo el tiempo para la sección intermedia y la sección de producción.

**Gráfica 33. Tiempos de perforación para cada pozo.**



En la Gráfica 33 se puede observar que la sección intermedia oscila en tiempos de perforación de 20 a 40 horas, mientras que la sección de producción entre 5 y 15 horas, siendo tiempos muy eficientes respaldando la optimización de perforación en el campo.

**5.1.6 Especificaciones del Landing Point en cada pozo.** En la Tabla 9 se presentan los ángulos de llegada o landing point para cada pozo de la muestra.

**Tabla 9. Landing Point de los pozos de muestra.**

Pozo	Landing point (°)		Pozo	Landing point (°)	
	Inclinación	Dirección		Inclinación	Dirección
Ñ	88	308	W	87.72	12.11
N	88.2	325	E	84.68	114.22
K	89.69	173.03	V	87	200
D	89.57	12.89	Q	88	99.57
F	88.4	106.76	S	88.04	26.28
Y	89.41	92.45	M	88.95	176.08
T	88.99	284.79	C	85.86	278.24
R	88	291.94	H	89.38	75.29
L	89.32	93.18	AA	88.84	111.74
Z	86.51	55.82	G	87.78	331.4

**Tabla 9. (Continuación).**

Pozo	Landing point (°)		Pozo	Landing point (°)	
	Inclinación	Dirección		Inclinación	Dirección
<b>U</b>	88	142	<b>I</b>	87.9	328.75
<b>O</b>	88	82.07	<b>B</b>	86.79	275.16
<b>A</b>	88	197	<b>P</b>	88	237

Como se puede ver en la Tabla 9 los ángulos de ataque con los que se llega al objetivo están en los 88° aproximadamente, esto también depende exclusivamente de cómo se esté llevando el pozo en el momento de ser perforado y la decisión que tomen los geólogos de la empresa operadora con el fin de dejar la entrada a la arena objetivo lo mejor posible para empezar la sección horizontal o de geonavegación.

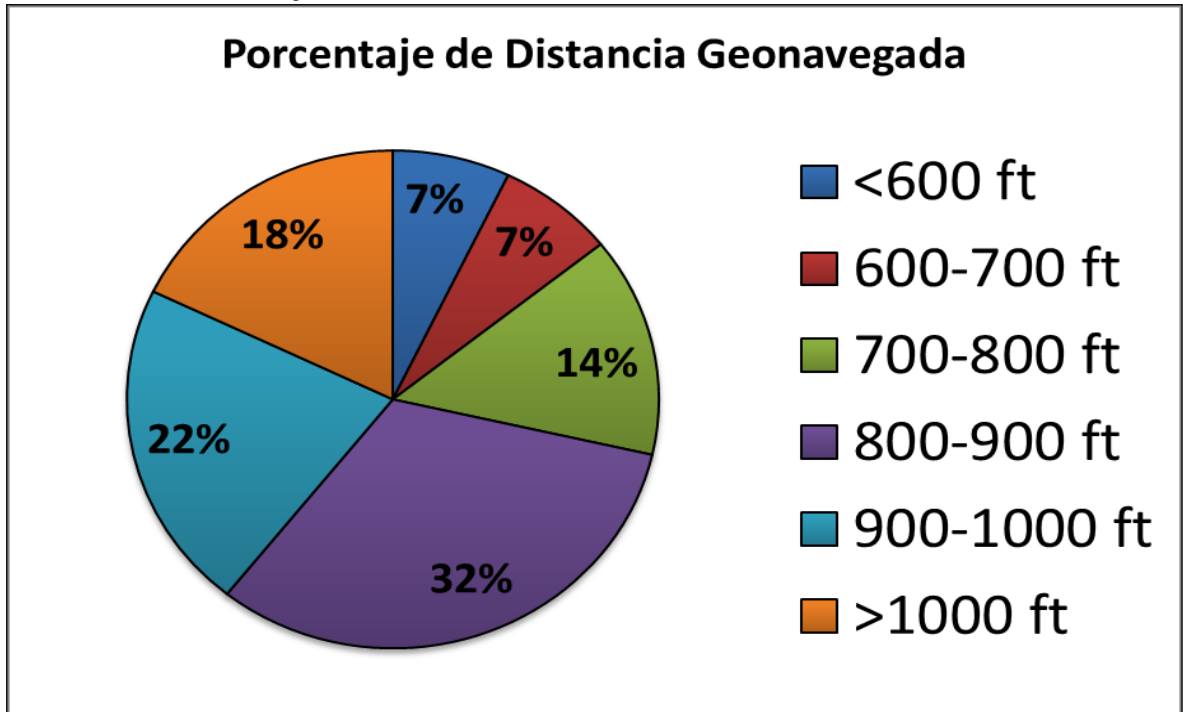
**5.1.7 Distancias geonavegadas de los pozos de estudio.** En la Tabla 10 se presenta la distancia geonavegada para cada uno de los pozos.

**Tabla 10. Sección horizontal para cada pozo de la muestra.**

Pozo	Distancia geonavegada (ft)	Pozo	Distancia geonavegada (ft)
<b>Ñ</b>	959	<b>W</b>	792
<b>N</b>	739	<b>E</b>	1200
<b>K</b>	895	<b>V</b>	808
<b>D</b>	865	<b>Q</b>	1058
<b>F</b>	775	<b>S</b>	1083
<b>Y</b>	964	<b>M</b>	555
<b>T</b>	803	<b>C</b>	473
<b>R</b>	987	<b>H</b>	1105
<b>L</b>	820	<b>AA</b>	820
<b>Z</b>	1033	<b>G</b>	720
<b>J</b>	600	<b>X</b>	892
<b>U</b>	889	<b>I</b>	910
<b>O</b>	910	<b>B</b>	616
<b>A</b>	873	<b>P</b>	978

Para explicar mejor estas distancias se muestra en la Gráfica 34 el promedio de distancias geonavegadas de todos los pozos de muestra.

**Gráfica 34. Resultados de las longitudes horizontales geonavegadas observadas en los pozos de estudio.**



Al observar la Gráfica 34 se distingue como la tendencia en la longitud de las distancias horizontales de los pozos de estudio son de 800 a 900 pies, seguido por tendencias de pozos con mayores longitudes como de 900 a 1000 ft y mayores a 1000 pies, respectivamente. De lo anterior se puede decir que los pocos pozos en Rubiales (28%) tienen una longitud horizontal geonavegada menor a 800 ft.

**5.1.8 Máximos Dogleg registrados en los pozos de muestra.** En la Tabla 11 se presentan los máximos dogleg para cada uno de los pozos de muestra.

**Tabla 11. Máximo dogleg presentado para cada pozo de muestra.**

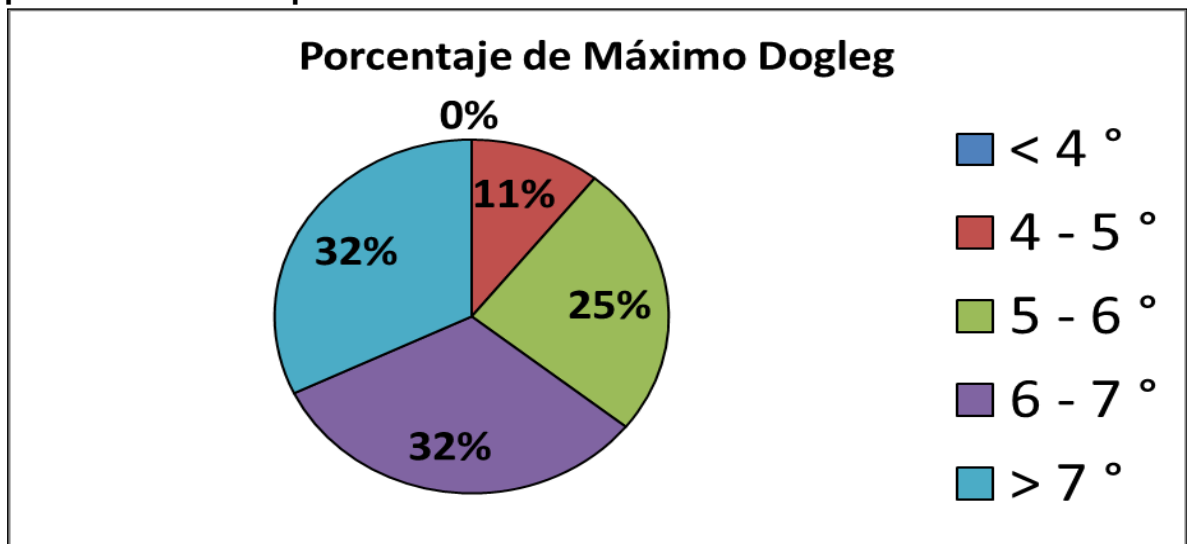
Pozo	Máximo dogleg (°/100 ft)	Pozo	Máximo dogleg (°/100 ft)
Ñ	7.86	W	6.39
N	6.21	E	4.96
K	5.99	V	7.11
D	5.59	Q	4.49
F	8.24	S	5.79
Y	8.57	M	7.17
T	7.48	C	5.86

**Tabla 11. (Continuación).**

Pozo	Máximo dogleg (°/100 ft)	Pozo	Máximo dogleg (°/100 ft)
R	6.51	H	9.38
L	8.03	AA	6.37
Z	5.8	G	5.9
J	6.99	X	6.91
U	6.21	I	4.9
O	6.59	B	5.89
A	7.36	P	6.83

A continuación, en la Gráfica 35 se presentan los promedios de máximos dogleg registrados durante la construcción de la curva para cada pozo de la muestra.

**Gráfica 35. Resultados de los Dogleg máximos logrados durante la perforación de los pozos de estudio.**

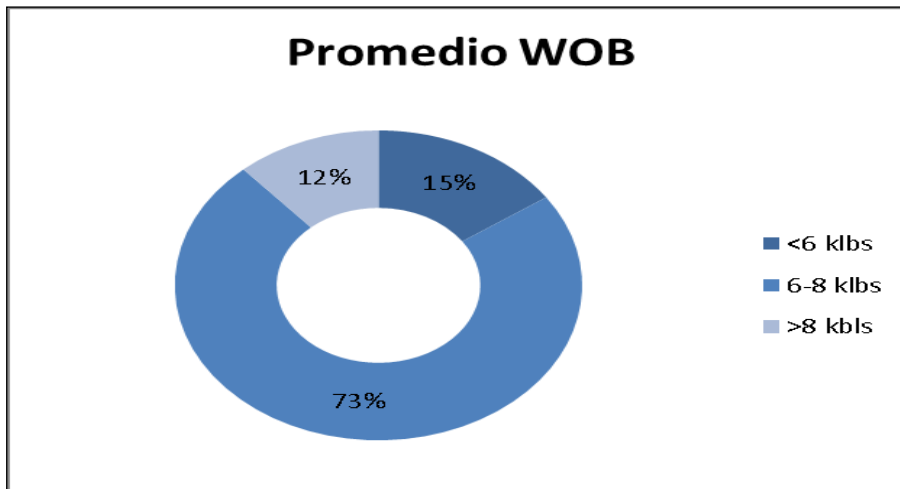


El resultado del estudio de esta variable es impactante, ya que alrededor de un 64% de los pozos de estudio superaron los 6°/100ft de dogleg máximo en la perforación cuando lo recomendable es no superar los 6,5°/100 ft para asegurar la integridad de la sarta y del pozo, por lo que es posible deducir que los pozos requirieron una reorientación brusca en algún punto de la construcción por algún motivo como tendencia fuerte de la formación a un desvío, realizamiento de una acción correctiva por mala dirección del pozo o inclusive evitar interferencia en la lectura de las herramientas por la presencia de otros pozos.

**5.1.9 Variables de perforación.** Las variables de perforación evaluados en los pozos de muestra son el peso sobre la broca, el caudal y los RPM que influyen de gran medida en el éxito de la perforación de pozos horizontales.

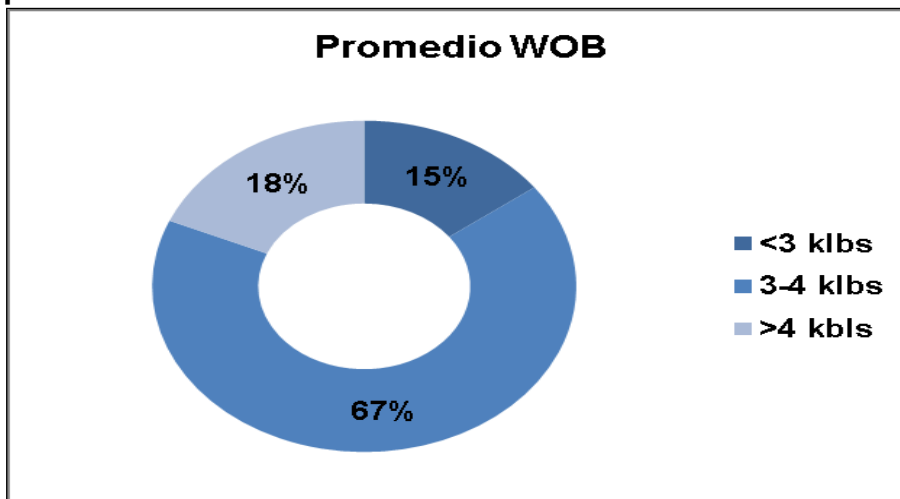
**5.1.9.1 Peso sobre la broca (WOB).** En la Gráfica 36 y en la Gráfica 37 se presentan los promedios de pesos sobre la broca utilizados para la fase intermedia y de producción respectivamente.

**Gráfica 36. Resultados de WOB de los pozos de estudio durante la fase intermedia.**



Comúnmente no se suele sobrepasar los 8 klbs a menos que se halla dado algun atascamiento o colgamiento durante la perforación, mientras no se de tales eventos se manejan WOBs entre 6 y 8 klbs para rotar y para deslizar principalmente.

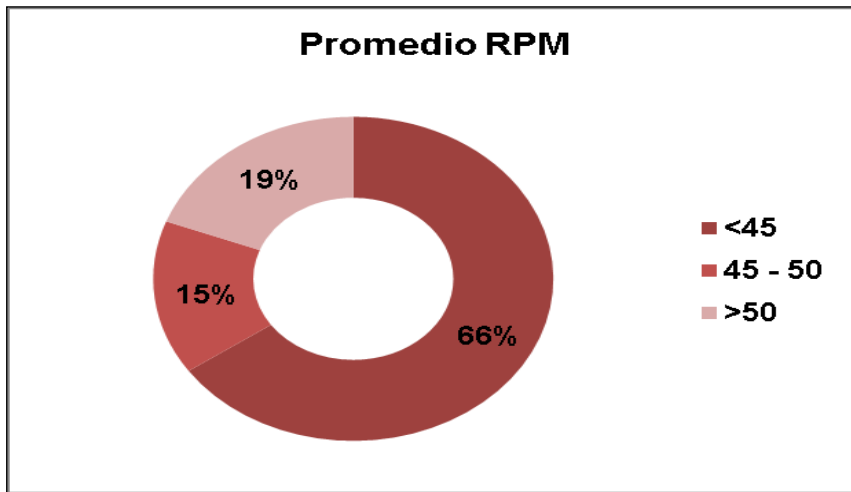
**Gráfica 37. Resultados de WOB de los pozos de estudio durante la fase de producción.**



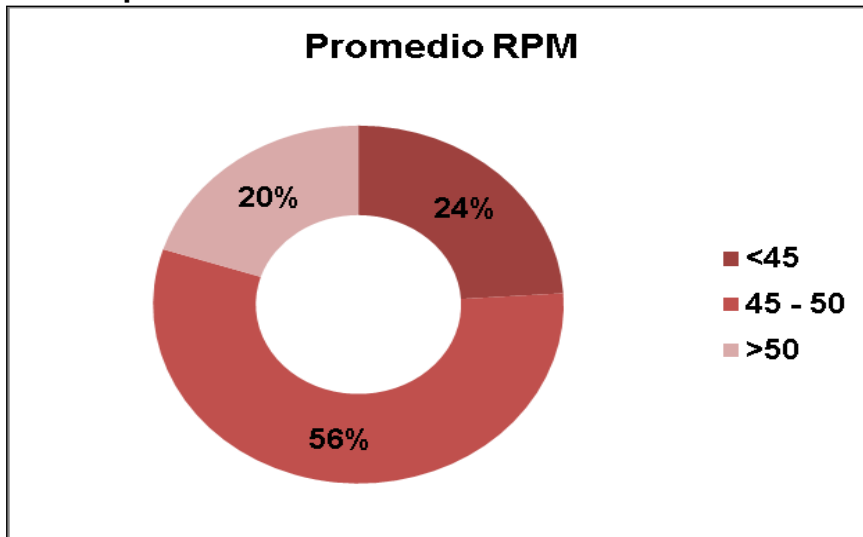
Debido a la delicadeza de esta fase se requiere disminuir el peso sobre la broca, por lo que es muy común utilizar WOBs entre 3 y 4 sin embargo esta variable ayuda también a dar orientación al pozo en algunos casos, por lo que es común jugar con él según se requiera.

**5.1.9.2 Revoluciones por minuto (RPM).** En la Gráfica 38 y en la Gráfica 39 se presenta el promedio de RPM reportados para fase intermedia y de producción respectivamente para cada uno de los pozos de estudio.

**Gráfica 38. Resultados de RPM promedio en los pozos de estudio durante la fase intermedia.**



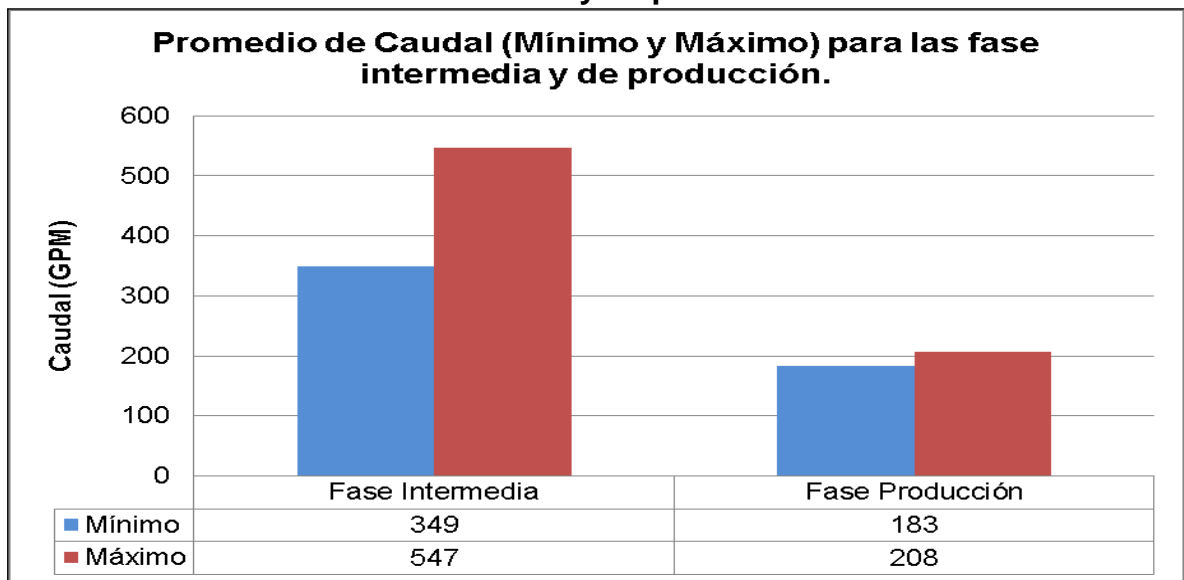
**Gráfica 39. Resultados de RPM promedio en los pozos de estudio durante la fase de producción.**



Las RPM son similares en ambas secciones ya que se requiere mantener un control de la trayectoria del pozo en todo momento siendo entre 45 y 50 RPM el promedio que más se mantiene en la construcción del pozo. Sin embargo, para la sección de producción se tiende a aumentar, perforando más rápido con el fin de mantener la trayectoria horizontal y que el pozo no se tumbé.

**5.1.9.3 Caudal.** En la Gráfica 40 se presentan el rango de caudal máximo y mínimo promedio para la fase intermedia y de producción.

**Gráfica 40. Resultados del caudal promedio mínimo y máximo en los pozos de estudio durante la fase intermedia y de producción.**



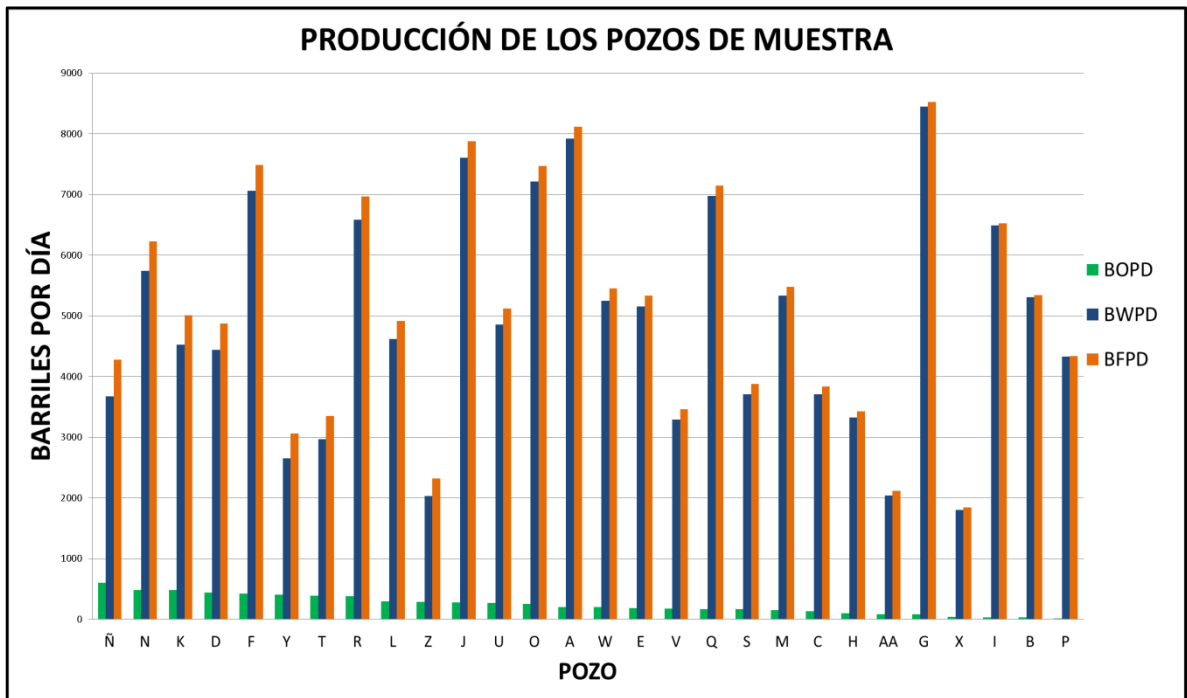
Durante la fase horizontal se observan cómo se disminuyen los caudales de fluido, ya que se requiere tener un cuidado especial con la formación que se está atravesando para no derrumbarla y mantener una trayectoria lo más horizontal posible, mientras que en la fase de construcción de la curva o intermedia se mantienen caudales más altos, ya que existe mayor necesidad de limpieza en el hoyo y se puede utilizar el caudal alto como ayuda en la perforación de algunas formaciones.



## 5.2 PRODUCCIÓN

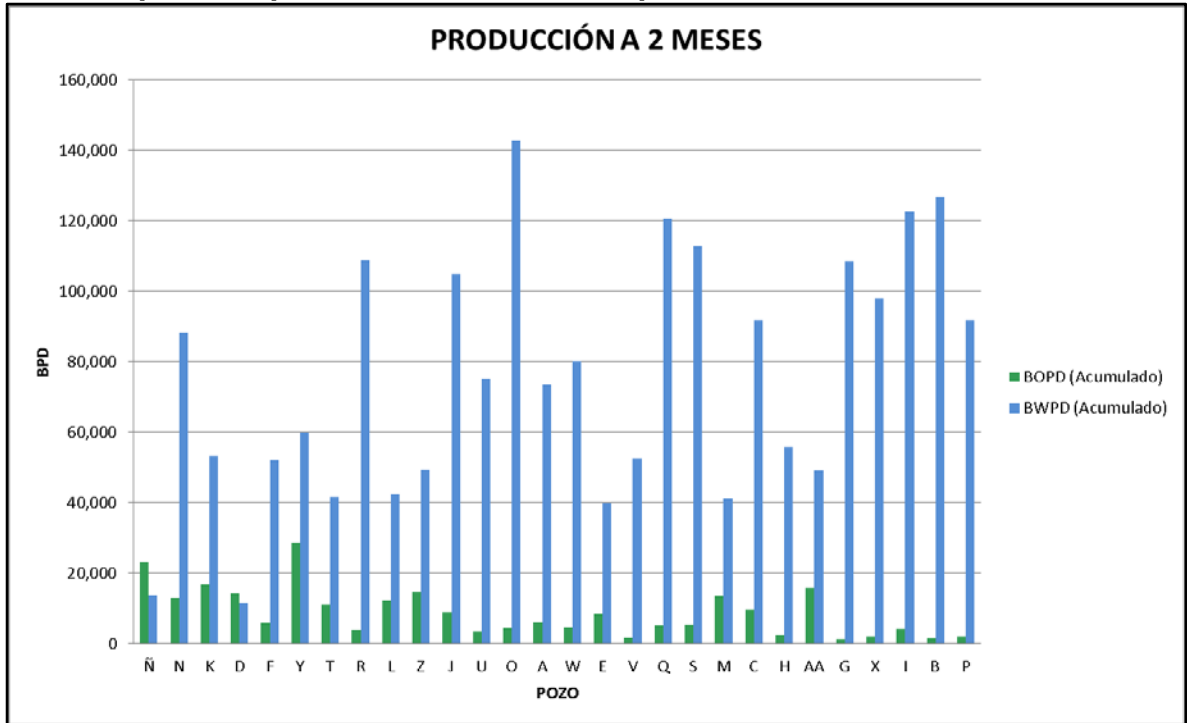
La variable final que determina el éxito de un pozo es la producción del mismo, ya que el propósito final del este es extraer la mayor cantidad de petróleo posible de manera rentable. Por esto se decidió estudiar dicha variable para cada uno de los pozos en donde se analizó la producción al día 27 de diciembre del 2017, como se ve en la Gráfica 41, y a manera de comparación la producción después de dos meses de su apertura, Gráfica 42. A continuación se muestran dichas variables para los barriles de petróleo, agua y fluido que proporcionan cada uno de los pozos a los tiempos mencionados.

**Gráfica 41. Producción de fluidos de cada uno de los pozos de muestra para el 27 de Dic del 2017.**



Se muestra en orden decreciente de producción de petróleo los pozos de estudio.

**Gráfica 42. Producción de fluidos acumulados de cada uno de los pozos de muestra para después de dos meses de apertura.**



Para poder relacionar mejor los pozos con su depletamiento, se decidió estudiar la producción acumulada que tenía cada uno de ellos después de los dos meses de apertura observando los resultados mostrados en la Gráfica 42.

A pesar de tratarse de pozos horizontales geonavegados se observa que la producción de agua supera a la de petróleo en todos los pozos a excepción de uno, sería este pozo motivo de estudio y análisis para determinar que fue aquello que permitió darle esta característica tan atractiva en un campo como lo es Rubiales cuyo mecanismo de empuje principal es un acuífero activo.

## 6. ELABORACIÓN DEL MODELO DEL POZO HORIZONTAL

En este capítulo se describirán las variables de perforación y características geológicas seleccionadas y después, con base a estas, elaborar el modelo del pozo horizontal.

Para la continuación del proyecto se tendrán en cuenta los pozos que hayan presentado la mejor relación entre la producción de petróleo vs la producción de agua, es decir los pozos: Ñ, K, D. Así mismo se tendrán en cuenta los pozos de menor relación entre producción de agua vs petróleo con el fin de ver qué problemas se tuvieron y mejorarlos en la construcción del modelo del pozo horizontal, entre estos se encuentran los pozos: G y B.

Se desarrollan dos propuestas llamadas “Propuesta 2” y “Propuesta 4” utilizando la información de los pozos G y B con el fin de mejorar la eficiencia de perforación y producción en estos pozos.

### 6.1 SELECCIÓN DE VARIABLES

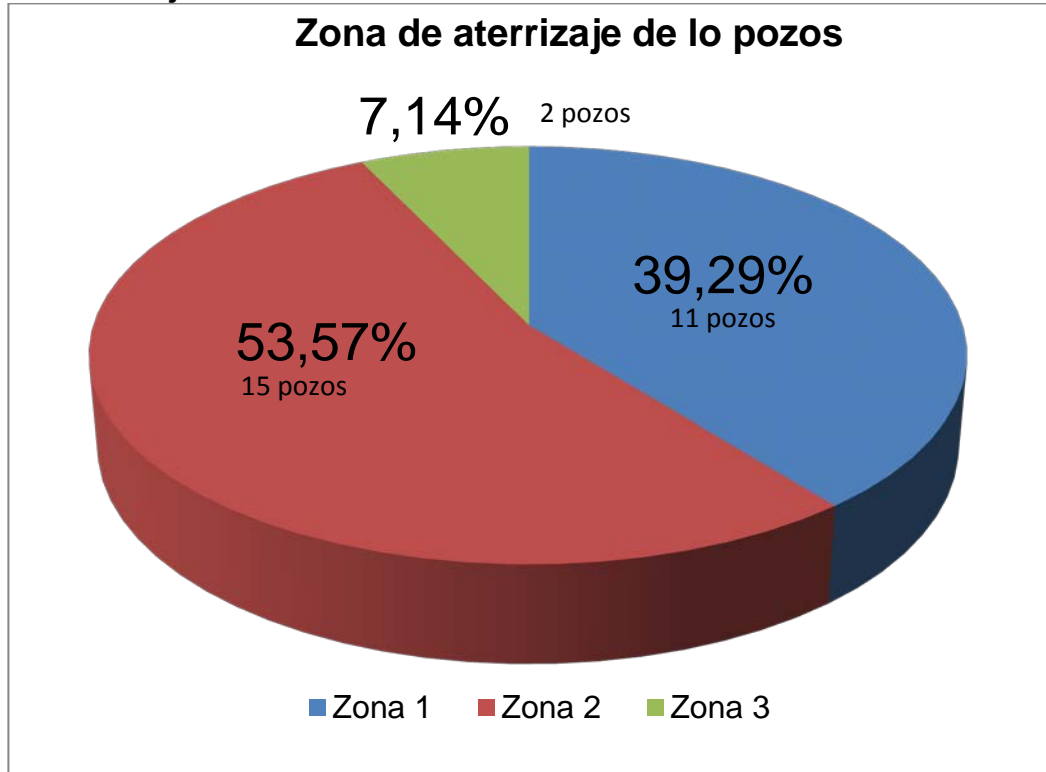
Para la selección de parámetros se tendrán en cuenta características geológicas y variables de perforación basados en el análisis estadístico anteriormente descrito, debido a que se presentan grandes similitudes en la mayoría de los pozos del campo, difiriendo en ciertas características que permitan mejorar los pozos seleccionados.

**6.1.1 Características geológicas.** Dentro de la selección de parámetros para iniciar el modelo del pozo se tendrán en cuenta las formaciones atravesadas por los pozos G y B.

Luego de ver la producción que tenían estos pozos se decidió realizar un estudio más a fondo de cada uno para encontrar los motivos de su mala producción comparándolos con los pozos que mostraron una mejor, como resultado se halló para ambos el mismo problema: fueron navegados en la zona 3 de las Arenas Basales mientras que los otros en la zona 2. Como se describe en el capítulo uno que habla de la geología de Campo Rubiales, la zona 3 presenta el contacto agua-petróleo mientras que las zonas 1 y 2 son las de mayor interés en la geonavegación de pozos horizontales en el campo, esto nos da a a entender que el principal motivo de la baja relación en la producción petróleo vs agua de estos pozos se deba a dicho evento.

Para la selección de la zona de aterrizaje, no sólo se basó en el capítulo geológico del presente trabajo como se explicó previamente, también se realizó un análisis del promedio de la relación entre la producción petróleo y agua (BOPD/BWPD) mostrado en la Gráfica 43 y la Tabla 12.

**Gráfica 43. Porcentaje de participación de los pozos de estudio en las zonas de aterrizaje.**



**Tabla 12. Estudio estadístico de las zonas de aterrizaje y la producción relacionada en Campo Rubiales.**

Zona de aterrizaje	Frecuencia	Porcentaje (%)	Relación BOPD/BWPD Promedio	Desviación estándar ( $\sigma$ )	Varianza ( $\sigma^2$ )
Zona 1	11	39,29	0,292	0,4876	0,2378
Zona 2	15	53,57	0,211	0,3036	0,0921
Zona 3	2	7,14	0,013	0	0

La Gráfica 43 muestra el porcentaje de pozos que aterrizó en cada una de las zonas de la geología de Campo Rubiales en base al análisis realizado de los 28 pozos, adicionalmente se realizó un promedio de la relación entre la producción de petróleo y agua de los pozos en cada zona para comparar cuál demuestra un mejor comportamiento en este ámbito.

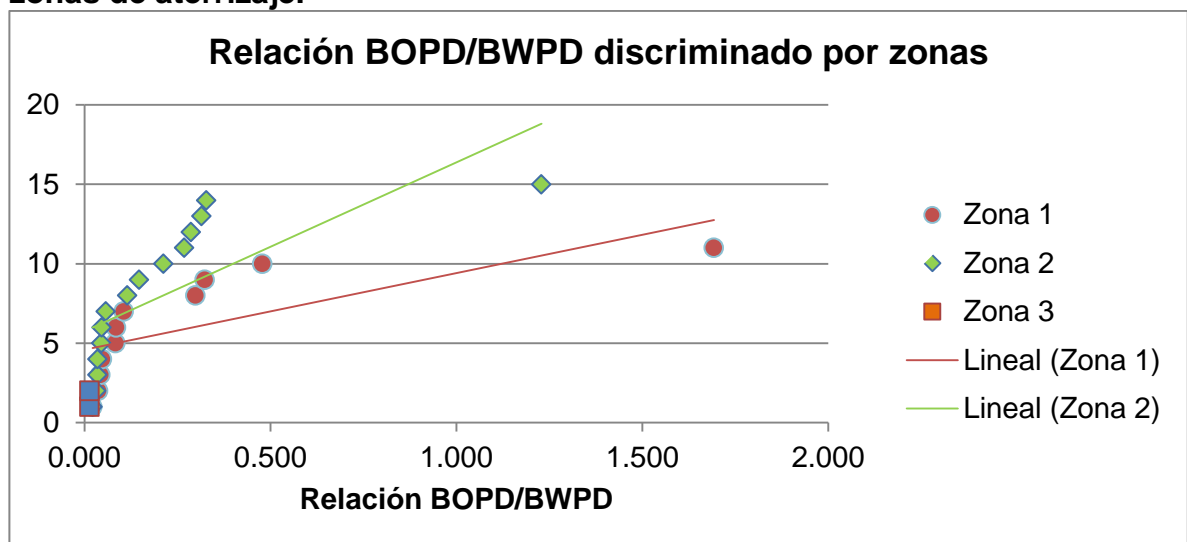
Se puede observar en la Tabla 12 que la zona con mayor desempeño en el promedio de la relación productiva petróleo agua es la zona 1 con 0,292, sin embargo la zona 2 no se encuentra muy lejos de esta con un promedio de 0,211.

A pesar de que la zona 1 mostró un valor mas alto de este promedio se eligió a la zona 2 como zona objetivo de los pozos modelo por la siguiente razón:

Los valores de desviación estándar y varianza de la zona 1 ( $\sigma = 0,4876$  y  $\sigma^2 = 0,2378$ ) son mayores que los que muestra la zona 2 ( $\sigma = 0,3036$  y  $\sigma^2 = 0,0921$ ), esto significa que a pesar de mostrar un mejor promedio la zona 1 muestra datos de la relación de producción petróleo-agua un tanto más alejados del promedio, es decir, que posee relaciones muy grandes como muy pequeñas por lo que si existe una oportunidad de que la zona aporte una relación grande en el pozo, también existe un riesgo de que al perforar un pozo en esta zona éste de con una relación de producción muy baja (como fue el caso de los pozos R, Q, S y P). Éste riesgo es mucho menor al perforar en la zona 2, ya que la varianza es más pequeña por lo que los pozos se encuentran en valores mucho más cercanos al promedio, lo que da una mayor seguridad de que el pozo no fracasara productivamente, a pesar de no tener unas producciones muy altas (alrededor de 0,211). La zona 3 presento los menores valores de producción y la menor cantidad de pozos perforados, esto reafirma la intencion de no perforar con esta zona como objetivo en los pozos modelo. En la Gráfica 44 se presenta la posición de los pozos en la relación de barriles de petróleo vs barriles de agua.

En el Anexo G se observan los histogramas de la relacion petróleo agua de las zonas 1 y 2 utilizando la producción acumulada después de dos meses de apertura de cada pozo, en donde la moda se aprecia a la izquierda en un intervalo de 0.013 a 0.293 y va descendiendo bruscamente. La zona 2 muestra su valor promedio en la barra modal (azul) al igual que la zona 1, sin embargo esta primera con una mayor frecuencia en este intervalo y mas cerca al centro de este.

**Gráfica 44. Relación BOPD/BWPD de los 28 pozos de estudio delimitados por zonas de aterrizaje.**



Como se puede ver en la Gráfica 44 a medida que la línea de tendencia es más vertical los datos tienden a variar menos y a aproximarse más a su promedio, como se menciono anteriormente es el caso de la zona 2.

En la Tabla 13 y Tabla 14 se especifican los topes de las formaciones atravesadas para el pozo B y el pozo G respectivamente, también se presentan modelos propuestos llegando solo hasta la Zona 2 de cada uno de los pozos propuestos: "Propuesta 2" y pozo "Propuesta 4".

**Tabla 13. Topes de las formaciones atravesadas por el pozo B y por el modelo del pozo Propuesta 2.**

POZO B			POZO PROPUESTA 2		
Formación.	MD (ft)	TVD (ft)	Formación.	MD (ft)	TVD (ft)
Fm. León.	1533	1520.32	Fm. León.	1533	1520.32
Fm. C1.	2083	2035.31	Fm. C1.	2083	2035.31
Fm. C2.	2296	2205.03	Fm. C2.	2296	2205.03
Fm. C3.	2338	2235.3	Fm. C3.	2338	2235.3
Fm. FMS.	2654	2450.09	Fm. FMS.	2654	2450.09
Fm. Areniscas Basales.	3060.47	2645.29	Fm. Areniscas Basales.	3060.47	2645.29
Zona 1.	3173.92	2678.98	Zona 1.	3173.92	2678.98
Zona 2.	3266.09	2698.74	Zona 2.	3266.09	2698.74
Zona 3.	3427.82	2718.73			

**Tabla 14. Topes de las formaciones atravesadas por el pozo G y por el modelo del pozo Propuesta 4.**

POZO G			POZO PROPUESTA 4		
Formación.	MD (ft)	TVD (ft)	Formación.	MD (ft)	TVD (ft)
Fm. León.	1350.52	1326.17	Fm. León.	1350.52	1326.17
Fm. C1.	1957.09	1843.84	Fm. C1.	1957.09	1843.84
Fm. C2.	2145.76	1974.85	Fm. C2.	2145.76	1974.85
Fm. C3.	2216.63	2019.34	Fm. C3.	2216.63	2019.34
Fm. C4.	2589.40	2218.06	Fm. C4.	2589.40	2218.06
Fm. C5.	2632.01	2238.33	Fm. C5.	2632.01	2238.33
Fm. C6.	2867.69	2336.51	Fm. C6.	2867.69	2336.51
Fm. Areniscas Basales.	3138.16	2418.51	Fm. Areniscas Basales.	3138.16	2418.51
Zona 1.	3275.09	2448.02	Zona 1.	3275.09	2448.02
Zona 2.	3365.79	2462.45	Zona 2.	3365.79	2462.45
Zona 3.	3483.55	2475.42			

**6.1.2 Variables de la perforación.** Las variables de perforación serán escogidas basándose en el análisis estadístico presentado anteriormente, estas se han optimizado para el Campo Rubiales y presentan valores muy similares logrando una eficiencia de la perforación muy alta. Teniendo en cuenta esto, los valores presentados a continuación no tendrán grandes modificaciones a los observados con los pozos de muestra.

**6.1.2.1 Variables de perforación propuestos para la “Propuesta 2”.** A continuación, en la Tabla 15, se presentan las variables propuestas para la “Propuesta 2” con coordenadas del pozo B; Norte: 911661.26 m, Este: 955975,22 m.

**Tabla 15. Variables planeadas para el modelo de pozo “Propuesta 2”.**

Variable	Pozo propuesta 2					
	12 1/4"		8 1/2"		6 1/8"	
Sección						
WOB (klb)	2	12	2	15	3	6
RPM	80	140	30	60	35	60
Caudal (GPM)	200	310	300	550	180	220
Pies Geonavegados.	N/A		N/A		595.5	
Peso BHA	N/A		21337		17105	
BEND MOTOR	N/A		1.83		1.5	
Landing Point (°)			88°			
Dogleg Máximo (°/100ft)			4.83			
MD (ft)			4090.8			
TVD (ft)			2704.6			

Como se puede ver, el WOB, RPM y Caudal se mantienen en proporción y rangos vistos en todos los pozos de muestra, siendo dependiente de los imprevistos que se tengan durante la perforación. Este pozo se planeó a un TVD de 2704.6 pies, justamente debajo del tope de la Zona 2 de las “Arenas Basales”.

**6.1.2.2 Variables de perforación propuestos para la “Propuesta 4”.** A continuación, en la Tabla 16, se presentan las variables propuestas para la “Propuesta 4” con coordenadas del pozo G; Norte: 902747 m, Este: 959839,97 m.

**Tabla 16. Variables planeadas para el modelo de pozo “Propuesta 4”.**

<b>Variable</b>	<b>Pozo propuesta 4</b>					
<b>Sección</b>	<b>12 1/4"</b>		<b>8 1/2"</b>		<b>6 1/8"</b>	
<b>WOB (klb)</b>	2	12	2	12	2	4
<b>RPM</b>	80	140	30	50	35	45
<b>Caudal (GPM)</b>	200	310	350	550	180	220
<b>Pies Geonavegados.</b>	N/A				701	
<b>Peso BHA</b>	N/A		21337		17105	
<b>BEND MOTOR</b>	N/A		1.83		1.5	
<b>Landing Point (°)</b>	88°					
<b>Dogleg Máximo (°/100ft)</b>	4.21					
<b>MD (ft)</b>	4271.6					
<b>TVD (ft)</b>	2466					

El pozo “Propuesta 4” tiene como profundidad en TVD de 2466 ft ubicándolo dentro de la Zona 2, esperando mejorar la producción que se tenía en comparación con el pozo original G.

**6.1.3 BHA.** Una de las conclusiones que se presentan para los pozos de campo Rubiales es que los BHA utilizados son muy similares para diferentes pozos, las herramientas más representativas son los sensores ADR, PWD (Pressure While Drilling) y sensores de rayos gamma, por esto mismo no se alteró en gran medida la configuración original de los pozos, más que esto, se procedió a incorporar algunas mejoras a ella como lo fue el sensor ALD que permitirá detectar las litologías, los toques y los límites para aterrizar y orientar de forma más completa los pozos. En el Cuadro 16 y Cuadro 17 se muestran detalles de la configuración de BHA para las secciones de 8 1/2” y 6 1/8”, ya que la sección de 12 1/4” es bastante general para todos los pozos en este campo y no se piensa cambiar nada en esta.

En el Anexo G y Anexo H se puede encontrar los BHA seleccionados para la sección intermedia y de producción de los dos pozos de muestra.



**Cuadro 16. BHA propuesto para la sección de 8 1/2” en los pozos Propuesta 2 y Propuesta 4.**

TABLA BHA				Mud Weight(ppg):		9,6		Buoyancy Factor:		0,85		Inc. Max
Item #	Descripción	Conexión		Tube		Longitud	Longitud Acumulada	Peso	Peso total	Peso Acumulado		
		Top	Bottom	OD	ID							(inch)
1	BIT PDC 8 1/2"	P 4 1/2 REG	NA	8 1/2	NA	0,89	0,80	105	94	94		
2	Motor 6 3/4" (6:7)	B 4 1/2 IF	B 4 1/2 REG	6 3/4	4 1/2	27,87	28,67	88	2442	2536		
	Btm Estabilizador						28,67		0	2536		
	ABI						28,67		0	2536		
3	6 3/4" P-P XOVER (HIC)	P 6 3/4 IF	P 6 3/4 IF	6 3/4	3"	2,18	30,85	105	229	2765		
4	6 3/4" DGR Collar	B 6 3/4 IF	P 6 3/4 IF	6 3/4	123/25	4,54	35,39	98	444	3209		
5	6 3/4" PWD Collar	B 6 3/4 IF	P 6 3/4 IF	6 3/4	119/21	4,43	39,82	96,3	427	3636		
7	6 3/4" ADR Collar	B 6 3/4 IF	P 6 3/4 IF	6 3/4	123/25	24,34	64,16	109,4	2663	6299		
8	6 3/4" SHOC	B 6 3/4 IF	P 6 3/4 IF	6 3/10	3 1/4	15,79	79,95	100	1574	7873		
	PCDC Sonde						79,95			7873		
	PCM Sonde						79,95			7873		
	Positive Pulser						79,95			7873		
9	6 3/4" Spiral Drill Collar (NMDC)	B 6 3/4 IF	P 6 3/4 IF	6 3/4	123/25	33,25	113,20	112	3727	11600		
10	NC50 Pin x XT39 Box X-Over Sub	B 4" XT39		5 17/63	2 67/77	3,06	116,26	52,29	160	11760		
11	6 x 4" X 2 9/16" SWDP			4	2,563	187,01	303,27	29,99	5608	17368		
12	6 1/2" Hydraulic Jar	B 4" XT39		6 15/32	2,22	38,85	342,12	30	1165	18533		
13	3 x 4" X 2 9/16" SWDP # 29.99 - XT 39			4	2 9/16	93,47	435,59	29,99	2803	21337		

**Cuadro 17. BHA propuesto para la sección de 6 1/8” en los pozos Propuesta 2 y Propuesta 4.**

TABLA BHA				Mud Weight(ppg):		9,0		Buoyancy Factor:		0,86		Inc. Max
Item #	Descripción	Conexión		Tube		Longitud	Longitud Acumulada	Peso	Peso total	Peso Acumulado		
		Top	Bottom	OD	ID							(inch)
1	6 1/8" PDC BIT	P3-1/2" REG	NA	4.5	1.5	0.62	0.62	48	30	30		
2	Motor 4 3/4" (7:8)	B3- 1/2" IF	NA	4 3/4	2 41/50	34,52	35,14	47	1613	1643		
	Btm Estabilizador						35,14		0	1643		
	ABI						35,14		0	1643		
3	4 3/4" Float Sub	B3 - 1/2" IF		4 19/25	2 1/4	3,00	38,14	47	141	1784		
4	4 3/4" PM Collar			4 19/25	2 25/41	9,27	47,41	42	393	2177		
5	4 3/4" XOVER HIC	P3-1/2" IF		4 3/4	1 1/4	1,95	49,36	56,21	110	2287		
6	4 3/4" ADR Collar	B3 - 1/2" IF		4 3/4	1 1/4	25,26	74,62	53,7	1356	3644		
7	4 3/4" PWD	B NC38		4 3/4	1 1/4	9,09	83,71	48	435	4796		
8	4 3/4" ALD	B3 - 1/2" IF		4 3/4	1 1/4	14,35	98,06	50	718	4361		
9	4 3/4" SHOC	B3- 1/2" IF		4 64/81	2 13/16	16,81	114,87	46	775	5571		
	PCDC Sonde						114,87			5571		
	PCM Sonde						114,87		0	5571		
	Positive Pulse						114,87		0	5571		
10	4 3/4" Spiral Drill Collar(NMDC)	B4 - 1/2" IF		4 41/50	3 17/25	30,14	145,01	43	1295	6866		
11	3 1/2" PINx XT39 BOX XOVER Sub	B4" XT39		9 1/2	2 1/4	3,02	148,03	54,17	164	7030		
12	6 x 4" X 2 9/16" SWDP			4	2,563	187,01	335,04	29,99	5608	12638		
13	4 3/4" Hydraulic Jar	B4" XT39		4 4/5	2,25	37,89	372,93	44	1663	14302		
14	3 x 4" X 2 9/16" SWDP			4	2,56	93,47	466,40	30	2803	17105		

Es de resaltar para el BHA de la sección 6 1/8” que se hace la adicción de un sensor ADL justo después del sensor de presión y el MWD para complementar la detección de topes y bases en la geonavegación, asegurando la tarea mas importante de todas, posicionar los pozos en la zona productora (Zona 2) y en el objetivo. En la Figura 31 y la Figura 32 se presentan los esquemas de los BHA para la sección de 8 1/2” y 6 1/8”.

Figura 31. Diseño BHA propuesto para la sección 8 1/2".

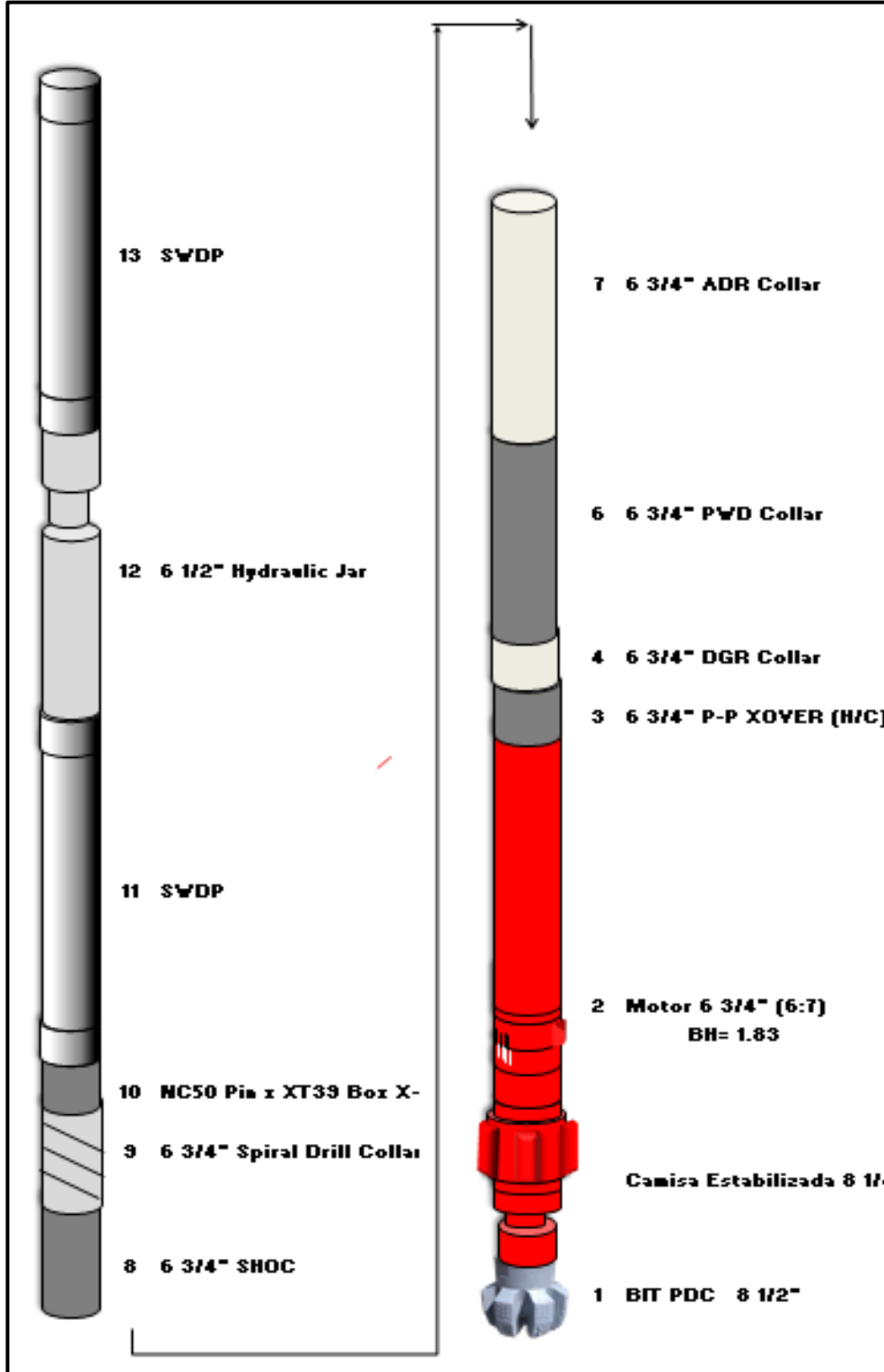
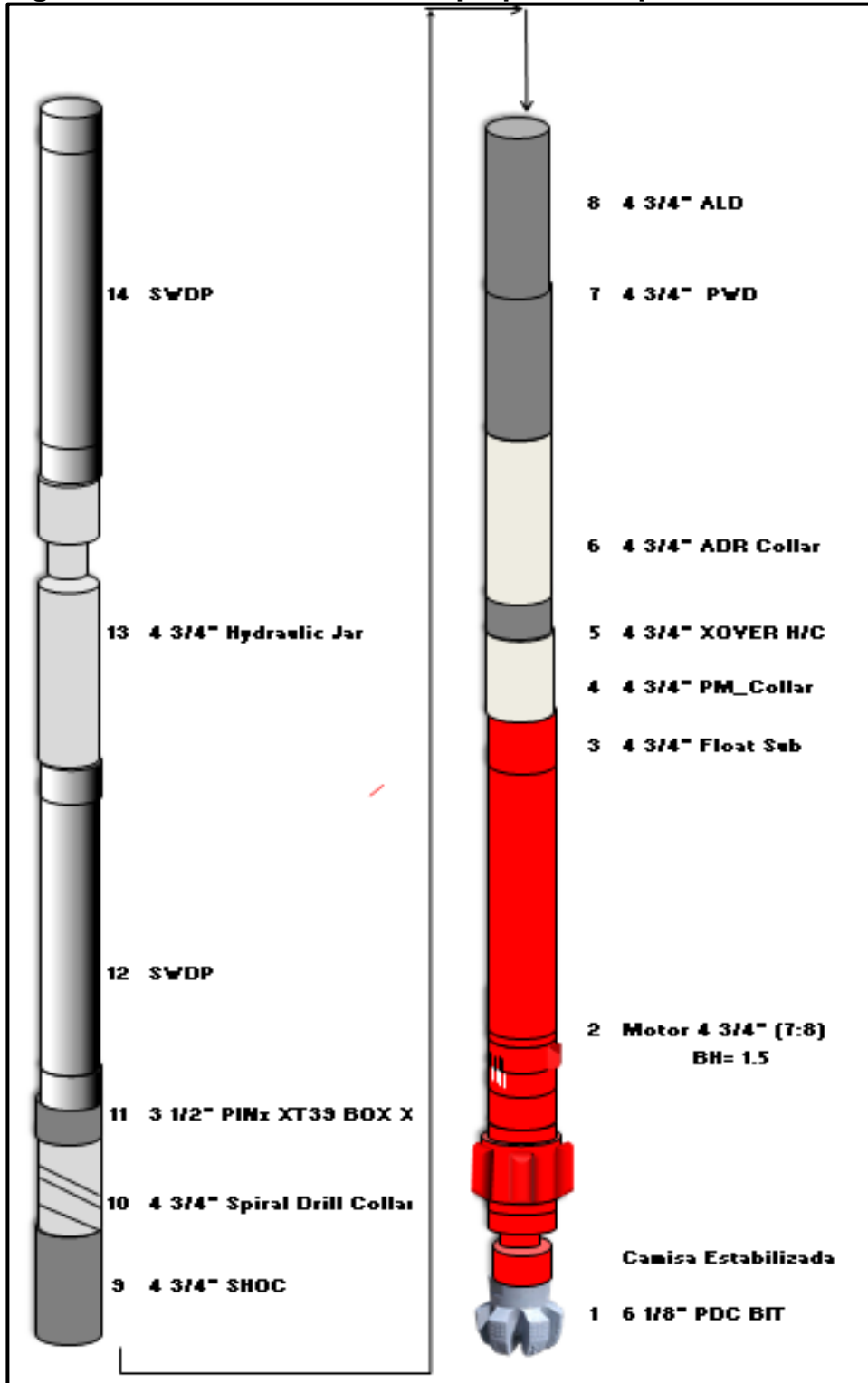


Figura 32. Diseño BHA propuesto para la sección 6 1/8".



En los pozos de estudio se logro observar que la eficiencia en los tiempos de perforacion son muy altos para campo Rubiales, por lo que reducir esta variable vendria siendo una tarea de mayor complicacion, se recomienda principalmente reducir la espera de tiempos muertos causado por autorizaciones y otras tareas legales para dar inicio labores de perforacion como tal.

## 6.2 SIMULACIÓN DE LOS DATOS PARA CREAR EL MODELO DE LAS PROPUESTAS

Luego de escoger los parámetros y datos se creó el modelo a ingresar en el software COMPASS™ de la empresa Halliburton. Para esto fue necesario crear un nuevo proyecto y la nueva entrada de los pozos B, G y las propuestas “Propuesta 2” y “Propuesta 4”.

Para iniciar se explica la entrada de los mismos datos de los pozos base (B, G) iniciando por el plan direccional, las formaciones y el objetivo. Esto con propósito de tener un modelo ya creado al que se le puedan realizar modificaciones y presentar un modelo más eficiente.

**6.2.1 Ingreso de los pozos B y G al COMPASS™.** Como se explicó anteriormente para iniciar estos modelos es necesario tener el plan direccional creado. Teniendo coordenadas de superficie y el objetivo se llega a crear paso por paso las secciones del pozo, los ángulos de construcción y los pies perforados.

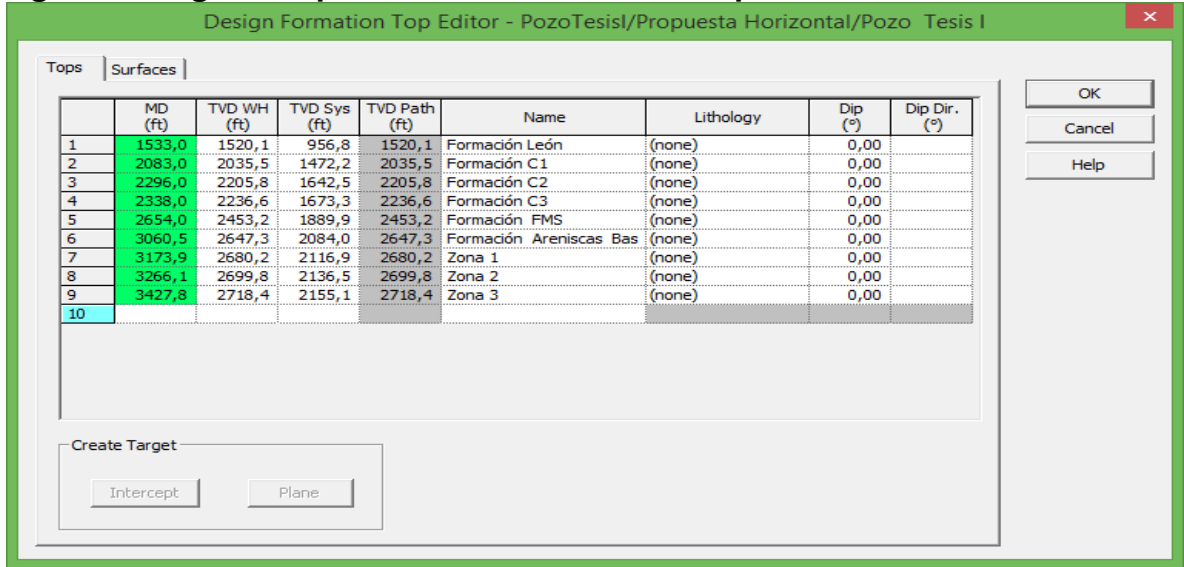
En la Figura 33 se presenta el ingreso del plan direccional en el COMPASS™.

**Figura 33. Ingreso plan direccional del pozo B a COMPASS™.**

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Az (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	I.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0,0		0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Tie Line	
2	500,0	500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
3	1166,7	666,7	12,00	286,00	1161,8	19,2	-66,9	66,5	1,80	286,00	1,80	0,00	Inc As MD	
4	1666,7	500,0	12,00	286,00	1650,9	47,8	-166,8	170,8	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
5	2356,8	690,1	44,79	274,66	2250,0	88,5	-467,0	493,5	4,80	-14,70	4,75	-1,64	Inc As MD	
6	2400,6	133,8	44,79	274,66	2245,0	96,1	-580,9	587,7	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
7	3381,5	890,9	89,04	274,46	2715,0	138,7	-1268,8	1377,9	4,52	-0,31	4,52	-0,02	Inc As MD	
8	3480,3	98,8	88,00	274,46	2721,0	166,4	-1467,2	1476,5	3,00	0,00	3,00	0,00	Inc As MD	
9	3953,3	15,0	88,00	274,46	2721,5	167,6	-1462,1	1491,5	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
10	3996,9	107,6	90,03	274,46	2723,3	175,5	-1583,4	1593,0	2,00	0,00	2,00	0,00	Inc As MD	
11	4950,8	493,9	90,03	274,46	2723,0	213,9	-2075,8	2086,8	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
12													InsertLine	

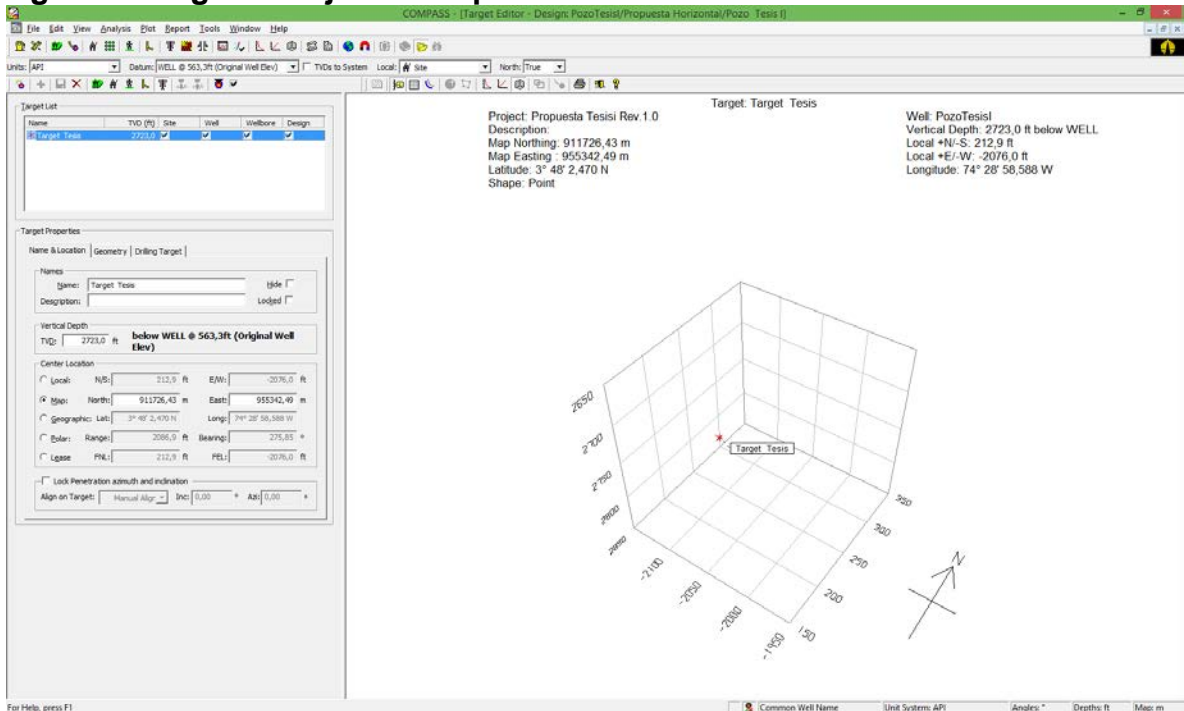
Luego se ingresan los topes de las formaciones presentados en el reporte de perforación para confirmar la llegada del pozo al objetivo en la zona 3 como se ve en la Figura 34.

Figura 34. Ingreso topes de las formaciones del pozo B a COMPASS™.



Por último se hace el ingreso del objetivo, que en este caso es un punto, donde se especifican coordenadas y profundidad como se ve en la Figura 35.

Figura 35. Ingreso objetivo del pozo B a COMPASS™.



Se repite lo mismo para el pozo G como se puede ver en la Figura 36, Figura 37 y Figura 38.

**Figura 36. Ingreso plan direccional del pozo G a COMPASS™.**

COMPASS - [Plan Editor - Pozo Tesis II/Propuesta Horizontal II/Pozo Tesis - II]

File Edit View Analysis Plot Report Tools Window Help

Units: API Datum: WELL @ 511,1ft (Original Well Elev) TVDs to System Local: Site North: True

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Buld (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0,0		0,00	0,00	0,0	-29238,5	12693,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Tie Line	
2	340,0	340,0	0,00	0,00	340,0	-29238,5	12693,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc Azi MD	
3	726,7	386,7	14,00	80,00	722,9	-29230,3	12739,3	-9,1	3,62	80,00	3,62	0,00	Inc Azi MD	
4	826,7	100,0	14,00	80,00	819,9	-29226,1	12783,2	-13,8	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc Azi MD	
5	2277,7	1551,0	58,93	332,04	2110,0	-28533,0	12621,4	683,6	4,13	-115,07	2,90	-6,96	Inc Azi MD	
6	2512,5	134,8	58,93	332,04	2179,6	-28431,0	12567,2	798,3	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc Azi MD	
7	3473,6	961,1	85,00	333,00	2474,6	-27626,9	12149,7	1698,9	2,71	2,18	2,71	0,10	Inc Azi MD	
8	3555,6	82,0	88,00	333,00	2479,6	-27554,0	12112,5	1780,4	3,66	0,00	3,66	0,00	Inc Azi MD	
9	3570,6	15,0	88,00	333,00	2480,1	-27540,7	12105,7	1795,3	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc Azi MD	
10	3712,7	142,1	90,00	333,36	2482,6	-27413,9	12041,6	1936,7	1,43	10,21	1,41	0,25	Inc Azi MD	
11	4271,6	558,9	90,00	333,36	2482,6	-26914,3	11791,0	2493,1	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc Azi MD	
12													InsertLine	

**Figura 37. Ingreso topes de las formaciones del pozo G a COMPASS™.**

Design Formation Top Editor - Pozo Tesis II/Propuesta Horizontal II/Pozo Tesis - II

Tops Surfaces

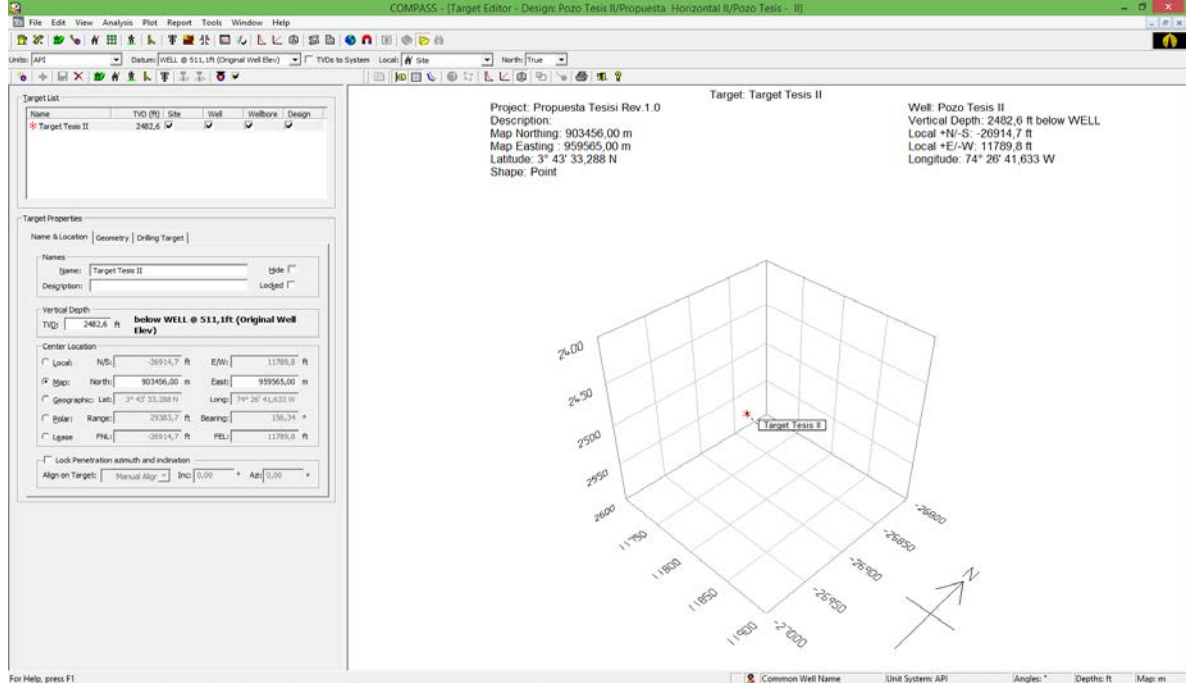
	MD (ft)	TVD WH (ft)	TVD Sys (ft)	TVD Path (ft)	Name	Lithology	Dip (°)	Dip Dir. (°)
1	1350,6	1326,2	815,1	1326,2	Formación León	(none)	0,00	
2	1957,0	1843,8	1332,7	1843,8	Formación C1	(none)	0,00	
3	2145,7	1974,8	1463,7	1974,8	Formación C2	(none)	0,00	
4	2216,6	2019,3	1508,2	2019,3	Formación C3	(none)	0,00	
5	2589,5	2218,1	1707,0	2218,1	Formación C4	(none)	0,00	
6	2631,9	2238,3	1727,2	2238,3	Formación C5	(none)	0,00	
7	2867,6	2336,5	1825,4	2336,5	Formación C6	(none)	0,00	
8	3138,2	2419,0	1907,9	2419,0	Fm. Areniscas Basales	(none)	0,00	
9	3274,9	2448,0	1936,9	2448,0	Zona 1	(none)	0,00	
10	3365,4	2462,4	1951,3	2462,4	Zona 2	(none)	0,00	
11	3483,2	2475,4	1964,3	2475,4	Zona 3	(none)	0,00	
12								

Create Target

Intercept Plane

OK Cancel Help

**Figura 38. Ingreso objetivo G a COMPASS™.**



**6.2.2 Ingreso al simulador de los pozos “Propuesta 2” y “Propuesta 4”.** Luego de tener los pozos base de estudio para la creación del modelo de los nuevos pozos con nuevas especificaciones, se presenta a continuación en la Tabla 17 los planes direccionales para cada uno de ellos, incluyendo los nuevos objetivos y los topes de las formaciones atravesadas, para ser ingresados en el simulador.

**Tabla 17. Plan direccional del pozo “Propuesta 2”**

Sec	MD	Inc.	Azi.	TVD	(+N/ -S)	(+E/ -W)	Dog leg	Tool face	V. Sect
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	500	0	0	500	0	0	0	0	0
3	1166.7	12	286	1161.8	19.2	-66.9	1.8	286	68.5
4	1666.7	12	286	1650.9	47.8	-166.8	0	0	170.8
5	2356.8	45	274.66	2249.3	88.6	-488	4.83	- 14.67	494.5
6	2490.6	45	274.66	2344	96.3	-582.3	0	0	589.1
7	3381.5	87	274.46	2698.3	159.3	-1375.6	4.71	-0.3	1384.7
8	3480.3	88	274.46	2702.6	167	-1474	1.01	0	1483.4
9	3495.3	88	274.46	2703.1	168.1	-1479	0	0	1498.3
10	3596.9	90.03	274.46	2704.8	176	-1590.2	2	0	1599.9
11	4090.8	90.03	274.46	2704.6	214.4	-2082.6	0	0	2093.6

En la Figura 39 se da el ingreso del plan direccional de la “Propuesta 2” a COMPASS™.

**Figura 39. Ingreso plan direccional del pozo “Propuesta 2” a COMPASS™.**

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Close (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Build (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0,0		0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Tie Line	
2	500,0	500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
3	1166,7	666,7	12,00	286,00	1161,8	19,2	-66,9	68,5	1,80	286,00	1,80	0,00	Inc As MD	
4	1666,7	500,0	12,00	286,00	1650,9	47,8	-166,8	170,8	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
5	2266,8	690,1	45,00	274,66	2249,3	88,6	-488,0	494,5	4,83	-14,67	4,78	-1,64	Inc As MD	
6	2490,6	133,8	45,00	274,66	2344,0	96,3	-582,3	589,1	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
7	3381,5	890,9	87,00	274,46	2688,3	159,3	-1375,6	1384,7	4,71	-0,30	4,71	-0,02	Inc As MD	
8	3480,3	98,8	88,00	274,46	2702,6	167,0	-1474,0	1483,4	1,01	0,00	1,01	0,00	Inc As MD	
9	3495,3	15,0	88,00	274,46	2703,1	168,1	-1489,0	1488,3	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
10	3596,9	101,6	90,03	274,46	2704,8	176,0	-1590,2	1599,9	2,00	0,00	2,00	0,00	Inc As MD	
11	4090,8	483,9	90,03	274,46	2704,6	214,4	-2082,6	2093,6	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
12													Insert Line	

En la Figura 40 se colocan los topes de la formación con el fin de poder posicionar el pozo dentro de la Zona 2.

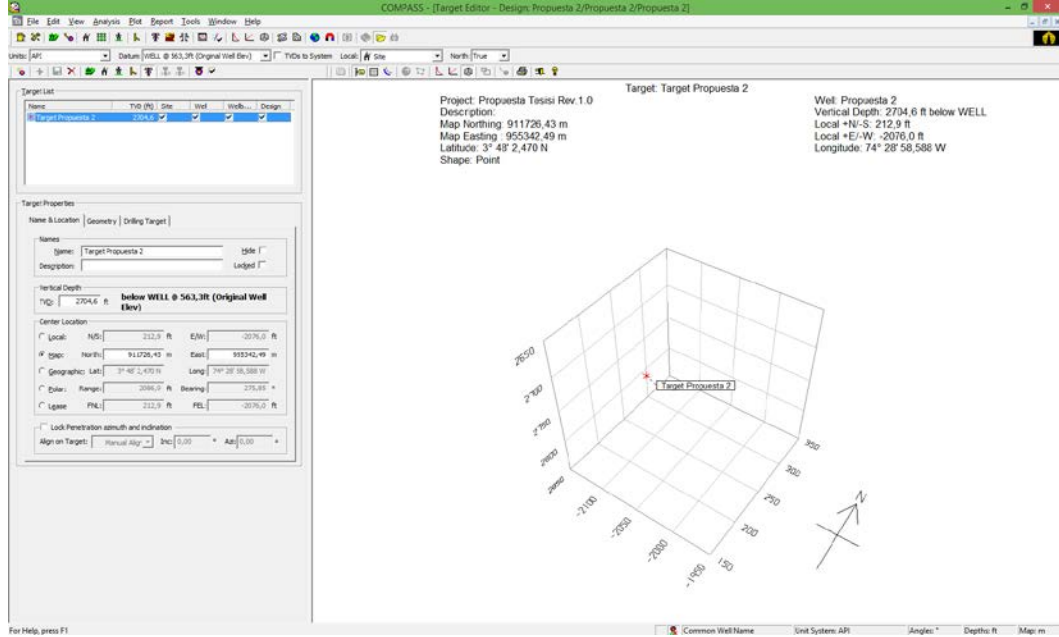
**Figura 40. Ingreso topes de las formaciones del pozo “Propuesta 2” a COMPASS™.**

	MD (ft)	TVD WH (ft)	TVD Sys (ft)	TVD Path (ft)	Name	Lithology	Dip (°)	Dip Dir. (°)
1	1533,2	1520,3	957,0	1520,3	Formación León	(none)	0,00	
2	2083,0	2035,3	1472,0	2035,3	Formación C1	(none)	0,00	
3	2295,6	2205,0	1641,7	2205,0	Formación C2	(none)	0,00	
4	2337,1	2235,3	1672,0	2235,3	Formación C3	(none)	0,00	
5	2651,9	2450,1	1886,8	2450,1	Formación FMS	(none)	0,00	
6	3079,4	2645,3	2082,0	2645,3	Fm. Areniscas Basales	(none)	0,00	
7	3219,3	2679,0	2115,7	2679,0	Zona 1	(none)	0,00	
8	3390,0	2698,7	2135,4	2698,7	Zona 2	(none)	0,00	
9		2718,7	2155,4		Zona 3	(none)	0,00	
10								

Para tener una mayor en la llegada del pozo se especifica el objetivo como un punto con las mismas coordenadas del objetivo original cambiando la profundidad de éste, como se ve en la Figura 41.

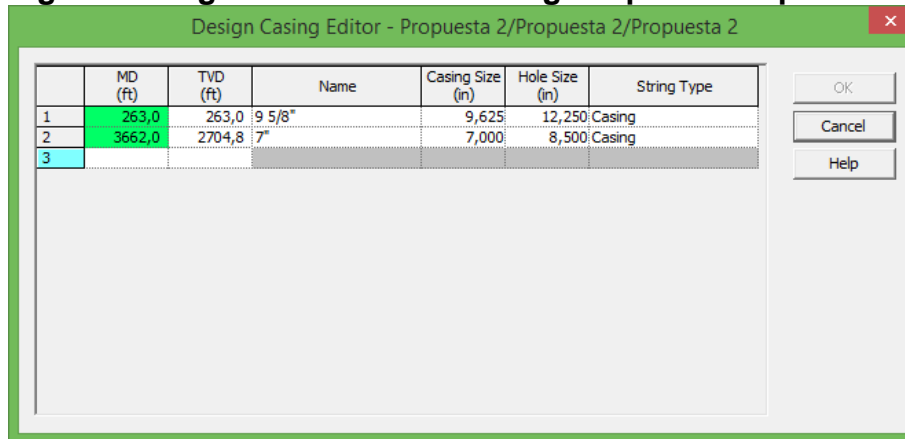


**Figura 41. Ingreso objetivo del pozo “Propuesta 2” a COMPASS™.**



Así mismo se especifican los casing y profundidades de asentamiento, colocando para la primera sección un tamaño de casing de 9 5/8” (OD) y para la sección intermedia un casing de tamaño 7” (OD). En la sección de producción se colocan un liner, de 4” evitando cementar esta zona como se ve en la Figura 42.

**Figura 42. Ingreso diseño del casing del pozo “Propuesta 2” a COMPASS™.**



En el diseño de la “Propuesta 4” se trabajó muy similar a la propuesta anterior, teniendo como referencia el pozo G y esperando mejorar su eficiencia tanto en producción como en perforación. En la Tabla 18 se especifica en plan direccional nuevo para la “Propuesta 4”.

**Tabla 18. Plan direccional del pozo “Propuesta 4”.**

Sec	MD	Inc.	Azi.	TVD	(+N/-S)	(+E/-W)	Dleg	Tface	Vsect
1	0	0	0	0	- 29238. 5	12693	0	0	0
2	340	0	0	340	- 29238. 5	12693	0	0	0
3	726.7	15	80	722.3	- 29229. 7	12746. 6	3.88	80	-9.8
4	826.7	15	80	818.9	- 29225. 2	12768. 1	0	0	-14.8
5	2377.7	59. 7	332.0 4	2100. 9	- 28521. 1	12637. 4	4.21	- 115.2 7	688.9
6	2512.5	59. 7	332.0 4	2169	- 28418. 3	12582. 8	0	0	804.4
7	2473.6	85	333	2458	- 27612. 2	12164. 1	2.63	2.24	1707. 5
8	3555.6	88	333	2463	- 27539. 2	12127	3.66	0	1788. 9
9	3570.6	88	333	2463. 5	- 27525. 9	12120. 2	0	0	1803. 8
10	3712.7	90	333.3 6	2466	- 27399. 1	12056. 1	1.43	10.21	1945. 2
11	4271.6	90	333.3 6	2466	- 26899. 5	11805. 5	0	0	2501. 6

En la Figura 43 se da el ingreso del plan direccional de la “Propuesta 4” a COMPASS™.

**Figura 43. Ingreso plan direccional del pozo “Propuesta 4” a COMPASS™.**

ID	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Asr (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Buid (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0,0		0,00	0,00	0,0	-29238,5	28993,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Tie Line	
2	340,0	340,0	0,00	0,00	340,0	-29238,9	28993,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
3	726,7	386,7	15,00	80,00	722,3	-29239,7	27740,6	-9,8	3,88	80,00	3,88	0,00	Inc As MD	
4	128,7	100,0	15,00	80,00	818,9	-29226,2	27786,1	-14,8	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
5	2277,7	1591,0	59,70	222,04	2301,9	-28921,1	28277,4	889,9	4,21	-125,27	2,88	-6,98	Inc As MD	
6	2512,5	134,8	59,70	222,04	2389,0	-28436,3	22822,8	809,4	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
7	2419,6	961,1	85,00	255,00	2498,0	-27812,2	22194,1	1707,5	2,63	-2,24	2,63	0,00	Inc As MD	
8	2955,6	82,0	88,00	255,00	2463,0	-27539,2	22127,0	1788,0	3,66	0,00	3,66	0,00	Inc As MD	
9	3570,6	15,0	88,00	333,00	2463,5	-27525,9	22120,2	1803,8	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
10	3712,7	142,1	90,00	333,36	2466,0	-27399,1	22056,1	1915,2	1,43	10,21	1,41	0,25	Inc As MD	
11	4271,6	558,0	90,00	333,36	2466,0	-26899,5	21805,5	2501,6	0,00	0,00	0,00	0,00	Inc As MD	
12													Insert Line	

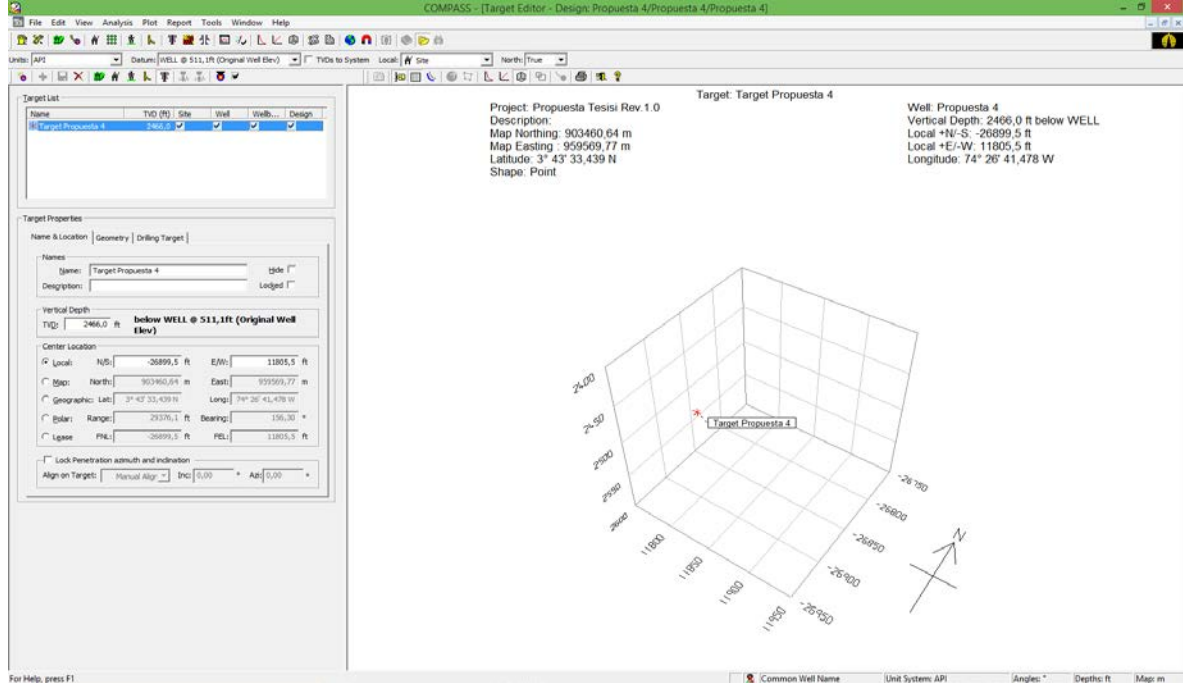
Así como el pozo anterior se incluyen topes de las formaciones con la gran diferencia de que este pozo atraviesa muchas más como se ve en la Figura 44.

**Figura 44. Ingreso topes de las formaciones del pozo “Propuesta 4” a COMPASS™.**

ID	MD (ft)	TVD WH (ft)	TVD Sys (ft)	TVD Path (ft)	Name	Lithology	Dip (°)	Dip Dir. (°)
1	1353,4	1326,2	815,1	1326,2	Formación León	(none)	0,00	
2	1964,3	1843,8	1332,7	1843,8	Formación C1	(none)	0,00	
3	2156,3	1974,8	1463,7	1974,8	Formación C2	(none)	0,00	
4	2229,0	2019,3	1508,2	2019,3	Formación C3	(none)	0,00	
5	2614,0	2218,1	1707,0	2218,1	Formación C4	(none)	0,00	
6	2658,4	2238,3	1727,2	2238,3	Formación C5	(none)	0,00	
7	2908,1	2336,5	1825,4	2336,5	Formación C6	(none)	0,00	
8	3209,0	2419,0	1907,9	2419,0	Fm. Arenas Basales	(none)	0,00	
9	3381,2	2448,0	1936,9	2448,0	Zona 1	(none)	0,00	
10	3540,3	2462,4	1951,3	2462,4	Zona 2	(none)	0,00	
11		2475,4	1964,3		Zona 3	(none)	0,00	
12								

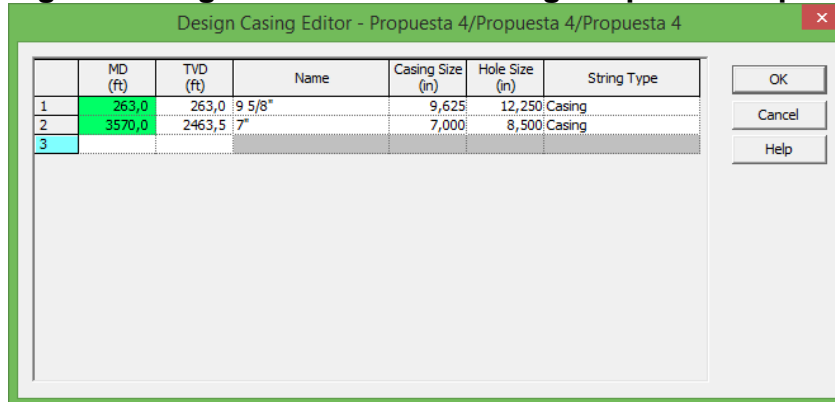
Este pozo también fue ingresado con un objetivo de forma de punto siendo más preciso para su llegada como se muestra en la Figura 45.

**Figura 45. Ingreso objetivo del pozo “Propuesta 4” a COMPASS™.**



Los casing utilizados para el pozo anterior también se utilizan para este pozo, la única diferencia es la profundidad de asentamiento como se muestra en la Figura 46.

**Figura 46. Ingreso diseño del casing del pozo “Propuesta 4” a COMPASS™.**

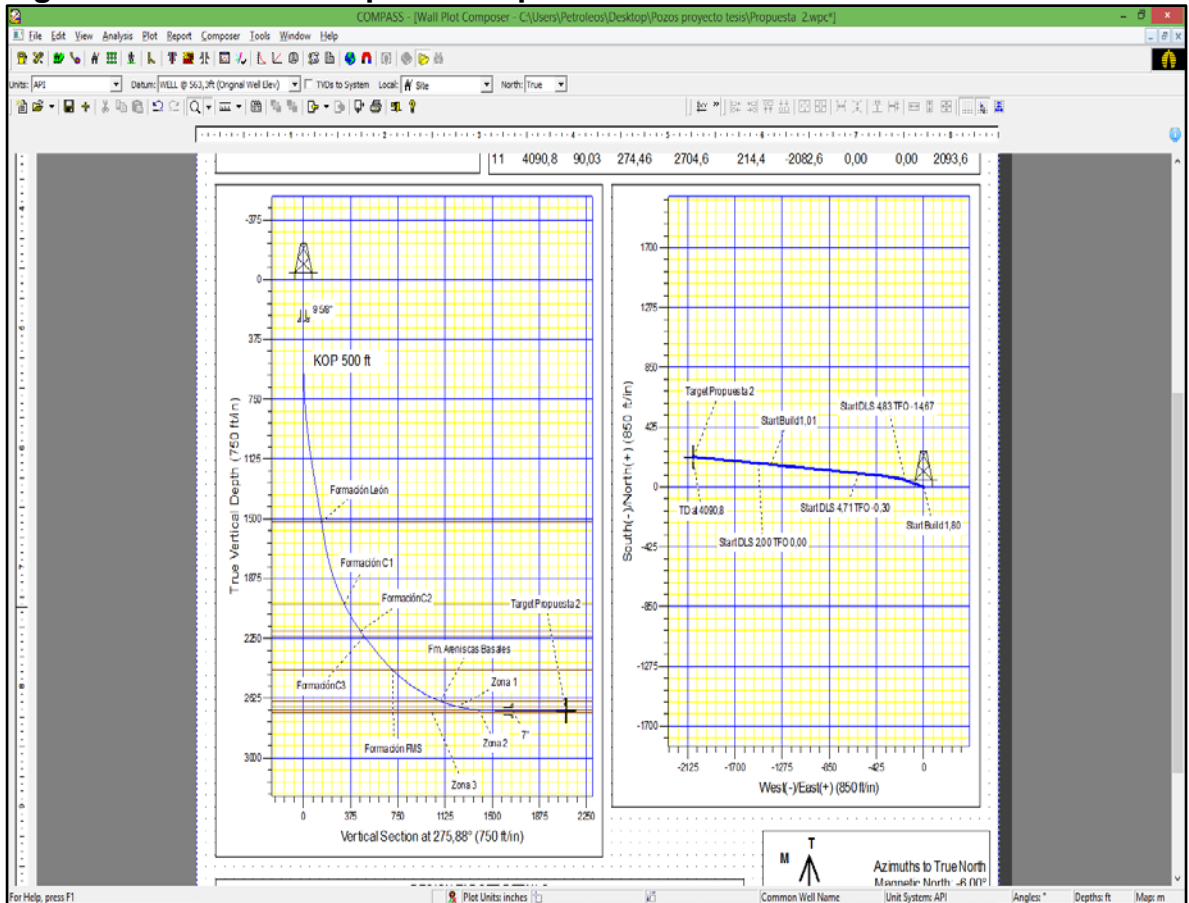


### 6.3 MODELO DE LOS POZOS “PROPUESTA 2” Y “PROPUESTA 4”

Luego de terminar de ingresar los datos requeridos para las dos propuestas, como se muestra a continuación, se realizan los plots correspondientes a cada uno de ellos, mostrando la curva que hace el pozo, la ubicación espacial, el objetivo, las formaciones, plan direccional, entre otros.

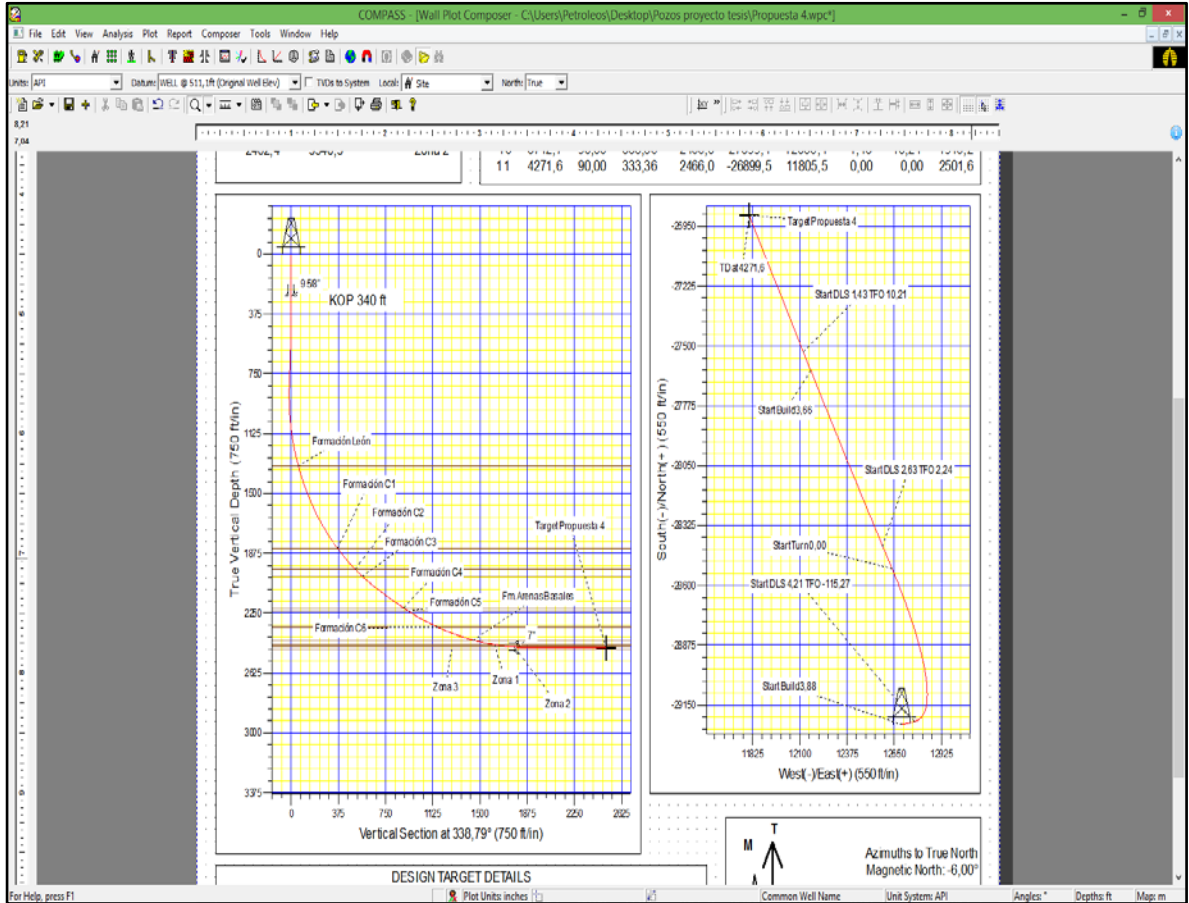
En la Figura 47 se muestra el diseño del pozo y la ubicación del pozo "Propuesta 2" y en la Figura 48 se presenta la del pozo "Propuesta 4".

**Figura 47. Sección Plot pozo "Propuesta 2".**



El reporte completo del pozo "Propuesta 2" se encuentra en el Anexo C.

**Figura 48. Sección Plot pozo "Propuesta 4".**



El reporte completo del pozo “Propuesta 4” se encuentra en el Anexo D.

Dentro de los objetivos propuestos para el proyecto se especifica hacer una mejora en la eficiencia de la producción y perforación en el Campo Rubiales, para tal fin estos pozos se escogieron y se basaron en pozos de poca producción. Su estudio indicó mal aterrizaje o selección del objetivo y por esto en las propuestas se presentan los pozos con uno nuevo.

Dentro de la eficiencia de perforación es bueno resaltar la buena eficacia con que se manejan los pozos dentro del Campo Rubiales, sin embargo están sujetos a condiciones de geología, imprevistos o situaciones operacionales que se pueden prevenir desde la planeación del pozo y que no se hacen. Con tal fin las recomendaciones hechas a continuación son basadas en los tiempos no productivos vistos de los pozos de muestra y tomar estas medidas para su ejecución dentro de las operaciones para la perforación.

Así mismo en los Anexos A y B se encuentra los Standard Planning Report de los pozos "Propuesta 2" y "Propuest 4", donde se encuentra detalladamente el plan de cada pozo.

**6.3.1 Recomendaciones para evitar tiempos no productivos dentro de las operaciones de perforación en el Campo Rubiales.** Estas recomendaciones se muestran como una respuesta a los eventos que se presentaron durante la perforación de los pozos de muestra, esperando mejorar y tener una mayor eficiencia.

- Para eventos de problemas de comunicación entre los sensores de toma de registros LWD, se recomienda como ejercicio preventivo, probar la herramienta en superficie antes y durante el armado del BHA para evitar fallas de lectura cuando ya estén en fondo.
- El repaso del pozo es fundamental cuando se requiere un trabajo preciso, la aparición de puntos apretados puede aumentar si no se realiza esto con frecuencia. Por lo que se recomienda llevar estos pozos con un control de repaso y así verificar la estabilidad del pozo y evitar tiempos muertos sacando tuberías de casing.

## 7. CONCLUSIONES

- La geología del Campo Rubiales presenta cambios durante toda la extensión del mismo, por ejemplo acuñamiento de arenas, facies y contactos agua-petróleo a diferentes profundidades, esto permite encontrar diferencias entre uno u otro pozo perforado, sin embargo el objetivo principal está situado en las “Arenas Basales”, llamado así operacionalmente, más específicamente en la zona 1 y 2.
- Es necesario identificar el contacto agua-petróleo en la zona a perforar, puesto que el campo presenta la particularidad de tener este contacto a diferentes profundidades, siendo un gran reto para llevar a cabo la perforación geonavegada posicionando los pozos dentro de las zonas indicadas.
- La perforación horizontal en el Campo Rubiales asciende el 90% de la totalidad de los pozos ubicados allí, así también los pozos que han sido geonavegados para el año 2017 ha llegado al 100%, siendo la técnica más usada para explotar este yacimiento. Su gran impulso se debe a las dificultades geológicas presentes como lo son los bajos espesores de las arenas (Entre 10 y 30 pies) y cortes altos de agua en el yacimiento.
- La producción de los 28 pozos horizontales geonavegados tomados como muestra para el estudio estadístico presentan variaciones en su producción teniendo relaciones de petróleo-agua desde 0,013 hasta de 1,692, en donde solo el 7,14% (2 pozos) de estos tiene una producción más alta de petróleo que de agua, en el porcentaje restante presenta una producción mayor de agua que de petróleo. Se observa en los histogramas de la relación petróleo agua de las zonas 1 y 2 que las modas se ubican a la izquierda en un intervalo de 0.013 a 0.293. La zona 2 muestra su valor promedio en la barra modal (azul) al igual que la zona 1, sin embargo esta primera con una mayor frecuencia en este intervalo y más cerca al centro de este, esto permite decir que los datos se encuentran un poco más centralizados en este rango para la zona 2 que para la 1.
- La eficiencia de la perforación de los pozos es muy alta comparados con otros pozos en campos de Colombia, indicando tiempos de perforación entre 5 y 6 días por pozo, sin embargo se presentan casos en los que éstos tiempos ascienden a 8 y 9 días. Las actividades que más ocupan tiempo son llamadas “miscelaneas” y corresponden a actividades como sacar tubería, desarmar, realizar reuniones pre-operacionales entre otras.
- En la perforación de fase 12 ¼” que comprende la Formación Guayabo se suele trabajar con lodos de peso entre 8.6 y 8.8 ppg. En la segunda sección o



fase 8 ½” suelen utilizarse lodos con peso entre 8.7 y 9.2 ppg para perforar las formaciones León y unidades C1, C2 y C3. Por último para la sección de producción o fase 6 1/8” se prefiere un lodo de 9 ppg aproximadamente con el fin de mantener la sección horizontal estable y que el pozo no se derrumbe debido a que las “Arenas Basales” tienden a ser una formación muy friable, así mismo la limpieza de ésta sección debe ser muy bien hecha debido a la dificultad que se tiene al retirar los recortes de una zona horizontal.

- En base al estudio de los pozos de muestra la sección horizontal puede llegar a tener 1200 ft de longitud, sin embargo la mayor proporción se encuentra entre los 800 y 900 ft con un 32 %. Estos número no representaron una relación directa entre la producción y la longitud, es decir, la producción de pozos de menor longitud geonavegada puede ser mayor a pozos de mayor longitud geonavegada.
- Los tiempos no productivos son escasos dentro de las operaciones de perforación en el Campo Rubiales, los pocos presentados pueden ser solucionados con anterioridad o prevenirlos, dentro de éstos se incluyen la mala toma de registros siendo efectivo la realización de pruebas en superficie así como la ubicación de las herramientas de lectura. Otro inconveniente es el encontrar puntos apretados a la hora de bajar el casing, teniendo que volver a sacar y reparar el pozo, esto también se ve dentro del análisis siendo el repaso o rimar la actividad con menor tiempo ejecutado. Es indispensable tener un hueco limpio y bien terminado para seguir con las operaciones.
- Ya que las zonas de interes (Zona 1 y 2) son arenas que poseen tendencia a derrumbarse, no se recomienda reparar dichos intervalos por mucho tiempo o diseñar un plan con un mayor ángulo de incidencia al original, que permita reparar lo suficiente y que dado el caso de presenciar caída del angulo del pozo no se vea afectada la produccion del mismo en un futuro por un mal posicionamiento debido a este efecto.
- Con base en lo observado en los pozos Ñ, K, D y al estudio estadístico se determinó que la producción de petróleo de los pozos modelo mejora potencialmente si se ubican principalmente en la zona 2, ya que es una zona con alta probabilidad de tener una relación petróleo versus agua alrededor del 0,211 a diferencia de la zona 1 que muestra gran dispersion de este valor.
- Ya que los pozos G y B fueron ubicados en la zona 3 y se observa que su desempeño productorio no es bueno, uno de los principales objetivos de los modelos es reubicar el target geológico de dichos pozos a la zona 2 (Profundidad Target pozo Propuesta 2: 2704.6 ft TVD, Profundidad Target pozo Propuesta 4: 2466 ft TVD).

## 8. RECOMENDACIONES

- Complementar el estudio con los pozos que no utilizaron herramientas azimutales o fueron no geonavegados, para estimar el potencial de la técnica en comparación con la anteriormente usada.
- Se recomienda ampliar el estudio estadístico con una mayor cantidad de pozos del campo y así tener una muestra representativa y de una mejor manera mostrar el comportamiento del mismo como se observa en los histogramas.
- Hacer una comparación entre los pozos horizontales realizados por las diferentes compañías partícipes en el campo, identificando ventajas y desventajas de sus herramientas, software y rentabilidad para la compañía.
- Realizar una evaluación técnico-financiera del uso de las diferentes herramientas de geonavegación, para tener una selección más precisa y más viable para la empresa operadora del campo.
- Evaluar el impacto de una masificación de los pozos horizontales geonavegados en los campos de Colombia, identificando las zonas donde sería recomendable trabajarlos y dónde no.

## BIBLIOGRAFÍA

ABELLIDO, Abel. Manual de perforación manual de pozos y equipamiento con bombas manuales. Lima: 2004.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. [0]:2012.

AL SHAMRI,A., et al. Using New Advances in LWD technology for Geosteering and Geologic Modeling. SPE, 1999.

AL WISLER,M.; WU,Jian-Qun andBARNETT,W. C. Bed Boundary Detection Using Resistivity Sensor In Drilling Horizontal Wells. SPWLA, 1991.

ALFSUA. Ecopetrol anuncia nuevos pozos de perforación en campo Rubiales. En: PORTAFOLIO. Bogotá. Sep 29,.

ALTHOFF,Gary D., et al. A New Azimuthal Deep-Reading Resistivity Tool for Geosteering and Advanced Formation Evaluation. Society of Petroleum Engineers, Apr 2009. p. 270-279

AMADO GONZÁLEZ,Nestor Raúl; MENDOZA,Humberto andPATARROYO HERNÁNDEZ,Mauricio. Ingeniería conceptual para la perforación de pozos horizontales y multilaterales en el área Girasol. Bogotá: Fundación Universidad de América, 2007.

AMAYA GORDILLO,Angélica María andSALAZAR,Giovanni. Evaluación técnico - financiera de la tecnología de geonavegación con herramientas de resistividad azimutal utilizadas en los Campos Quifa y Rubiales. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2014.

AMER,Aimen, et al. Navegación estructural: Un camino hacia la productividad. En: OILFIELD REVIEW. vol. 25, p. 1-20

APS Technology. Consultado el 30/11/2017 [En línea]<http://www.aps-tech.com/products/drilling-systems/rotary-steerable-system>.

ARIAS,Heydy. Patronamiento De Las Tendencias Direccionales En Las Formaciones En La Cuenca De Los Llanos Orientales&nbsp; Universidad Industrial de Santander, 2012.

BELTRAN DE AVILA, Luis Enrique. Registros eléctricos. 1995.

BENDECK OLIVELLA, Jorge. Registros eléctricos, una herramienta para la evaluación de formaciones. 1992.

BOHÓRQUEZ VARGAS, Juan Sebastian and OBANDO PINZÓN, Randolf Raúl. Diseño y evaluación de la implementación del plan de perforación del primer pozo horizontal del campo Casabe con objetivo formación la paz. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2014.

CABALLERO RAMÍREZ, Jaime Javier; CASTAÑO, Juan Gonzalo and ROJAS MORA, Iván Alberto. Rediseño de las operaciones y programas en la perforación de pozos horizontales y altamente desviados en el área de Neiva. Bogotá: Fundación Universidad de América, 2004.

CÁRDENAS FUENTES, Ana María. Posicionamiento de un pozo horizontal en una formulación de bajo espesor por medio de la técnica de geo-navegación pozo jaguar-27. Bogotá: Fundación Universidad de América, 2013.

Anonymous Chinook Consulting Services. [0].

DASILVA, Angel, et al. Oil Distribution in the Carbonera Formation, Arenas Basales Unit. A Case Study in the Quifa and Rubiales Fields, Eastern Llanos Basin, Colombia. En: AAPG International Conference & Exhibition. (Septiembre 8-11 de 2013). 2014. p. 1-10

DOUGLAS, J. Deep Electrical Images, Geosignal and Real time inversion help guide steering decision.

ESPINOSA FRANCO, Paula Alejandra; ESPINOSA MORA, Carlos Alberto and GÓNGORA SARMIENTO, Andrés Felipe. Aplicación de una metodología propuesta para el diagnóstico y el análisis de las causas raíz de los problemas operacionales durante la perforación de pozos en el Campo Castilla. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2016.

ESPINOSA, PAULA and GÓNGORA, ANDRÉS. APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL DIAGNÓSTICO Y EL ANÁLISIS DE LAS CAUSAS RAÍZ DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO CASTILLA. Universidad de América, 2016. p. 203.

Germán Bayona, et al. Estratigrafía y procedencia de las rocas del Mioceno en la parte distal de la cuenca antepais de los Llanos de Colombia. En: GEOLOGÍA COLOMBIANA. Jan 1, .vol. 33, p. 23

Germán Bayona, et al. Estratigrafía y procedencia de las rocas del Mioceno en la parte distal de la cuenca antepais de los Llanos de Colombia. En: GEOLOGÍA COLOMBIANA. Jan 1, .vol. 33, p. 23

GONZÁLEZ GUZMÁN, Antonio Enrique. Aoe palynological Study on the Upper Los Cuervos and Mirador formations. Leiden.: Brill, 1967.

GYRODATA INCORPORATED. Well guide RSS. Houston Texas. [En línea] <<http://www.gyrodatab.com/node/products/rss/rss>>.

Halliburton. ADR™ Azimuthal Deep Resistivity Sensor. [0]. Disponible en: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/geosteering-services/adr-azimuthal-deep-resistivity-sensor.page?node-id=hfyjrqt>

Halliburton. Geosteering Services. [0]. Disponible en: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/geosteering-services/default.page?node-id=hfyjrqt>

HELMS, Lynn. Horizontal Drilling, Energy Information Administration, Office of Oil and Gas. Disponible [En línea] <https://www.dmr.nd.gov/ndgs/newsletter/NL0308/pdfs/Horizontal.pdf>, p.1. [Citado en 30 de Abril de 2013].

INGLIS, T. A. Directional drilling. London <<[u.a.]>>: Grahmann & Trotman, 1987. ISBN 9780860107163

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN INTERNACIONAL. NTC 1486: Documentación, presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Bogotá, Colombia. 2008.

\_\_\_\_\_. NTC 5613: Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. Bogotá, Colombia. 2008.

\_\_\_\_\_. NTC 4490: Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. Bogotá, Colombia. 1998.

JUSTIFICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS RB-1226H, RB-1227H, RB-1228H y RB-1229H. [0]:2015. 1-26

LYNN, H. Horizontal Drilling, Energy Information Administration, Office of Oil and Gas. [0]. Disponible en: <https://www.dmr.nd.gov/ndgs/newsletter/NL0308/pdfs/Horizontal.pdf>

MAHMUD SALAZAR, Salim Sebastian and BARRIOS, José Gregorio. Evaluación técnico-financiera de la perforación de pozos horizontales para el desarrollo del Campo Caracara Sur Cuenca Llanos Orinetales. Bogotá, D.C.: Fundación Universidad de América, 2015.

MARQUEZ, G. Diseño de trayectorias de perforación de pozos petroleros utilizando algoritmos genéticos. 2008.

MAURER,W. C. Recent advances in horizontal drilling. En: JOURNAL OF CANADIAN PETROLEUM TECHNOLOGY. vol. 34, no. 9, p. 25

MORA, L. Presentación de clase de perforación direccional. Bogotá. 2017.

NOTESTEIN, Frank B.; HUBMAN, Carl W. and BOWLER, James W. Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America. En: GSA BULLETIN. Oct 1, .vol. 55, no. 10, p. 1165

REINOSO, G., et al. Challenging Horizontal Well Placement in an Area with High Geological Uncertainty Using Proactive Geosteering Techniques. SPE, 2015.

REVISTA SEMANA, Ecopetrol se hace con las llaves de Rubiales, Junio 6, 2016 [Consultado en Octubre 30 de 2017]. Disponible en: <http://www.semana.com/economia/articulo/campo-rubiales-pasa-a-manos-de-ecopetrol/479162>

SARMIENTO, Luis. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. En: FONDO EDITORIAL UNIVERSIDAD EAFIT.

SCHLUMBERGER. Directional Drilling. [0].

SUÁREZ HINCAPIÉ, Jorge Hernán and MARTÍNEZ PARRA, Pavel José. Optimización de la geonavegación mediante la utilización de una aplicación en tiempo real en pozos horizontales o de alto Ángulo. Bogotá: Fundación Universidad de América, 2005.

VIRAMONTE, Jose, et al. Horizontal Well Placement for Heavy Oil Production in Colombia. SPE, 2012.

YORIS, Franklin, et al. Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. En: X SIMPOSIO BOLIVARIANO EXPLORACIÓN PETROLERA EN CUENCAS SUBANDINAS H. p. 7

ZHANG, (Ian) Zhiyi, et al. Directional Lwd Resistivity Tools And Their Business Impacts. SPWLA, 2008.



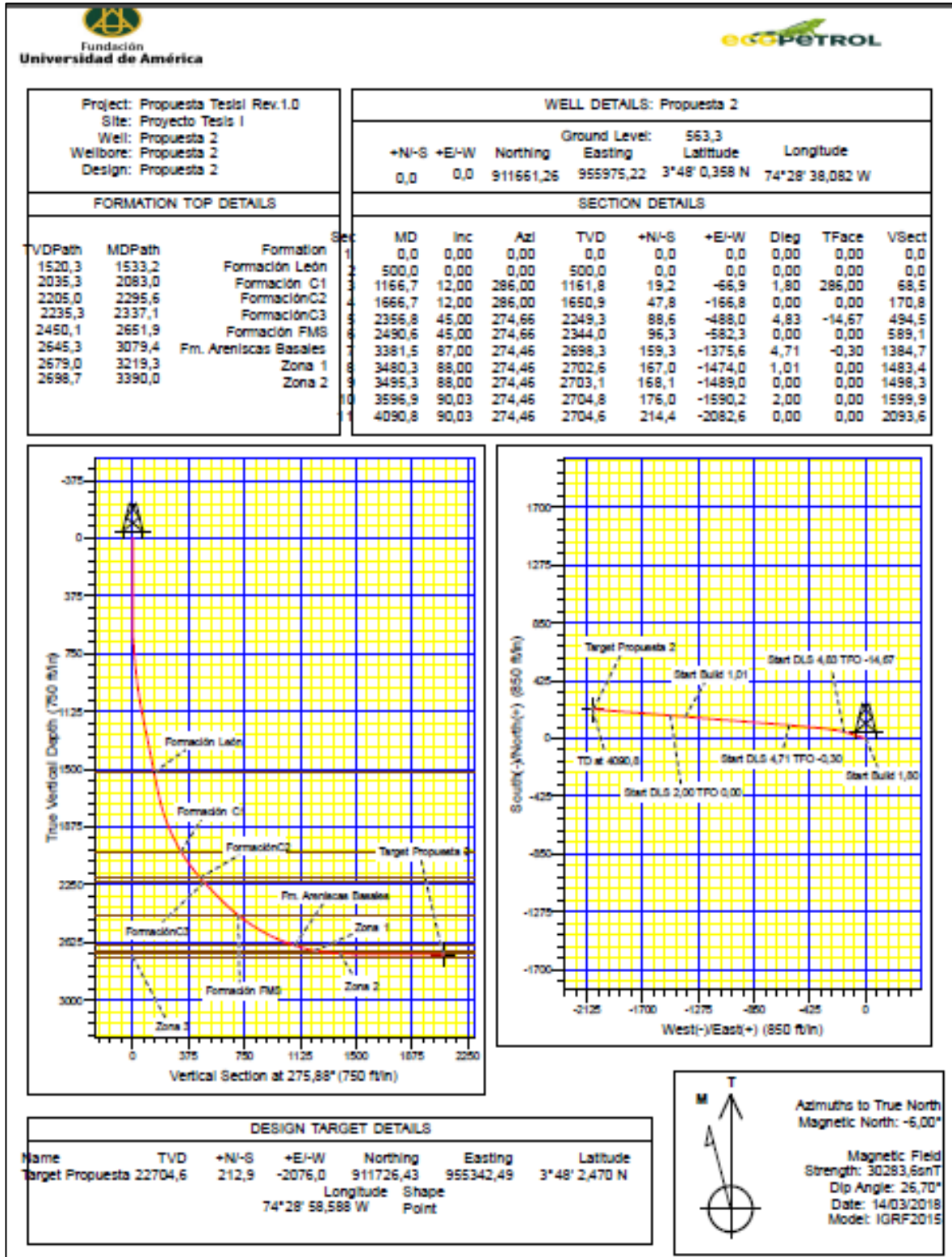
# **ANEXOS**



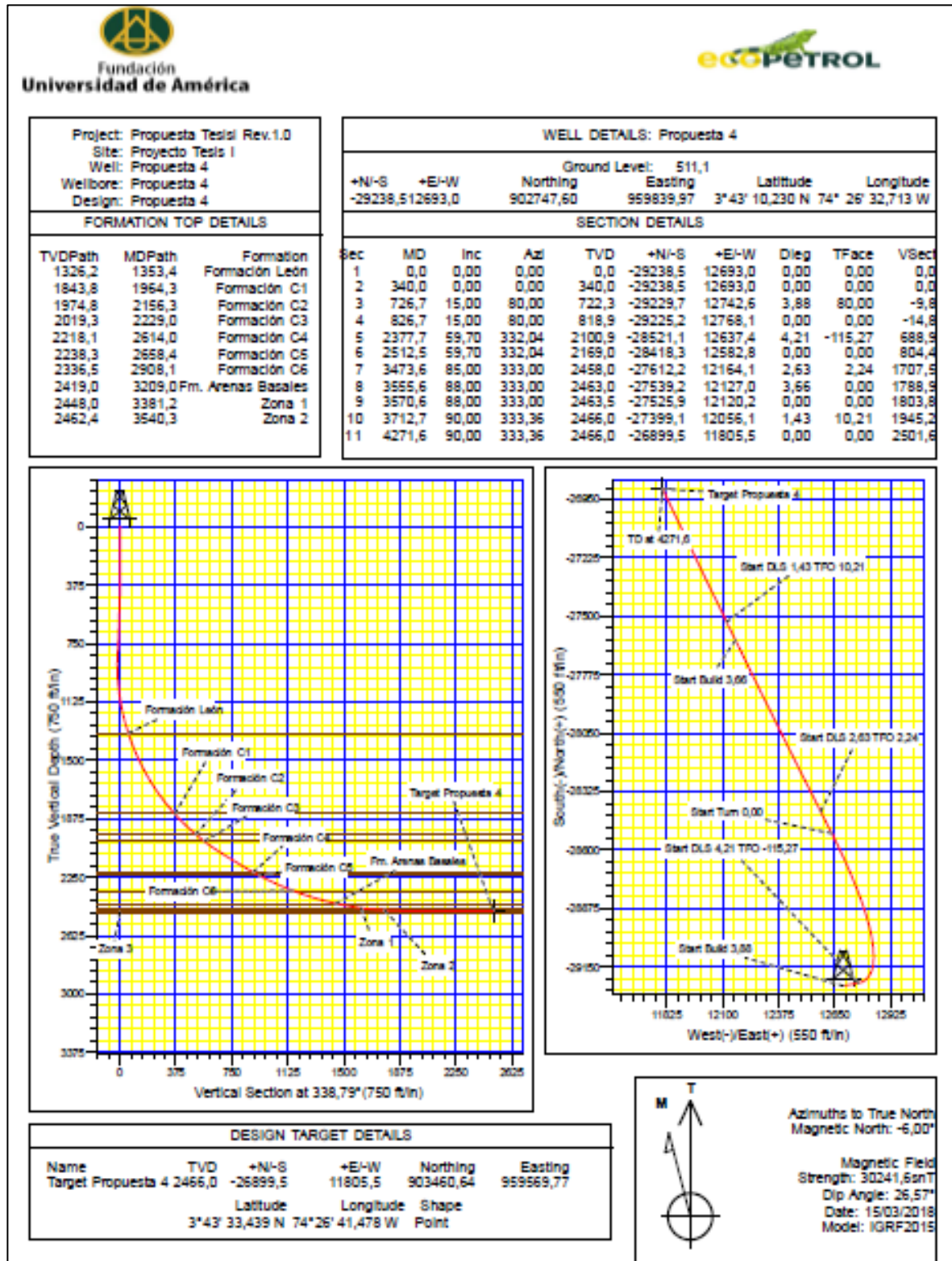
**ANEXO A.  
STANDARD PLANNING REPORT POZO “PROPUESTA 2”.**

**ANEXO B.  
STANDARD PLANNING REPORT POZO “PROPUESTA 4”.**

## ANEXO C. PLOT DEL POZO PROPUESTA 2.



## ANEXO D. PLOT DEL POZO PROPUESTA 4.



## ANEXO E. BHA PROPUESTO EN SECCIÓN DE 8 1/2" PARA LOS POZOS PROPUESTA 2 Y PROPUESTA 4.

Item #	Descripción	Conexión		Mod. Weight (lbs):		3.6	Evaporator Factor:		0.85	Inc. Max. Peso Acumulado (lbs) EF
		Top	Bottom	OD (inch)	ID		Logitud Acumulada (ft)	Peso (lb/ft)		
1	BIT PDC 8 1/2"			8 1/2	MA	0.89	0.80	105	94	34
2	Motor 6 3/4" (6-T)	B 4 1/2 IF	B 4 1/2 REG	6 3/4	4 1/2	27.87	26.67	88	2442	2536
	Bta Estabilizador						26.67		0	2536
	ABI						26.67		0	2536
3	6 3/4" P-P XOVER (HIC)	P 6 3/4 IF	P 6 3/4 IF	6 3/4	3"	2.18	30.85	105	229	2765
4	6 3/4" DGR Collar	B 6 3/4 IF	P 6 3/4 IF	6 3/4	1.23/25	4.54	35.39	38	444	3209
5	6 3/4" PWD Collar	B 6 3/4 IF	P 6 3/4 IF	6 3/4	1.19/21	4.43	33.82	36.3	427	3636
7	6 3/4" ADR Collar	B 6 3/4 IF	P 6 3/4 IF	6 3/4	1.23/25	24.34	64.16	109.4	2663	6239
8	6 3/4" SHOC	B 6 3/4 IF	P 6 3/4 IF	6 3/4	3 1/4	15.19	79.95	100	1574	7873
	PCDC Soade						79.95			7873
	Positive Pulsar						79.95			7873
9	6 3/4" Spiral Drill Collar (NMDC)	B 6 3/4 IF	P 6 3/4 IF	6 3/4	1.23/25	33.25	113.20	112	3727	11600
10	NC509 Pila x XT33 Box X-Over Sub	B 4" XT33		5 17/63	2.67/77	3.06	116.26	52.23	160	11760
11	6 x 4" X 2 9/16" SWDP			4	2.563	187.01	303.27	29.39	5608	17368
12	6 1/2" Hydraulic Jar	B 4" XT33		6 15/32	2.22	36.85	342.12	30	1165	18333
13	3 x 4" X 2 9/16" SWDP # 29.39 - XT			4	2 9/16	99.47	435.59	29.39	2803	21337

Total BHA =	1887.27
-------------	---------

COMMENTS	BIT:	PDC:	JETS:
PDM Ø	1.83	4x BH	4x 13.1214
Ratio (RPM)	0.28	rev/ft	0.6688
Rotary Table	40	RPM	

MOTOR	Min	Max
Flujo (GPM)	400	450
WOB (Kil)	4.63	8

Depth in.	Depth Out.
300	3595

Distancia del sensor ABI a la broca: 11.29 ft.  
 Distancia del sensor de Gamma Ray a la broca: 42.68 ft.  
 Distancia del sensor de Resistividad a la broca: 80.77 ft.  
 Distancia del sensor PWD a la broca: 80.02 ft.  
 Distancia del sensor MWD a la broca: 87.50 ft.

## ANEXO F. BHA PROPUESTO EN SECCIÓN DE 6 1/8" PARA LOS POZOS PROPUESTA 2 Y PROPUESTA 4.

Item #	Descripción	Conexión		Med. Weight (lbs):		Buoyancy Factor:		0.88 Inc. Max. Peso				
		Top	Bottom	OD	ID	Longitud Acumulada (ft)	Peso (lb/ft)		Peso total (lb) BF			
1	6 1/8" PDC BIT	P3-1/2" REG	WA	4.5	1.5	0.62	4.8	30				
2	Motor 4 3/4" (7:8) BH-1.5	B3-1/2" IF	MA	4	3/4	34.52	41	1643				
	Btu Estabilizador					35.14		0				
	ABI					35.14		0				
3	4 3/4" Float Sub	B3-1/2" IF		4	19/25	2	1/4	3.00	38.14	47	141	1784
4	4 3/4" PM Collar			4	19/25	2	25/41	3.27	41.41	42	333	2177
5	4 3/4" XOVER N/C	P3-1/2" IF		4	3/4	1	1/4	1.95	49.36	56.21	110	2287
6	4 3/4" ADR Collar	B3-1/2" IF		4	3/4	1	1/4	25.26	74.62	53.7	1356	3644
7	4 3/4" PWD	B NC38		4	3/4	1	1/4	9.09	83.71	48	435	4736
8	4 3/4" ALD	B3-1/2" IF		4	3/4	1	1/4	14.35	98.06	50	718	4361
9	4 3/4" SHOC	B3-1/2" IF		4	64/81	2	13/16	16.81	114.87	46	775	5571
	PCDC Soade								114.87		0	5571
	PCM Soade								114.87		0	5571
	Positive Pulse								114.87		0	5571
10	4 3/4" Spiral Drill Collar (NMDC)	B4-1/2" IF		4	41/50	3	17/25	30.14	145.01	43	1295	6866
11	3 1/2" P/Nz XT39 BOX XOVER Sub	B4-XT39		9	1/2	2	1/4	3.02	148.03	54.17	164	7030
12	6 x 4" X 2 3/16" S/WDP			4	2.563	187.01			335.04	23.99	5608	12638
13	4 3/4" Hydraulic Jar	B4-XT39		4	4/5	2.25	37.89	372.93	44	1663	14302	
14	3 x 4" X 2 3/16" S/WDP			4	2.56	93.47			466.40	30	2803	17105

Total BHA =	2424.23
-------------	---------

COMMENTS	BIT	PDC	JETS
PDH $\phi$			
Rotary Table	1.5 4 x BH		
	43 RPM		

MOTOR	Min	Max
Flow (GPM)	200	220
WOB (Kil)	3.8	9

Depth In.	3666
Depth Out:	4282

Distancia del sensor ABI a la broca: 11.29 ft.  
 Distancia del sensor de Gamma Ray a la broca: 42.68 ft.  
 Distancia del sensor de Resistividad a la broca: 60.77 ft.  
 Distancia del sensor PVD a la broca: 80.02 ft.  
 Distancia del sensor MWD a la broca: 87.50 ft.  
 Distancia del sensor ALD a la broca: 90.61 ft.

**ANEXO G.  
HISTOGRAMAS DE LA RELACIÓN PETRÓLEO AGUA DE LAS ZONAS 1 Y 2.**

