

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA
RADIO CORTO PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO
RUBIALES**

**DAVID ANDRES PUENTES ALVAREZ
JUAN SEBASTIAN VELASCO GARCIA**

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

**EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA
RADIO CORTO PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO
RUBIALES**

**DAVID ANDRES PUENTES ALVAREZ
JUAN SEBASTIAN VELASCO GARCIA**

**Proyecto integral para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
FAVIAN ENRIQUE MACÍAS GÓMEZ
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador
CARLOS ALBERTO ESPINOSA MORA
Ingeniero de Petróleos**

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

Nota de Aceptación

ING. CARLOS ALBERTO ESPINOSA MORA

ING. LEANDRO URIEL GÓMEZ BARBOSA

ING. LAYDY PAOLA MORA PARRADO

Bogotá D.C., Febrero de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

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 Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMERTO 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.

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado especialmente a mis padres Jaime Puentes y Claudia Alvarez cuyo apoyo fue esencial en el transcurso no solo del proyecto sino de la carrera profesional misma, igualmente a mis hermanos Paola Puentes, Vivian Puentes y Diego Puentes por su constante ayuda y consejos.

David Andres Puentes Alvarez.

DEDICATORIA

A mi familia pero en especial a mis padres Juan Velasco y Ana García por su apoyo incondicional, por apoyarme y motivarme en todo momento pero sobre todo gracias por apoyarme en el proceso de formación como ingeniero de petróleos.

Juan Sebastián Velasco García.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi papá Jaime Puentes, por siempre haberme ayudado en toda dificultad y hacer de mi vida educativa una posibilidad en todo momento, además de siempre haber creído en mí y demostrar cuán importante son sus hijos en su vida.

A mi mamá Claudia Alvarez, por haber sido un apoyo inmenso en toda mi vida y haber hecho todo lo posible por mi estabilidad.

A mis hermanos por siempre estar dispuestos a ayudar en las situaciones difíciles haciendo una parte importante de mi vida.

Al Ingeniero Jorge Vélez por haber brindado las asesorías, tiempo e información necesaria para el desarrollo del trabajo de grado.

Al Ingeniero Favian Macias, por haber sido el director del proyecto haciéndose cargo de las asesorías y seguimiento del proyecto, además de haber ofrecido su apoyo en la empresa para la obtención de la información.

A Halliburton Latin America S.A. ya que de no ser por la empresa, el proyecto de grado no habría podido ser una realidad, además de confiar en mi compañero y en mí para el desarrollo de su proyecto.

Al Ingeniero Carlos Espinosa, por haber sido una gran ayuda como orientador del proyecto y siempre estar ahí para sus estudiantes ante cualquier duda y cualquier situación.

David Andres Puentes Alvarez

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Halliburton Latin America S.A. por abrir las puertas de su empresa, facilitando el apoyo y la información necesaria para la elaboración de este trabajo de grado.

Al Ingeniero Favian Macias por haber sido el director del proyecto y haber brindado el tiempo, información y apoyo necesarios.

Al Ingeniero Jorge Enrique Vélez, por haber brindado las asesorías y tiempo para la revisión de los avances del proyecto de grado en todas las etapas de este.

Al Ingeniero Carlos Alberto Espinosa, por haber sido el orientador técnico y ayudar con la elaboración del proyecto brindando tiempo y asesorías durante el desarrollo del proyecto de grado.

A las directivas, cuerpo docente y personal administrativo de la Universidad de América por todas las enseñanzas durante todo el proceso de formación como ingeniero de petróleos.

Juan Sebastian Velasco Garcia

CONTENIDO

	pág.
1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL CAMPO RUBIALES	27
1.1 RESEÑA HISTORICA	27
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO RUBIALES	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO	30
1.3.1 Columna estratigráfica	30
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	30
1.3.2.4 Formación Barco	32
1.3.2.5 Formación Los Cuervos	32
1.3.2.6 Formación Mirador	32
1.3.2.7 Formación Carbonera	32
1.3.2.8 Formación León	33
1.3.2.9 Formación Guayabo	33
1.3.2.10 Formación Necesidad	34
1.3.3 Geología estructural	34
1.3.4 Geología del petróleo	34
1.3.4.1 Roca generadora	34
1.3.4.2 Roca reservorio	34
1.3.4.3 Migración	35
1.3.4.4 Roca sello	35
1.3.4.5 Trampa	35
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO RUBIALES	36
1.4.1 Mecanismo de producción	36
1.4.2 Tiempo de producción	36
1.4.3 Número de pozos	36
1.4.4 Historia de producción acumulada de petróleo	36
1.4.5 Resistividad de los fluidos en yacimiento	39
1.4.6 Reservas	39
1.4.7 Resumen y otras propiedades	41
2. POZOS HORIZONTALES SEGÚN SU GEOMETRÍA	42
2.1 POZOS VERTICALES	42
2.2 POZOS HORIZONTALES	42
2.3 CLASES DE PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES	43
2.3.1 Perforación de radio ultracorto	44
2.3.2 Perforación de radio corto	44

2.3.3 Perforación de radio medio	45
2.3.4 Perforación de radio largo	45
2.3.5 Perforación de sección negativa	45

3. PLANES DIRECCIONALES Y HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LAS PERFORACIONES HORIZONTALES ANTIGUAS Y A PROPONER EN EL CAMPO RUBIALES

3.1 POZO RB-W	46
3.2 PLAN DIRECCIONAL DEL POZO RB-W	48
3.2.1 Sección 12 ¼" del Pozo RB-W	48
3.2.2 Sección 8 ½" del Pozo RB-W	48
3.2.3 Sección 6 1/8" del Pozo RB-W	48
3.3 POZO RB-X	50
3.4 PLAN DIRECCIONAL DEL POZO RB-X	51
3.4.1 Sección 12 ¼" del Pozo RB-X	52
3.4.2 Sección 8 ½" del Pozo RB-X	52
3.4.3 Sección 6 1/8" del Pozo RB-X	63
3.5 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL POZO RB-X	66
3.5.1 Herramientas utilizadas en la sección de 8 ½"	66
3.5.1.1 Broca PDC	66
3.5.1.2 Motor	67
3.5.1.3 Estabilizador	67
3.5.1.4 Válvula flotadora	67
3.5.1.5 X-OVER (PIN-PIN)	67
3.5.1.6 DGR Collar	67
3.5.1.7 PWD Collar	67
3.5.1.8 ADR Collar	67
3.5.1.9 SHOC	68
3.5.1.10 X-OVER (PIN-PIN)	68
3.5.1.11 XBAT Collar	68
3.5.1.12 X-OVER 4 ½" (Pin – Box)	68
3.5.1.13 Heavy Weigth	68
3.5.1.14 Martillo de perforación	68
3.5.1.15 Drill Pipe	68
3.5.2 Herramientas utilizadas en la sección de 6 1/8"	69
3.5.2.1 Broca PDC	69
3.5.2.2 Motor 4 ¾"	69
3.5.2.3 Válvula flotadora	69
3.5.2.4 X-OVER	70
3.5.2.5 DM Collar	70
3.5.2.6 ADR Collar	70
3.5.2.7 PWD Collar	70
3.5.2.8 SHOC	70
3.5.2.9 X-OVER	70
3.5.2.10 Heavy Weight	70

3.5.2.11 X-OVER	70
3.5.2.12 Martillo de perforación	70
3.5.2.13 X-OVER	70
3.5.2.14 Drill Pipe	70
3.6 POZO RB-Y	71
3.7 PLAN DIRECCIONAL DEL POZO RB-Y	73
3.7.1 Sección de 12 ¼" del Pozo RB-Y	73
3.7.2 Sección de 8 ½" del Pozo RB-Y	73
3.7.3 Sección de 6 1/8" del Pozo RB-Y	73
3.8 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL POZO RB-Y	82
3.8.1 Herramientas utilizadas en la sección de 8 ½"	82
3.8.1.1 Broca PDC	82
3.8.1.2 X-OVER	82
3.8.1.3 Motor	83
3.8.1.4 MWD	83
3.8.1.5 Estabilizador	83
3.8.1.6 Drill Collar	83
3.8.1.7 X-OVER	83
3.8.1.8 Heavy Weight	83
3.8.1.9 Martillo de perforación	83
3.8.1.10 Drill Pipe	83
3.8.2 Herramientas utilizadas en la primera sección de 6 1/8"	83
3.8.2.1 Broca PDC 6 1/8"	84
3.8.2.2 Motor articulado de 4 ¾"	84
3.8.2.3 Válvula flotadora	84
3.8.2.4 MWD articulado	84
3.8.2.5 Heavy Weight	85
3.8.2.6 Drill Pipe	85
3.8.3 herramientas utilizadas en la segunda sección de 6 1/8"	85
3.8.3.1 Broca PDC 6 1/8"	85
3.8.3.2 Motor articulado de 4 ¾"	85
3.8.3.3 Válvula flotadora	86
3.8.3.4 MWD articulado	86
3.8.3.5 Heavy Weight	86
3.8.3.6 Drill Pipe	86
4. COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE LOS DISEÑOS DE PERFORACIÓN DE RADIO CORTO Y DE PERFORACIÓN DE SECCIÓN NEGATIVA	87
4.1 TIEMPOS DE LAS ACTIVIDADES DEL POZO RB-X	87
4.2 TIEMPOS DE LAS ACTIVIDADES DEL POZO RB-Y	93
4.3 TABLA RESUMEN DE LOS TRABAJOS	98
4.4 ELECCIÓN SEGÚN PARAMETROS TÉCNICOS DE LA PERFORACIÓN	98
5. ANÁLISIS FINANCIERO	102
5.1 COSTOS DE INVERSIÓN – (CAPEX)	102

5.1.1 Escenario 1	102
5.1.2 Escenario 2	102
5.2 ANÁLISIS COSTOS OPERACIÓN (OPEX)	103
5.2.1 Escenario 1	103
5.2.2 Escenario 2	105
5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	106
5.3.1 Valor Presente Neto (VPN)	106
5.3.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	107
5.4 FLUJOS DE CAJA	108
5.4.1 Escenario 1	108
5.4.2 Escenario 2	108
5.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	109
6. CONCLUSIONES	110
7. RECOMENDACIONES	112
BIBLIOGRAFÍA	113
ANEXOS	115

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1 Localización del Campo Rubiales	29
Figura 2 Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales	31
Figura 3 Corte esquemático de la geología de la Cuenca de los Llanos Orientales	35
Figura 4 Esquema mecánico de un pozo horizontal	42
Figura 5 Representación gráfica de la perforación de pozos horizontales con tecnología de radio ultracorto, radio corto, radio medio y radio largo	43
Figura 6 Representación gráfica de la perforación de pozos horizontales con sección negativa	44
Figura 7 Plan direccional del Pozo RB-W	49
Figura 8 Plan direccional del Pozo RB-X	53
Figura 9 Plan direccional del Pozo RB-Y	74
Figura 10 Flujo de caja escenario 1	108
Figura 11 Flujo de caja escenario 2	109

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1 Producción acumulada de petróleo y agua para todos los pozos en el Campo Rubiales 2013	38
Gráfica 2 Severidad de las patas de perro en la sección de 8 1/2" del Pozo RB-X	54
Gráfica 3 Side force Pozo RB-X	58
Gráfica 4 Fatiga del Pozo RB-X	59
Gráfica 5 Carga en el gancho del Pozo RB-X	60
Gráfica 6 Torque en la sección de 8 1/2" del pozo RB-X	61
Gráfica 7 Pérdida de Presión Vs rango de bombeo en la sección de 8 1/2" del Pozo RB-X	62
Gráfica 8 Severidad de las patas de perro en la sección de 6 1/8" del Pozo RB-X	63
Gráfica 9 Torque en la sección de 6 1/8" del pozo RB-X	64
Gráfica 10 Pérdida de Presión Vs rango de bombeo en la sección de 6 1/8" del Pozo RB-X	65
Gráfica 11 Severidad de las patas de perro del Pozo RB-Y	75
Gráfica 12 Side force Pozo RB-Y	76
Gráfica 13 Fatiga del Pozo RB-Y	77
Gráfica 14 Torque en la sección de 8 1/2" del pozo RB-Y	78
Gráfica 15 Torque en la sección de 6 1/8" del pozo RB-Y	79
Gráfica 16 Pérdida de Presión Vs rango de bombeo en la sección de 8 1/2" del Pozo RB-Y	80
Gráfica 17 Pérdida de Presión Vs rango de bombeo en la sección de 6 1/8" del Pozo RB-Y	81

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1 Análisis fisicoquímico de las aguas de formación del Campo Rubiales – pruebas MDT	39
Tabla 2 Información para el diseño del Pozo RB-W	47
Tabla 3 Información para el diseño del Pozo RB-X	50
Tabla 4 Clasificación de los pozos según su rango	57
Tabla 5 BHA utilizado en la fase de 8 ½” del Pozo RB-X	66
Tabla 6 BHA utilizado en la fase de 6 1/8” del Pozo RB-X	69
Tabla 7 Profundidades y herramientas para tomar los “surveys”	71
Tabla 8 Información para el diseño del Pozo RB-Y	72
Tabla 9 BHA utilizado fase de 8 ½” del Pozo RB-Y	82
Tabla 10 BHA utilizado en la primera fase de 6 1/8” del Pozo RB-Y	84
Tabla 11 BHA utilizado en la segunda fase de 6 1/8” del Pozo RB-Y	85
Tabla 12 Actividades y tiempos utilizados en las diferentes secciones de la perforación del pozo RB-X	88
Tabla 13 Actividades y tiempos a utilizar en las diferentes secciones de la perforación del pozo RB-Y	94
Tabla 14 Resumen de la perforación del Pozo RB-X	98
Tabla 15 Resumen de la perforación del Pozo RB-Y	98
Tabla 16 Análisis de riesgos de los pozos RB-X y RB-Y	100
Tabla 17 Costos herramientas pozo RB-Y radio corto	103
Tabla 18 Costos de inversión Pozo RB-Y	103
Tabla 19 Campaña de perforación a proponer	103
Tabla 20 Costos de operación para el Pozo RB-X	104
Tabla 21 Costos de operación de la campaña de pozos con geometría igual al diseño RB-X	105
Tabla 22 Costos de operación para el Pozo RB-Y	105
Tabla 23 Costos de operación de la campaña de pozos con geometría igual al diseño RB-Y	106

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1 Severidad de pata de perro	55
Ecuación 2 Tortuosidad de pata de perro en una estación de survey	56
Ecuación 3 Tortuosidad de pata de perro absoluta	56
Ecuación 4 Índice de Dificultad Direccional	57
Ecuación 5 Expresión matemática del Valor Presente Neto	107
Ecuación 6 Conversión de la Tasa de Interés de Oportunidad	107
Ecuación 7 Valor Presente Neto – campaña de perforación RB-X	108
Ecuación 8 Valor Presente Neto – campaña de perforación RB-Y	109

LISTA DE ABREVIATURAS

'	Ft
“	Pulgadas
°/100 ft	Grados cada cien ft
°API	Gravedad API (American Petroleum Institute)
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
AZI	Azimut
BHA	Ensamblaje de fondo
Bls	Barriles
BN	Barriles normales
BOPD	Barriles de aceite producidos por día
BR	Build Ratio
BSW	Cantidad de agua y sedimentos
BUR	Build Up Rate
BY	Barriles en el yacimiento
BY/BN	Barriles en el yacimiento sobre barriles normales
cP	Unidad de viscosidad dinámica – centipoise
DDI	Directional Difficulty Index
DLS	Dogleg severity (severidad de pata de perro)
E	Este
ESP	Electric Sumersible Pump (Bombeo Electrosumergible)
Ft	Medida de longitud pie
Fv	Factor volumétrico
Gross	Espesor desde el intervalo navegado hasta TD
Hrs	Horas
ID	Diámetro interno
in	Pulgadas
Km	Kilómetro
Km²	Kilómetros cuadrados
KOP	Kick Off Point (punto de arranque de construcción)
Lbs	Libras
m	Metros
MBbls	Miles de Barriles por día
mD	Unidad de permeabilidad (Milidarcy)
MDT	Pruebas de formación
min	minuto
MMBbls	Millones de Barriles por día
MWD	Measurement While Drilling (herramienta de medición de azimut)
N	Norte
NE	Noreste
NW	Noroeste
O	Oeste

Ø	Porosidad
OD	Diámetro externo
Ohm	Ohmios
OWC	Contacto agua petróleo
P	Presión
PCP	Progressive Cavity Pump (Bombeo por Cavidades Progresivas)
PDC	Diamante policristalino compacto
PDM	Motor de desplazamiento positivo
Ppg	Libras por galón
PSI	Unidad de presión (lb/in ²)
PVT	Presión / Volumen / Temperatura
Q	Caudal
qo	Caudal de Petróleo
qw	Caudal de agua
ROP	Rate Of Penetration (Tasa de penetración)
RPM	Revoluciones por minuto
S	Sur
SE	Sureste
seg	Segundos
Sw	Saturación de agua en la formación
SW	Suroeste
TD	Total Depth (Profundidad Total)
TFA	Área total de flujo en las boquillas de la broca
TIO	Tasa de interés de oportunidad
TOC	Carbono Orgánico Total
TQ	Torque
USD	Dólar estadounidense
VPN	Valor presente neto
WOB	Peso sobre la broca (Weight Over the Bit)
μ	Viscosidad
σ	Tensión interfacial entre la fase petróleo y fase acuosa

GLOSARIO

AMBIENTE SEDIMENTARIO: es una zona de la tierra donde se facilita la acumulación de sedimentos y/o materiales orgánicos, donde estos sufren cambios al pasar el tiempo debido a los fenómenos naturales ocurridos en dicho ambiente.

ARCILLA: material constituido por agregados de silicatos de aluminio hidratados, generados por la descomposición de rocas que poseen feldespato, el diámetro de las partículas de la arcilla es menor a 0.002 milímetros.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria constituida por silicatos de Aluminio hidratados debido a la descomposición de rocas con contenido de feldespato de textura clástica, el tamaño de grano de las partículas es inferior a 0.004 milímetros.

ARENISCA: roca sedimentaria de tipo detrítico la cual se encuentra conformada por cuarzo (SiO_2) o feldespatos ($(\text{Si}, \text{Al})_4\text{O}_8$) o fragmentos de roca de tamaños entre los 0.02 y 2 milímetros.

AZIMUT: ángulo que se mide tomando como punto de referencia el Norte en sentido de las manecillas del reloj con un valor inicial de 0° hasta el final de 360° .

BASAMENTO: corresponde generalmente a rocas metamórficas o ígneas deformadas, las cuales rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos.

BUZAMIENTO: ángulo formado con la horizontal, el cual es medido perpendicularmente al rumbo del plano.

CAMPO: zona terrestre donde las formaciones subterráneas están diseñadas para contener hidrocarburos contienen petróleo.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación geológica la cual presenta la ubicación vertical de las unidades de roca en un área específica.

CUARZO: mineral compuesto de silicio y oxígeno, también conocido como sílice (SiO_2), después del feldespato es el mineral más común sobre la corteza terrestre, corresponde en gran cantidad a las rocas: metamórfica, ígnea y sedimentaria, se destaca por su dureza y resistencia a la meteorización.

CUENCA SEDIMENTARIA: depresión de origen estructural o erosivo de gran tamaño que puede contener material orgánico.

DARCY: unidad de medición que refleja la permeabilidad, se deriva de la fórmula de la ley de Darcy la cual dice que un mililitro de fluido, con viscosidad de un centipoise, que fluye en un segundo, bajo una presión diferencial de una atmósfera, a través de un material poroso, que tiene un cm de ancho y un cm de altura.

DELTÁICO: depósito formado por una corriente cargada de sedimentos la cual pierde energía al ingresar a un depósito de agua libre o estancada.

DISCORDANCIA: se refiere a un indicador el cual señala que las condiciones de deposición cambiaron temporalmente, como es el ejemplo de una regresión o trasgresión marina, las cuales causan que ya no haya paralelismo entre los estratos que infrayace o suprayace.

ESPESOR: es la distancia perpendicular entre dos tangentes paralelas (límites de una formación), dicho espesor puede variar a lo largo de la extensión de la formación.

ESTRATIGRAFÍA: rama de la geología que se encarga de estudiar e interpretar lo ocurrido en las sucesiones sedimentarias, que permite conocer la naturaleza y disposición de las rocas estratificadas.

FACIES: suma de caracteres como: tipo de roca, contenido de mineral y contenido fósil entre otros que caracterizan al sedimento y como resultado dan a conocer el tipo de ambiente en el cual se creó.

FORMACIÓN: cuerpos de roca que componen una unidad litoestratigráfica, la cual se caracteriza por tener composición y estructuras comunes.

FRIABLE: material que puede ser desmenuzado con facilidad.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO: rama de la geología que se encarga de la explotación y exploración de los yacimientos de petróleo y gas.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que se dedica al estudio e interpretación de las estructuras de minerales formados en la corteza terrestre, ayudando a entender el origen y composición de los yacimientos.

GRAVEDAD API: escala elaborada en el American Petroleum Institute, la cual evalúa la calidad del crudo indicando su gravedad específica y viscosidad.

INFRAYACE: indica que una formación que se encuentra debajo de otra.

KERÓGENO: material orgánico insoluble en los solventes orgánicos comunes el cual, sometido a altas temperaturas y presiones en el subsuelo, madura para transformarse en hidrocarburo, los tipos de kerógeno son tipo I el cual tiene mayor probabilidad de generar petróleo, tipo II el cual genera petróleo parafinico y tipo III el cual es de carácter terrestre leñoso y genera gas.

LANDING POINT: punto en el cual se termina la construcción de ángulo de la sección direccional y se inicia la geo navegación del pozo.

LIMOLITA: roca sedimentaria clástica compuesta en un 66% por limo y un 33% por arcilla, con partículas de grano cuyo tamaño varía entre 0.06 milímetros y 0.004 milímetros.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica conformada por la consolidación de partículas de tamaño arcilloso y limo, algunos componentes adicionales que la componen son la limonita, calcita y yeso entre otros, su tamaño de grano se encuentra entre los 0.004 milímetros y 0.06 milímetros.

MARCO GEOLÓGICO: es un resumen de la geología del lugar en el que se realiza el estudio donde se incluye la estratigrafía, las formaciones presentes en el área y demás datos que faciliten la descripción del campo en estudio.

MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos que se genera hacia la superficie debido a su flotabilidad relativa en comparación con la roca adyacente.

MONOCLINAL: estructura geológica en la cual todos los estratos poseen el mismo buzamiento y dirección.

PERMEABILIDAD: capacidad que tiene un mineral poroso de dejar fluir fluido a través de él, se mide normalmente en Darcies o milidarcies.

POROSIDAD: volumen de roca que es capaz de contener fluido, se da a través de la relación de roca total y su volumen poroso.

POZO: es cualquier perforación que se le realice al subsuelo, con el fin de encontrar un acuífero, o una migración de petróleo para posteriormente realizar la extracción de estos recursos.

PRESIÓN: fuerza distribuida sobre un área determinada, dada generalmente en psi o libra por pulgada al cuadrado como unidad de campo.

REFLECTANCÍA DE VITRINITA: indicador de la madurez de la materia orgánica, con respecto a si ha sido generadora de hidrocarburo o puede convertirse en una buena roca generadora.

RESERVAS: volúmenes de crudo que son considerados como recuperables comercialmente teniendo en cuenta los volúmenes que ya hayan sido producidos.

ROCA RESERVORIO: roca que posee la capacidad de almacenar y permitir el paso de hidrocarburo a través de ella, las características principales que posee son: porosidad el cual se mide en porcentaje y permeabilidad la cual es medida en darcies.

ROCA SELLO: roca de baja permeabilidad que forma una barrera alrededor de un yacimiento impidiendo que el fluido migre, generalmente se constituye por lutita, anhidrita o sal.

SEDIMENTO: material sólido acumulado en la superficie terrestre derivado de fenómenos naturales ocurridos en esta como la erosión, que conforman los diferentes tipos de rocas existentes.

SISTEMA PETROLÍFERO: sistema geológico que abarca los componentes y procesos esenciales para el entrapamiento de hidrocarburo como son: la roca madre, la roca reservorio y la roca sello además de la maduración y la red de distribución.

SUBSIDENCIA: hundimiento vertical de una cuenca sedimentaria debido al peso de los sedimentos que se van depositando sobre ella.

SUPRAYACE: indica que una formación que se encuentra encima de otra.

TRAMPA: configuración de rocas con características adecuadas para contener hidrocarburo, rodeada por una formación impermeable que evita la migración de los fluidos, las trampas son descritas como trampa estructural, la cual se presenta por fallas y pliegues y trampa estratigráfica la cual se presenta por cambios en los tipos de roca como lo son: los acuñamientos, discordancias y arrecifes.

YACIMIENTO: depósito o reservorio petrolífero, donde se puede acumular naturalmente hidrocarburo tanto líquido como gaseoso en rocas sedimentarias porosas o fracturadas rodeado de rocas con baja permeabilidad para evitar su migración.

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA RADIO CORTO PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO RUBIALES

DESCRIPCIÓN.

Este proyecto busca evaluar las ventajas técnico-financieras que posee un perfil direccional de radio corto con respecto a un perfil direccional con sección negativa actualmente realizado en Campo Rubiales por medio de un simulador de perforación, en la cual se presenta el diseño de ambos pozos y a continuación los costos de cada proyecto para su final comparación.

Para cumplir con el desarrollo del trabajo se realizan dos procesos, el primero es de forma teórica, en la cual se hará la descripción de las generalidades del Campo Rubiales y su ubicación geográfica, un marco geológico donde se muestra la descripción estratigráfica y estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales, donde se encuentra la zona de interés donde el pozo a estudiar se encuentra implementado, un marco teórico que ofrece al lector la información necesaria sobre cada tipo de perforación direccional para lograr un pozo horizontal junto con las herramientas utilizadas y sus respectivos costos.

Como segundo, paso se realiza un estudio experimental por medio del software COMPASS. En el cual se muestra el diseño de perforación actual, teniendo en cuenta las herramientas utilizadas para su ejecución tanto en la perforación, como en el completamiento y sus costos asociados. Posteriormente el diseño de perforación de radio corto, igualmente con las herramientas necesarias para la perforación, completamiento y respectivos costos, para así demostrar la viabilidad técnica del nuevo diseño de perforación. Luego de llevar a cabo el paso anterior se procede a realizar un estudio financiero según los costos generados por cada diseño perforación y de esta forma según la metodología del Valor Presente Neto (VPN), dar a conocer como la inversión que se representa ofrece una ganancia viable para la empresa.

INTRODUCCIÓN

Debido a la necesidad de la industria petrolera de desarrollar campos de crudo pesado en el mundo, se desarrollaron tecnologías y técnicas de perforación para la creación de pozos horizontales los cuales tenían un área de contacto con la formación mayor que la de los pozos verticales y a su vez mayor producción que los mencionados.

El siguiente trabajo tiene como objetivo evaluar la viabilidad tanto técnica como financiera de la aplicación de la tecnología de radio corto para la perforación de un pozo en el Campo Rubiales. Realizando el diseño de un pozo horizontal de radio corto y así posteriormente compararlo con un diseño de pozo horizontal con sección negativa ya perforado en el Campo Rubiales.

Dicha evaluación se realizará por medio de la comparación de los tiempos y los costos requeridos para una campaña de perforación de pozos horizontales con sección negativa versus una campaña de perforación del diseño propuesto de pozo horizontal de radio corto.

Finalmente se realizó un análisis financiero para evaluar la viabilidad del proyecto.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la viabilidad de aplicación de la tecnología radio corto para la perforación de un pozo en el Campo Rubiales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir generalidades y la geología del Campo Rubiales.
- Describir la clasificación de pozos horizontales según su geometría.
- Describir los planes direccionales y herramientas utilizadas en la perforación de pozos horizontales antiguos y del nuevo diseño de Campo Rubiales.
- Presentar el plan direccional de un pozo de sección negativa perforado en Campo Rubiales
- Diseñar un plan direccional de radio corto en un pozo de Campo Rubiales por medio del software de simulación COMPASS.
- Realizar la comparación técnica del nuevo diseño mediante la simulación con el mismo software respecto a un pozo horizontal con sección negativa.
- Elegir entre el diseño de perforación con sección negativa y diseño radio corto cuál resulta técnicamente mejor
- Evaluar la viabilidad financiera del proyecto de perforación de radio corto contra la perforación con sección negativa utilizando la metodología del Valor Presente Neto (VPN)

1. GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL CAMPO RUBIALES

Se describe brevemente la historia, localización geográfica, marco geológico e historia de producción del Campo Rubiales.

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

La historia de Campo Rubiales inicia con su descubrimiento por la Empresa Colombiana Intercol S.A. subsidiaria de Exxon en Colombia, la cual en el año 1981 realiza la primera labor de perforación con el pozo exploratorio Rubiales-1 a una profundidad de 3100 ft, el cual resulta exitoso con la producción de crudo de 13.5° API obtenido de la Formación Carbonera. Igualmente en 1981 se realiza la perforación del pozo Rubiales-2 alcanzando una profundidad de 3140 ft, el cual resulta igualmente exitoso, produciendo crudo de 14° API, obtenido de la Formación Carbonera C7, esta vez operado por la empresa Tuskar. Debido a los bajos precios del petróleo y altos precios de producción, se decide detener los trabajos de perforación por su baja rentabilidad y en su lugar, se continúa con la definición, delimitación y potencial del yacimiento.

En 1988 se firma el contrato de Solo Riesgo Rubiales entre Ecopetrol y las compañías Astralstake, Tethys Petroleum y Tumsector.

En 1995 se inicia la explotación de Campo Rubiales por las empresas asociadas bajo la modalidad de Solo Riesgo hasta 1997.

En 1997 se cierra el Campo debido a problemas de orden público.

En 2002 se declara la comercialidad del Campo y se realiza la primera perforación horizontal gracias al apoyo de los grupos inversionistas Elliot y Synergy los cuales entregaron el cargo de operadora única del campo a la empresa Tethys Petroleum. En el año 2003 la compañía Rubiales Holdings Ltda. realiza inversiones al Campo con el fin de mejorar la infraestructura, vías de acceso y facilidades de producción, generando la formación de la compañía Meta petroleum Ltda.

En 2007 Petro Rubiales Energy adquiere la totalidad de la participación del grupo Elliot y parte de la participación del grupo Synergy del Campo.

En 2008 la fusión de Petro Rubiales Energy y Pacific Stratus Energy da origen a Pacific Rubiales Energy Corporation, el mismo año un grupo de ex empleados de la empresa Venezolana Petróleos De Venezuela S.A. (PDVSA) ve la oportunidad de desarrollar crudos pesados en el Campo.

En el año 2013 se alcanza una producción record gracias a procesos de recobro mejorado.

En 2016 el contrato de Rubiales y Piriri, con Ecopetrol en una participación del 40% y 50% respectivamente expira, dejando a Ecopetrol como única empresa operadora del Campo.

Para Mayo del 2017, Ecopetrol se encuentra como la única empresa operadora del Campo cuya área es de 294.47 km² y se encuentra activo y produciendo.

1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO RUBIALES

El Campo Rubiales se encuentra ubicado en Colombia, en el Sureste de la cuenca de los llanos orientales, en el Departamento del Meta¹, dentro del Municipio de Puerto Gaitán, a 365 Km al este de la Ciudad de Villavicencio y a 482 Km al sureste de la Ciudad de Bogotá.

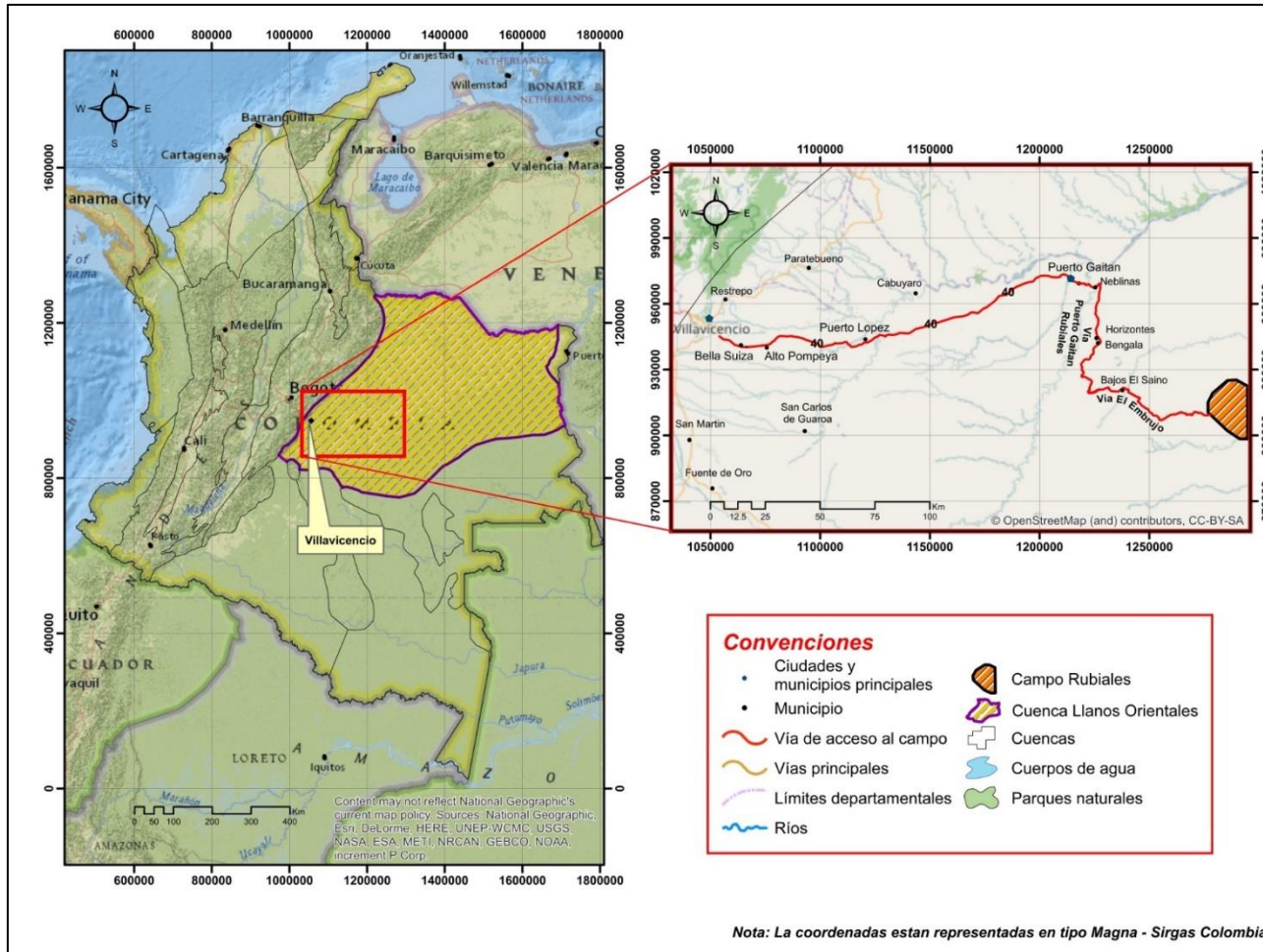
El acceso al Campo Rubiales por vía terrestre partiendo desde la Ciudad de Villavicencio es el siguiente:

Dirigiéndose en la dirección Este se toma la ruta 40 transitando aproximadamente 188 km hasta llegar a la Vía Puerto Gaitán – Rubiales atravesando los Municipios Bella Suiza, Alto Pompeya, Puerto López, Puerto Gaitán y Neblinas, continuando sobre la Vía Puerto Gaitán - Rubiales se recorren aproximadamente 61 km hacia el sur pasando los municipios de Horizontes y Bengala hasta llegar a la Vía El Embrujo, a partir de esta, se transitan 68 km en sentido Este, atravesando el Municipio de Bajos El Saino en una carretera no pavimentada de 167 km aproximadamente con orientación Sureste hasta acceder al Campo Rubiales como lo muestra la **Figura 1**.

Igualmente se puede acceder al Campo por vía aérea desde cualquier punto del país, tomando un vuelo hasta el Aeropuerto Vanguardia en la Ciudad de Villavicencio y a continuación se realiza el mismo recorrido descrito de la **Figura 1**.

¹ PACIFIC RUBIALES – METAPETROLEUM, Área de Yacimientos. Informe Técnico anual. 2008. p.4.

Figura 1 Localización del Campo Rubiales



Fuente. ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: < <http://www.esri.com/> >

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación se presenta la descripción de: la columna estratigráfica, geología estructural y del petróleo asociadas al Campo Rubiales.

1.3.1 Columna estratigráfica. La Cuenca de los Llanos Orientales, lugar donde se localiza el campo de interés de este estudio, se extiende a través del cabalgamiento frontal de la Cordillera Oriental en Colombia hacia el Oeste hasta llegar a los afloramientos precámbricos del escudo guayanés al Este. Esta cuenca está formada por sedimentos del periodo cretáceo y terciario que descansan sobre el paleozoico y el basamento. La **Figura 2** muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales en el Campo Rubiales.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se presenta una breve descripción de las formaciones geológicas a las cuales Meta Petroleum Corp.² realizó un estudio en el cual informa que son formaciones atravesadas por las perforaciones realizadas en el Campo Rubiales nombrándolas según sus edades de más antigua a reciente.

1.3.2.1 Formación Une. Según E. Hubach³, “a la formación se le asigna una edad de depositación del Cretáceo entre el Albiano y Cenomaniano. Conformado por areniscas de grano fino con intercalaciones de lutitas en la parte media de matriz bajo y con espesor de 760 ft aproximadamente, su ambiente de depositación es continental; se encuentra en contacto discordante con el Basamento que le infrayace y en contacto concordante con la formación Gachetá que la suprayace”.

1.3.2.2 Formación Gachetá. Según BÜRGL⁴ “se le asigna una edad de depositación del Cretáceo entre el Turoniano. Se constituye de lutitas silíceas ricas en materia orgánica de grano fino a medio con desarrollos menores de areniscas, posee un espesor promedio de 350 ft, su ambiente de depositación es marino somero; se encuentra en contacto concordante con las formaciones Une que la infrayace y con la formación Guadalupe que la suprayace”.

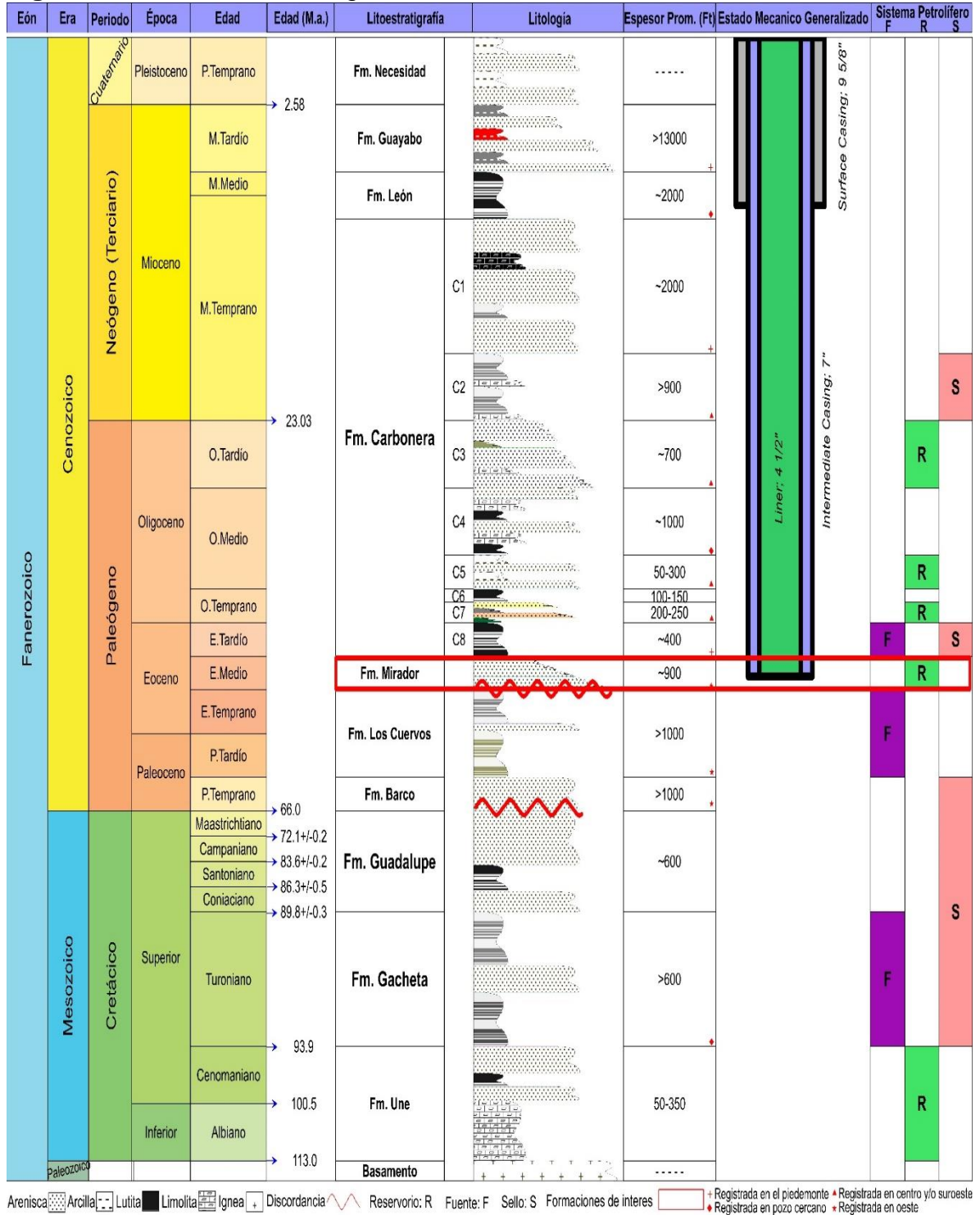
1.3.2.3 Formación Guadalupe. Se le asigna una edad de depositación del Cretáceo entre el Coniaciano y Maastrichtiano, se compone por dos cuerpos arenosos: Arenisca Superior y Arenisca Inferior, ubicadas a una profundidad de 3477 ft, separados por una lidita en el medio, posee un espesor de 920 ft, su ambiente de depositación es continental; se encuentra en contacto concordante con

² PACIFIC RUBIALES ENERGY, META PETROLEUM CORP Geología General Rubiales 2005. p. 9-10

³ M. JULIVERT., Amérique Latine Colombie, Volumen V, Fascicule 4^a, París 1968, p 460

⁴ Ibid., p. 273.

Figura 2 Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales



Arenisca [patron] Arcilla [patron] Lutita [patron] Limolita [patron] Ignea [patron] Discordancia [patron] Reservorio: R Fuente: F Sello: S Formaciones de Interés [patron] + Registrada en el piedemonte * Registrada en centro y/o suroeste
 Registrada en pozo cercano Registrada en oeste

Fuente. STRATER 4 PARA WINDOWS. 2003. Versión 4.8.1800 (64-bit) Colorado: Golden Software LLC. [Programa informático en línea]. Disponible en Golden. Página web de Golden disponible en: <<http://www.goldensoftware.com/>>.

la formación Gachetá que la infrayace y en contacto discordante con la formación Barco que la suprayace”.

1.3.2.4 Formación Barco. Según F.B. NOTESTEIN, C.W. HUBMAN & J.W. BOWLER⁵ se le asigna una edad de depositación del Paleógeno en el Paleoceno Temprano, se compone de areniscas, lutitas y limolitas intercaladas, las areniscas son generalmente de color gris arcillosas, de grano muy fino a medio (0.125mm – 0.5mm) y las lutitas de color gris oscuro y carbonaceas. Posee un espesor de 636 ft, se encuentra en contacto discordante con la Formación Guadalupe que la infrayace, mientras que se encuentra en contacto concordante con la Formación Los Cuervos que la suprayace.

1.3.2.5 Formación Los Cuervos. Se le asigna una edad de depositación del Paleógeno entre el Paleoceno Tardío y Eoceno Temprano, está compuesta por arcillas y lutitas con capas de carbón. Las arcillas tienden a ser grises y brillantes, con presencia de areniscas de color gris verdoso, duras y argiláceas, posee un espesor entre 803.8 y 1607.6 ft, su ambiente de depositación es deltaico; se encuentra en contacto concordante con la Formación Barco la cual la infrayace y en contacto discordante con la Formación Mirador que la suprayace.

1.3.2.6 Formación Mirador. Se le asigna una edad de depositación del Paleógeno en el Eoceno Medio, está compuesta por areniscas blancas de grano fino a medio (de 0.125mm a 0.5mm de diametro) con capas delgadas de gránulos de cuarzo; toda la sección presenta material carbonáceo con intercalaciones de lutitas, posee un espesor entre 524.9 ft y 1312.3 ft. Se encuentra en contacto discordante con la Formación Los Cuervos que la infrayace y en contacto concordante con la Formación Carbonera que la suprayace.

1.3.2.7 Formación Carbonera. Se le asigna una edad de depositación del Paleógeno y el Neógeno Terciario entre Eoceno Tardío y Mioceno Temprano, está compuesta por una serie gruesa de arcillolita gris a gris verdosa y marrón, posee un espesor entre 1347ft y 1830 ft, su ambiente de depositación es fluvial al sur y transicional hacia el norte y oeste; esta unidad se encuentra en contacto concordante con las Formaciones Mirador que la infrayace y con la Formación León que la suprayace.

A continuación se presenta como esta formación ha sido dividida en cuatro unidades:

⁵ J. DE PORTA., Amérique Latine Colombie, Volumen 4, Fascicule 4 b, Paris 1974, p. 80.

- ✓ **Unidad Areniscas Basales.** Se le asigna una edad de depositación del Paleógeno en el Eoceno Tardío, está compuesta por cuarzo-arenitas, arenitas subarcósicas, de color gris claro con granos finos a grueso, regularmente seleccionados, con un espesor que varía entre 200 ft y 400 ft. Su ambiente de depositación es continental; esta unidad se encuentra en contacto concordante con la Formación Mirador que la infrayace y en contacto gradacional con la Unidad Carbonera Intermedio que la suprayace. Esta es la unidad productora en el área de Campo Rubiales
- ✓ **Unidad Carbonera Intermedio.** Se le asigna una edad de depositación del Paleógeno y Neógeno Terciario entre el Oligoceno Temprano y Mioceno Temprano, está constituida por una serie de intercalaciones de arenisca gris clara, con tamaño de granos finos a medio (0,125 mm a 0,5mm), y arcillolitas gris- verdosas, moderadamente compactas, posee un espesor entre 360 ft a 415 ft, su ambiente de depositación es costanero bajo; esta unidad se encuentra en contacto gradacional con las Unidades Areniscas Basales que la infrayace y C-2 que la suprayace.
- ✓ **Unidad C-2.** Se le asigna una edad de depositación del Neógeno Terciario en el Mioceno Temprano, está compuesta por estratos arcillosos de color gris-verdoso y moderadamente compactos, posee un espesor que varía entre 100 ft y 110 ft, su ambiente de depositación es marino somero; esta unidad se encuentra en contacto concordante con las Unidades Carbonera Intermedio que la infrayace e igualmente C-1 que la suprayace.
- ✓ **Unidad C-1.** Se le asigna una edad de depositación del Paleógeno en el Mioceno Temprano, está constituida por areniscas gris claras, blancas, de grano fino a grueso (0.125mm a 1mm), con delgadas intercalaciones de lutitas grises-verdosas claras y astillosas, posee un espesor entre 70 ft a 100 ft y su ambiente de depositación es costanero bajo. Esta unidad se encuentra en contacto concordante con la Unidad C-2 que la infrayace y con la Formación León que la suprayace.

1.3.2.8 Formación León. Se le asigna una edad de depositación del Neógeno entre el Mioceno Temprano y Mioceno Medio, está constituida por una secuencia de lutitas de color gris verdoso claro y laminar, moderadamente compactas, posee un espesor de 550 ft a 600 ft y su ambiente de depositación es marino somero; esta unidad se encuentra en contacto concordante con las Formaciones Carbonera que la infrayace y Guayabo que la suprayace.

1.3.2.9 Formación Guayabo. Se le asigna una edad de depositación del Neógeno en el Mioceno Tardío, está compuesta en la parte superior de una alta concentración

de areniscas de grano medio a grueso (0,25 mm a 1 mm) de color gris con delgadas intercalaciones de arcillolitas y limolitas; para la parte inferior de la formación se encuentra compuesta por arcillolitas y limolitas mezcladas con intercalaciones de areniscas y carbones, el espesor total de esta unidad varía entre 1100 y 1300 ft, su ambiente de depositación es continental fluvial; esta unidad se encuentra en contacto concordante con la Formación León que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Necesidad que la suprayace.

1.3.2.10 Formación Necesidad. Se le asigna una edad de depositación del Cuaternario en el Plioceno Temprano; según H.F. NASH⁶ está constituida por una secuencia de conglomerados poco consolidados en una matriz arcillo-arenosa”, alternados con areniscas de grano fino a grueso (0.125 mm a 1mm) y arcillas en menor proporción, posee un espesor de 1000 y 1250 ft, su ambiente de depositación es continental; esta unidad se encuentra en contacto discordante con la Formación Guayabo que la infrayace.

1.3.3 Geología estructural. La estructura de Campo Rubiales es constituida por un monoclinal orientado regionalmente en una dirección N50°E con un buzamiento que se encuentra entre 0.1° y 1.2° en dirección noreste⁷.

La estratigrafía de Campo Rubiales está constituida por diferentes periodos de subsidencia no continuos desde el paleozoico hasta el terciario tardío como lo muestra la **Figura 3** corte esquemático de la geología de la cuenca de los llanos orientales.

1.3.4 Geología del petróleo. En esta sección se describen los principales parámetros asociados al sistema petrolífero del Campo Rubiales.

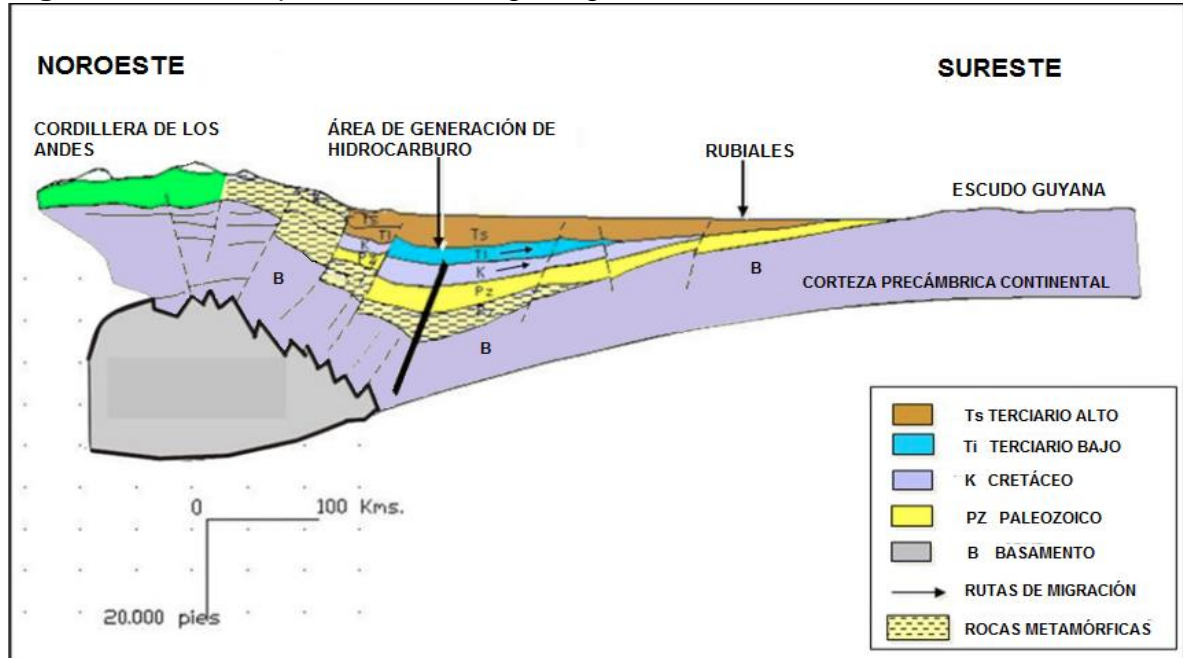
1.3.4.1 Roca generadora. La Formación Gachetá es la principal roca generadora de la Cuenca de los Llanos Orientales. Un análisis geoquímico del aceite producido, establece un contenido de Carbono Orgánico Total (TOC) mayor al 1%, posee un Kerógeno tipo II y III y reflectancia de vitrinita (Ro) de 0.6 a 0.8.

1.3.4.2 Roca reservorio. La roca almacén del campo corresponde a las Areniscas de la Unidad C7, posee porosidad que varía entre 25% y 32%; permeabilidad entre 5 y 20 Darcys. El espesor aproximado de esta formación es de 450 fts.

⁶ Ibid., p. 378.

⁷ MORALES, Diego., LANDAETA, Libia., RODRIGUEZ, Javier, PACIFIC RUBIALES ENERGY. Estudio integrado de yacimientos. Rubiales. Gerencia de yacimientos. Enero 2010. P. 29.

Figura 3 Corte esquemático de la geología de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente. FLOREZ, Alberto. ARAUJO, Ysidro. UZCATEGUI, Myriam. LAVADO, Rosa. PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. ACIPET, Incremento en el recobro de crudos pesados mediante la perforación de pozos horizontales – Campo Rubiales– Colombia. 2011. p.4.

1.3.4.3 Migración. El petróleo ubicado en la zona oriental de la cuenca donde se encuentra campo Rubiales realizó una migración desde el piedemonte al sitio de acumulación. Presentando dos fases de migración, la primera de ellas en el periodo del Oligoceno-Mioceno Superior, y la segunda fase en el periodo del Mioceno Superior- Plioceno.

1.3.4.4 Roca sello. El sello que causa el entrapamiento de petróleo en el Campo Rubiales, se presenta constituido en el tope por la última capa arcillosa de la unidad Carbonera intermedio la cual posee un espesor que alcanza entre 10 y 20 fts. Además presenta también un sello lateral ocasionado por una trampa estratigráfica contra el Paleozoico.

1.3.4.5 Trampa. Las trampas que se presentan en el Campo Rubiales son de tipo estructural-estratigráfico-hidrodinámico. El sistema presenta unas variaciones o cambios de facies y cuerpos arenosos de canales entrecruzados, estratificado con algunas secciones arcillosas⁸.

⁸ Ibid., p. 55.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO RUBIALES

Las perforaciones del Campo iniciaron en 1981, pero sólo hasta 2002 se inició la producción de petróleo de forma económica. Iniciando con 932 BOPD y un BSW de 65.71%. En 2007 se tenía una producción de 18.482 BOPD y un BSW de 72.97%, en el año 2011 la producción ofrecida era 105.456 BOPD. En el 2013 el Campo en estudio alcanzó la cifra record promedio de producción de 210.000 BOPD, para el año 2016 se alcanza una producción de 130.000 BOPD. Actualmente el Campo realiza una producción promedio de 118.000 BOPD y BSW que varía entre 95% y 98% con un promedio de 97%.

1.4.1 Mecanismo de producción. El mecanismo de producción inicial del campo se obtiene gracias a un acuífero activo el cual da una presión constante del yacimiento en valores cercanos a la presión inicial produciendo un corte de agua por encima del 90%, debido a la composición del petróleo acumulado en este campo, no hay presencia de gas haciéndolo un fluido altamente viscoso. Los métodos secundarios de producción son generados por bombeo electrosumergible (ESP) cuando se trata de pozos horizontales o inclinados y bombeo de cavidades progresivas (PCP) y bombeo mecánico⁹ en pozos verticales.

1.4.2 Tiempo de producción. Desde el año 1981 se comenzó la explotación del Campo Rubiales con pozos exploratorios alcanzando una producción de 800 BOPD, pero hasta 2002, se comenzaron las grandes campañas de perforación logrando que para el año 2013 se logre el registro de un pico de producción promedio de 210.000 BOPD, el campo se ha declarado en producción aproximadamente durante 18 años siendo económicamente rentable su explotación hasta la actualidad¹⁰.

1.4.3 Número de pozos. Para el año 2017 se tiene un registro de 1269 pozos perforados de los cuales 381 están cerrados por cuestiones económicas, 272 que son horizontales, 197 son verticales y 419 se encuentran en estudio. La técnica de perforación utilizada para la producción del campo se encuentra dada por medio de clusters en configuración de estrella.

1.4.4 Historia de producción acumulada de petróleo. En la fecha de febrero de 2002 hasta Diciembre de 2010 se perforaron pozos verticales, los cuales según la **Gráfica 1** presentan una producción acumulada de petróleo de 19.9 MMBbbls y diaria de 13.700 BOPD, para la misma fecha los pozos horizontales muestran una producción de petróleo acumulada de 82.9 MBbbls y diaria de 123.000 BOPD.¹¹

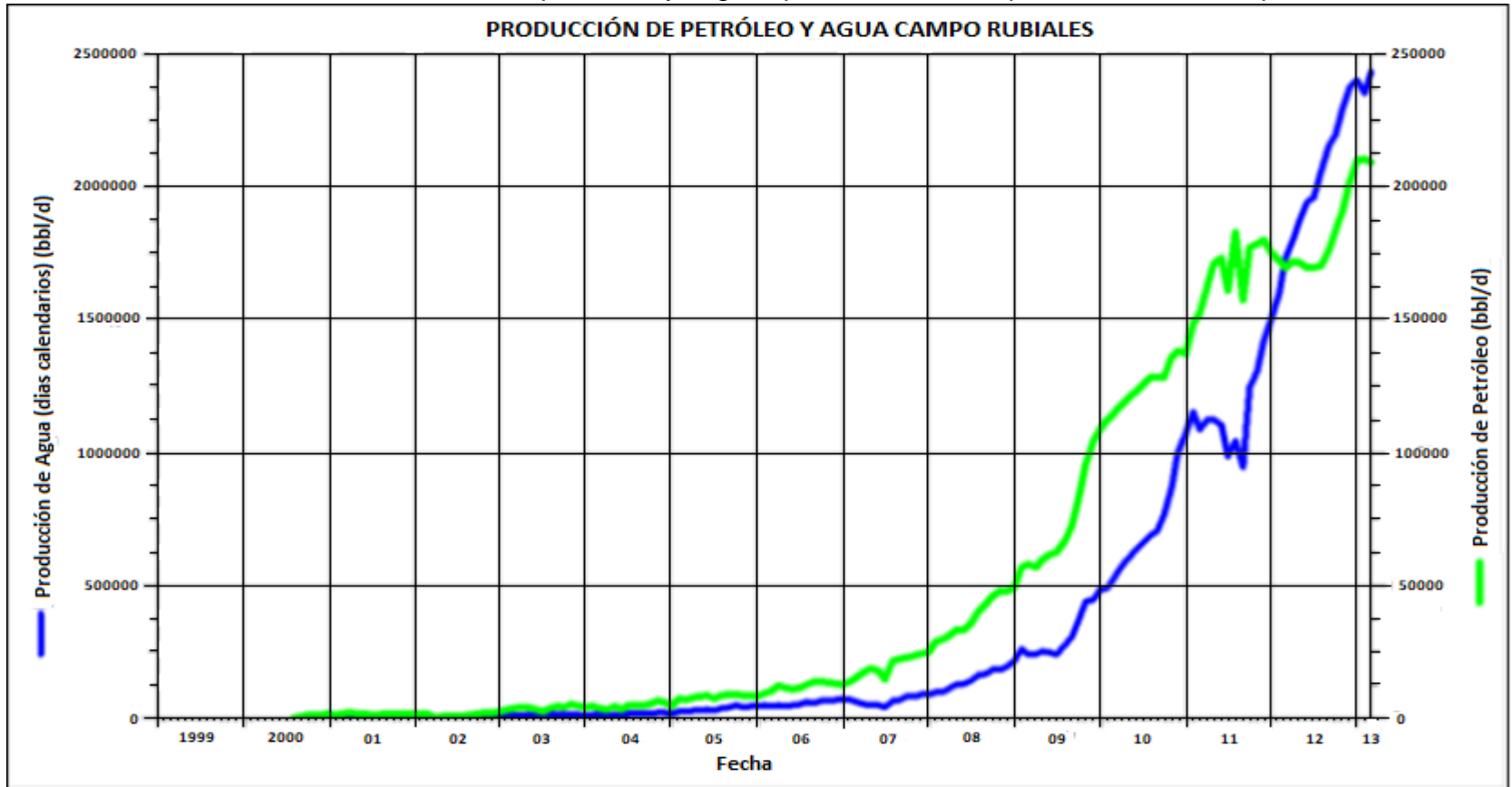
⁹ PACIFIC RUBIALES. Área de producción. Informe Técnico Anual, 2010. p. 15.

¹⁰ Ibid., p. 8.

¹¹ Ibid., p. 8.

El petróleo en el yacimiento dada su gravedad API, presenta una cantidad de gas en solución muy baja y ninguna presencia de capa de gas, lo que genera que en las facilidades de superficie el gas producido sea despreciable y no se tenga en cuenta en la producción del campo.

Gráfica 1 Producción acumulada de petróleo y agua para todos los pozos en el Campo Rubiales 2013



Fuente. FLOREZ, Alberto. ARAUJO, Ysidro. UZCATEGUI, Myriam. LAVADO, Rosa. PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. ACIPET. “Improved Heavy Oil Recovery by Drilling Horizontal Wells in Rubiales Field, Colombia”. Trabajo SPE 153581-PP. Presentado en SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. México-Ciudad de México. 2012. p. 3. Modificada por los autores.

1.4.5 Resistividad de los fluidos en yacimiento. El “Instituto Colombiano del Petróleo”¹² reporta que los valores de resistividad del Campo Rubiales en las zonas de agua varía entre 20-40 ohm-m, en las zonas de petróleo, estos valores pueden llegar a ser superiores a 60 ohm-m, hasta 2.000 ohm-m dependiendo del contenido de arcilla presente. La resistividad tomada del agua de formación en los pozos productores presentan datos promedio de 4-7 ohm-m a una temperatura de 77°F con salinidad entre 800-1300 ppm (mg/L), y por este motivo se considera que el agua de formación del Campo Rubiales es de carácter dulce, los resultados de las muestras de agua se presentan en la **Tabla 1**.

Tabla 1 Análisis fisicoquímico de las aguas de formación del Campo Rubiales – pruebas MDT

N°	FECHA DE		Na ⁺	K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Ba ⁺⁺	Fe ⁺⁺	SALINIDAD (mg/L)NaCl	RESISTIVIDAD (ohm-m)
	MUESTREO	MUESTRA-PARAMETRO	(mg/L)	(mg/L)	(mg/L)	(mg/L)	(mg/L)	(mg/L)		
1	Nov-07-2008	RB-118	522	17	26.4	9.4	0.6	0.5	1265	4.67
2	Nov-07-2008	RB-118	483	12.5	7.5	1.2	0.3	0.3	1052	4.5
3	Nov-07-2008	RB-118	426	19.7	25.5	5.7	0.6	1	871	6.36
4	Nov-07-2008	RB-118	403	17.2	29	6.5	0.6	0.9	857	6.43
5	Nov-07-2008	RB-144	398	14.4	15.2	3.1	0.4	1.3	811	6.25
6	Nov-07-2008	RB-144	400	16.8	29.8	6.5	0.6	1.5	840	6.2
7	Nov-07-2008	RB-144	383	12.9	15.2	2.8	0.3	2	939	4.85
8	Nov-07-2008	RB-144	496	16.6	30.5	6.5	0.6	1.8	1040	4.78
9	Nov-07-2008	RB-144	385	12.8	13	2.5	0.5	1.2	836	5.93
10	Nov-07-2008	RB-144	383	13.2	14.7	3.8	0.5	1.1	827	6.07

Fuente. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP)-ECOPETROL. Caracterización Fisicoquímica de Aguas de Formación del Campo Rubiales. Gerencia de yacimientos METAPETROLEUM CORP.-PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. p. 20. Modificada por los autores.

1.4.6 Reservas. Se conoce así al volumen de petróleo que se puede extraer de forma rentable de un volumen determinado de roca. A Diciembre del 2010 las reservas del Campo Rubiales se presentan en la **Cuadro 1**.

¹² INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO (ICP)-ECOPETROL. Caracterización fisicoquímica de Aguas de Formación del Campo Rubiales. Gerencia de yacimientos METAPETROLEUM CORP.-PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP.

Cuadro 1 Reservas de petróleo en Campo Rubiales

Reservas Probadas (1P)	conocidas como las reservas dentro de los límites del yacimiento que tienen un 90% de certeza al generarse datos de geociencia e ingeniería, y pueden ser recuperadas comercialmente	
	Reservas Desarrolladas en Producción	Son las reservas esperadas a ser recuperadas de los pozos que se encuentran en Producción.El Campo Rubiales cuenta con 112,1 MMBbls de reservas Desarrolladas en Producción
Reservas probadas desarrolladas (RPD)	Reservas Desarrolladas No en Producción	Conocidas como el volumen de petróleo que puede ser aportado por los pozos que se encuentran cerrados al momento de la estimación. Campo Rubiales cuenta con 36,3 MMBbls de Reservas Desarrolladas No en Producción
	Reservas Probadas No Desarrolladas (RPND)	Representan las reservas que no pueden ser obtenidas comercialmente. Campo Rubiales cuenta con 245,7 MMBbls con respecto a las 394,1 MMBbls de Reservas Probadas (1P)
Reservas Probadas Probables 2P (RPPr)	Representan un volumen adicional de petróleo con respecto a las Reservas Probadas, de las cuales con información geológica y de ingeniería tienen una probabilidad (no tan alta) de ser recuperadas. En el caso de Campo Rubiales las Reservas 2P representan 408,6 MMBbls	

Cuadro 1 Reservas de petróleo en Campo Rubiales (Continuación)

Reservas Probables Posibles 3P (RPP)	Representan un volumen adicional de petróleo con respecto a las Reservas Probadas, las cuales con información geológica de ingeniería y además de un estudio económico futuro tienen una probabilidad (menor que la de las Reservas 2P) de ser recuperadas. Campo Rubiales posee 409.1 MMBbls de Reservas 3P
---	--

Fuente. CONCENTRA. Inteligencia en energía. Reservas probadas y probables en Pacific Rubiales. 2012.

1.4.7 Resumen y otras propiedades. En el **Cuadro 2** se muestra un resumen y otras propiedades características del Campo Rubiales y del fluido producido.

Cuadro 2 Datos básicos del yacimiento Formación Carbonera-Campo Rubiales

ÁREA DEL CAMPO	294,47 km ²
FORMACIÓN PRODUCTORA	Formación Carbonera-Unidad Areniscas Basales
PROFUNDIDAD PROMEDIO DE LA UNIDAD ARENISCAS BASALES	2.500 – 2.700 ft TVD
CARACTERÍSTICAS DE LA ROCA	Cuarzo-arenita, color gris claro granos finos a grueso (0.125 mm a 1 mm), regularmente seleccionados, friables.
POROSIDADES EFECTIVAS	20% a 35%
PERMEABILIDAD PROMEDIO	5 a 20 Darcys
ESESOR NETO PETROLIFERO	20 – 80 ft
SATURACIÓN INICIAL DE AGUA	30%
SATURACIÓN DE AGUA	20% a 75%
MECANISMO DE PRODUCCIÓN	Empuje de agua – acuífero activo
TEMPERATURA DE YACIMIENTO	145°F
PRESIÓN DEL YACIMIENTO	1170 psi
GRAVEDAD API DEL CRUDO	11.3° a 14.4°
VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO	310 a 700 cp (a temperatura del yacimiento)
PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU (OOIP)	3.472 MMBbls
PRESIÓN DE BURBUJA	66 psi

Fuente. METAPETROLEUM CORP. PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de yacimientos. Base de datos Campo Rubiales. Noviembre de 2011. Modificada por los autores.

2. POZOS HORIZONTALES SEGÚN SU GEOMETRÍA

En el presente capítulo se muestran las diferentes construcciones de radio con las cuales se puede generar un pozo horizontal, haciendo énfasis en las construcciones de interés para el estudio, a continuación se habla acerca de los diferentes tipos de pozos, comenzando por la perforación vertical, posteriormente de la perforación direccional donde entra el tema de interés del estudio para así lograr generar pozos horizontales.

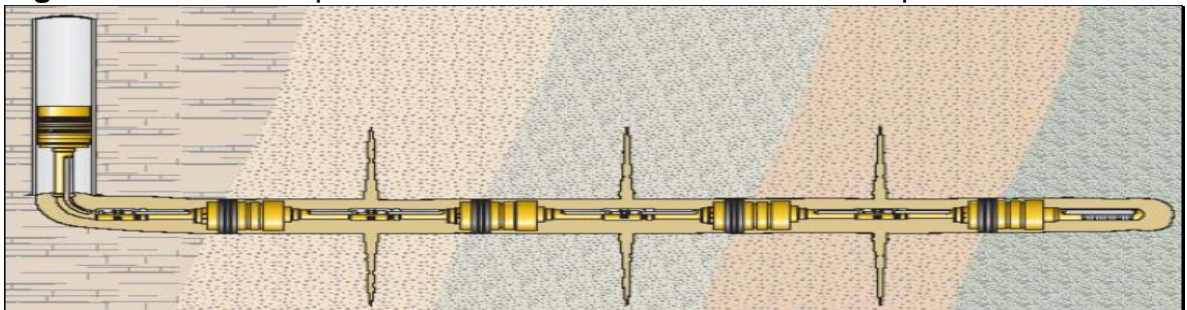
2.1 POZOS VERTICALES

Los pozos verticales son el tipo de perforación más simple, ya que no necesitan de un ángulo de construcción para llegar a la sección de interés, este tipo de perforación tiene la ventaja de ser más económico por no necesitar herramientas direccionales para su construcción y por ende son los más utilizados en la industria, pero también posee la desventaja a nivel de producción ya que no genera un recobro suficiente por formar un volumen cilíndrico de drenaje del yacimiento.

2.2 POZOS HORIZONTALES

La perforación de un pozo horizontal comienza con una sección vertical la cual a una profundidad determinada comienza a construirse un ángulo de 1° hasta 90° para formar el pozo horizontal, este tipo de perforación requiere de más costos ya que para generar su geometría, es necesario utilizar diferentes herramientas extras como lo son: una tubería más flexible, diferentes tipos de motores de fondo no convencionales como lo son los motores articulados, este tipo de motor se utiliza ya que este tipo de perforación requiere de energía extra para su realización, pero tiene una gran ventaja la cual es generar un volumen elipsoidal de drenaje en la sección horizontal, lo que genera un mayor recobro de petróleo como lo muestra la **Figura 4** y así también evita una conificación de gas/agua.

Figura 4 Esquema mecánico de un pozo horizontal

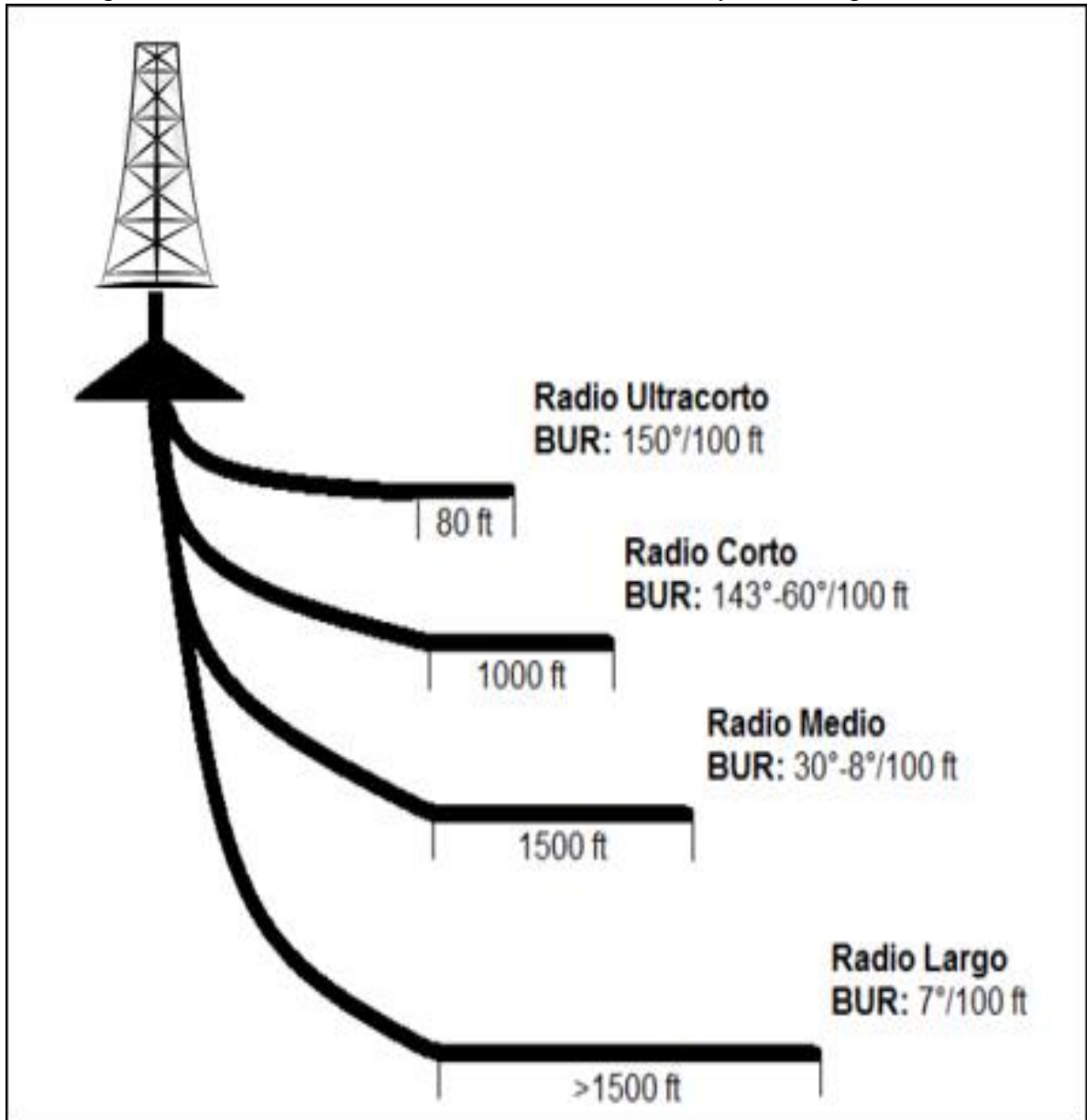


Fuente. HALLIBURTON. Presentación Tecnología Radio Corto. Marzo de 2016.

2.3 CLASES DE PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

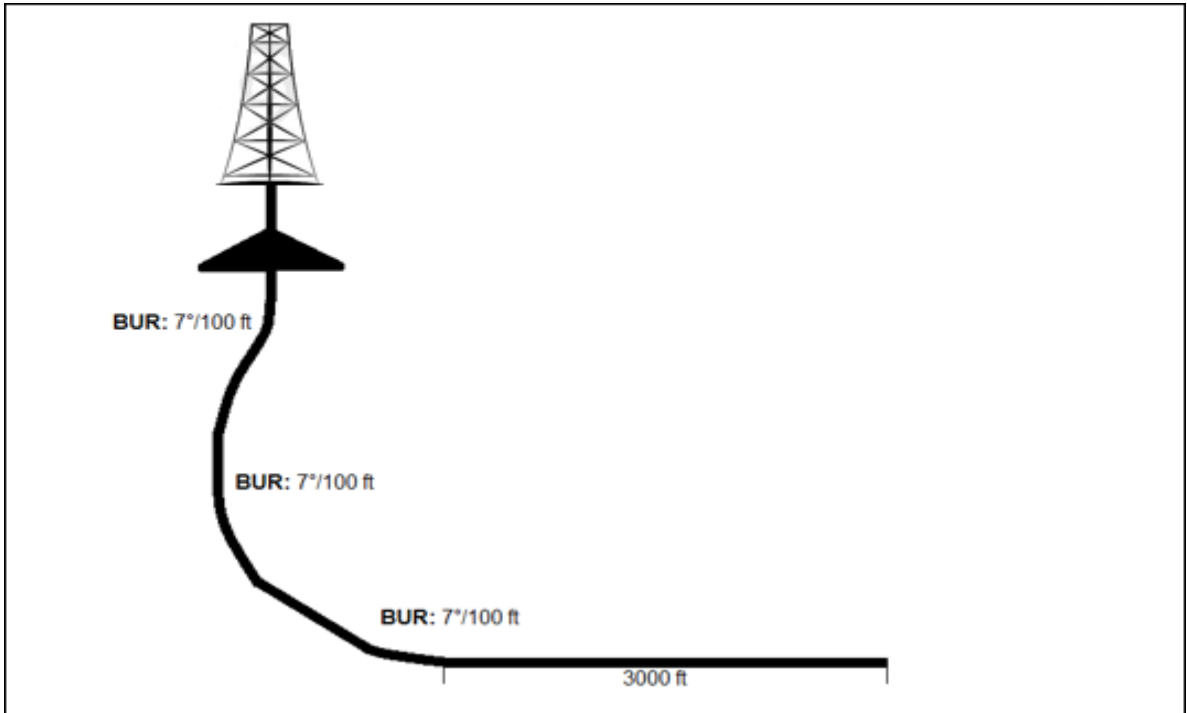
Existen cinco (5) diferentes construcciones de radio, los cuales son mostrados en la **Figura 5** y en la **Figura 6 – pág. 46** para lograr un pozo horizontal, a continuación son descritas haciendo énfasis solo en las relacionadas con el estudio.

Figura 5 Representación gráfica de la perforación de pozos horizontales con tecnología de radio ultracorto, radio corto, radio medio y radio largo



Fuente. HALLIBURTON. Presentación Tecnología Radio Corto. Marzo de 2016. Modificada por los autores.

Figura 6 Representación gráfica de la perforación de pozos horizontales con sección negativa



Fuente. HALLIBURTON. Presentación Tecnología Radio Corto. Marzo de 2016. Modificada por los autores.

2.3.1 Perforación de radio ultracorto. Este tipo de perforación se realiza en formaciones blandas, no consolidadas o depresionadas, generando un radio de curva de 5-9 ft y de esta forma creando una tasa de construcción que varía entre 45°-60° por pie, este tipo de método se encuentra más cerca de la vertical del pozo pero al tener un cambio de dirección tan fuerte, solo logra una longitud horizontal máxima de 80 ft.

2.3.2 Perforación de radio corto. Se utiliza en los pozos que se enfrentan a formaciones con problemas geológicos en horizontes arriba del yacimiento, incertidumbre entre las formaciones o por problemas económicos son el objetivo principal de este tipo de perforación, el cual genera un radio de curva entre 40-95 ft, logrando una tasa de construcción que varía entre 2°-5°/pie, este tipo de perforación se puede lograr con pozos verticales ya existentes, solo se tiene que utilizar una herramienta llamada "Whipstock"¹³ o cuña desviadora en el revestimiento existente, la cual se coloca a una profundidad de la sección vertical del pozo y de esta forma genera un KOP deseado que dirige el pozo hacia la horizontal de la perforación sin

¹³ OILGASGLOSSARY. Whipstock definition. Oil Gas Glossary 2007

necesidad de más herramientas. Este tipo de perforación logra una longitud horizontal de hasta 1000 ft. Este tipo de perforación no permite correr registros en la sección horizontal del pozo.

2.3.3 Perforación de radio medio. Este tipo de perforación se comienza a utilizar en pozos con características geológicas más difíciles como lo son las formaciones más duras generando un radio de curva entre 191-700 ft, con una tasa de construcción que varía entre 8°-30° cada 100 ft, logrando una sección horizontal con longitud mayor de 1500 ft.

2.3.4 Perforación de radio largo. Al igual que en la perforación de radio medio, este tipo de perforación se utiliza cuando la columna en la que se va a trabajar tiene tipos de roca muy duros, también utilizados para pozos “off shore” e igualmente son escogidos por ser el tipo de perforación direccional más económico y presentar mínimas patas de perro, este tipo de perforación posee un radio de curva entre 1000-3000 ft, con una tasa de construcción de 7° cada 100 ft, logrando una sección horizontal que sobrepasa los 1500 ft.

2.3.5 Perforación de sección negativa. Este tipo de perforación puede ser utilizado en todo tipo de formación, requiere de mínimo tres construcciones direccionales de radio largo. Este tipo de perforación se construye a partir de una sección vertical inicial en la que se procede a crear una sección direccional por medio del método de radio largo en dirección inversa a la cual se encuentra el punto de interés, al finalizar la sección mencionada se procede a crear una dirección hacia la formación por medio de un segundo método de radio largo, al terminar la construcción de radio de la segunda sección se procede a crear una tangente con el propósito de situar las bombas de producción y finalmente, desde el punto final de la tangente se procede a la construcción de un último método de radio largo en el cual se procede a crear el aterrizaje del pozo y posteriormente, la sección horizontal la cual logra llegar hasta los 3000 ft.

3. PLANES DIRECCIONALES Y HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LAS PERFORACIONES HORIZONTALES ANTIGUAS Y A PROPONER EN EL CAMPO RUBIALES

En el siguiente capítulo se presenta la información pertinente que abarca los objetivos cuatro (4) y cinco (5), con los cuales se definen la geometría utilizada en un pozo ya perforado en Campo Rubiales (Pozo RB-W y Pozo RB-X) y la geometría que se desea implementar en un pozo actual (Pozo RB-Y), junto con las respectivas herramientas utilizadas para su perforación. Para la descripción de los planes direccionales y el análisis sobre la construcción de radio en perforación, para la construcción de pozos horizontales junto con sus respectivas herramientas, fueron tomados datos de informes de perforación utilizados actualmente en el Campo Rubiales, en el cual se han implementado dos tipos de planes direccionales para la perforación de pozos horizontales, los cuales son descritos a continuación.

3.1 POZO RB-W

En la **Tabla 2** se muestra la información para el diseño del pozo, la trayectoria del pozo solo cuenta con una sección vertical más una sección direccional la cual se refiere a la curva de radio largo que llega a la zona de interés (zona 1 de las areniscas basales) el diseño en si presenta tres fases, las cuales se muestran de la siguiente forma:

- El Pozo RB-W, es un pozo horizontal de radio largo planeado en tres fases, inicialmente se perfora con broca de 12 ¼" hasta 250 ft MD=TVD (Measured Depth = True Vertical Depth) punto en el que se sienta revestimiento de 9 5/8".
- La sección de 8 ½" se continua perforando verticalmente con ROP de 125 ft/h hasta la profundidad de 1500 ft MD=TVD, a esta profundidad se localiza el KOP (Kick Off Point) comenzando con una construcción direccional del pozo a una tasa de 5.54°/100 ft hasta una profundidad de 2380.73 ft (MD) en dirección 201.59° AZI hasta alcanzar una inclinación de 48.81°, aquí se mantiene una tangente de 142.2 ft hasta alcanzar una profundidad de 2522.93 ft MD, al llegar a este punto se continua construyendo direccionalmente con un DLS promedio de 5.72°/100 ft. Donde se alcanza una inclinación de 85.04° y 194° AZI hasta una profundidad de 3167.3 ft MD, finalmente se construye con un DLS promedio de 1.80°/100 ft hasta alcanzar el punto de aterrizaje (landing point) generando una inclinación de 88° y 194° AZI hasta la profundidad de 3331.97 ft MD y 2630.33 ft TVD, donde se sienta un revestimiento de 7".
- En la sección de 6 1/8" se mantiene una tangente de 15 ft, luego se inicia una construcción de 2.36°/100 ft hasta alcanzar 90° de inclinación desde la profundidad de 3346.97 ft MD hasta los 3431.58 ft MD y 2632.33 ft TVD, la

longitud horizontal planeada desde la profundidad del Landing Point es de 1000 ft MD, alcanzando un TD (Total Depth) de 4331.58 ft MD y 2632.3 ft TVD.

Tabla 2 Información para el diseño del Pozo RB-W

Información del Pozo	
Operadora	Ecopetrol
Campo	Rubiales
Pozo	RB-W
Clasificación	Pozo de Desarrollo
Coordenadas de Superficie	
Sistema de coordenadas/Origen	Magna Sirgas 3° Este
Latitud	3° 46' 26.217 N
Longitud	71° 26' 26.623 W
Norte	909,083.70 N
Este	959,653.28 E
Elevación del Terreno	612.14 ft
Elevación de la Rotaria	644.64 ft
Coordenadas de Objetivo (Landing Point)	
Norte	908,785.00 N
Este	959,535.00 E
Profundidad	2635.64 ft TVD / -2007.00 ft TVDss / 3388.37 ft MD
Tolerancia	Punto
Profundidad Total	4331.58 ft MD / 2632.3 ft TVD

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-W. Abril de 2016. p. 6. Modificada por los autores.

3.2 PLAN DIRECCIONAL DEL POZO RB-W

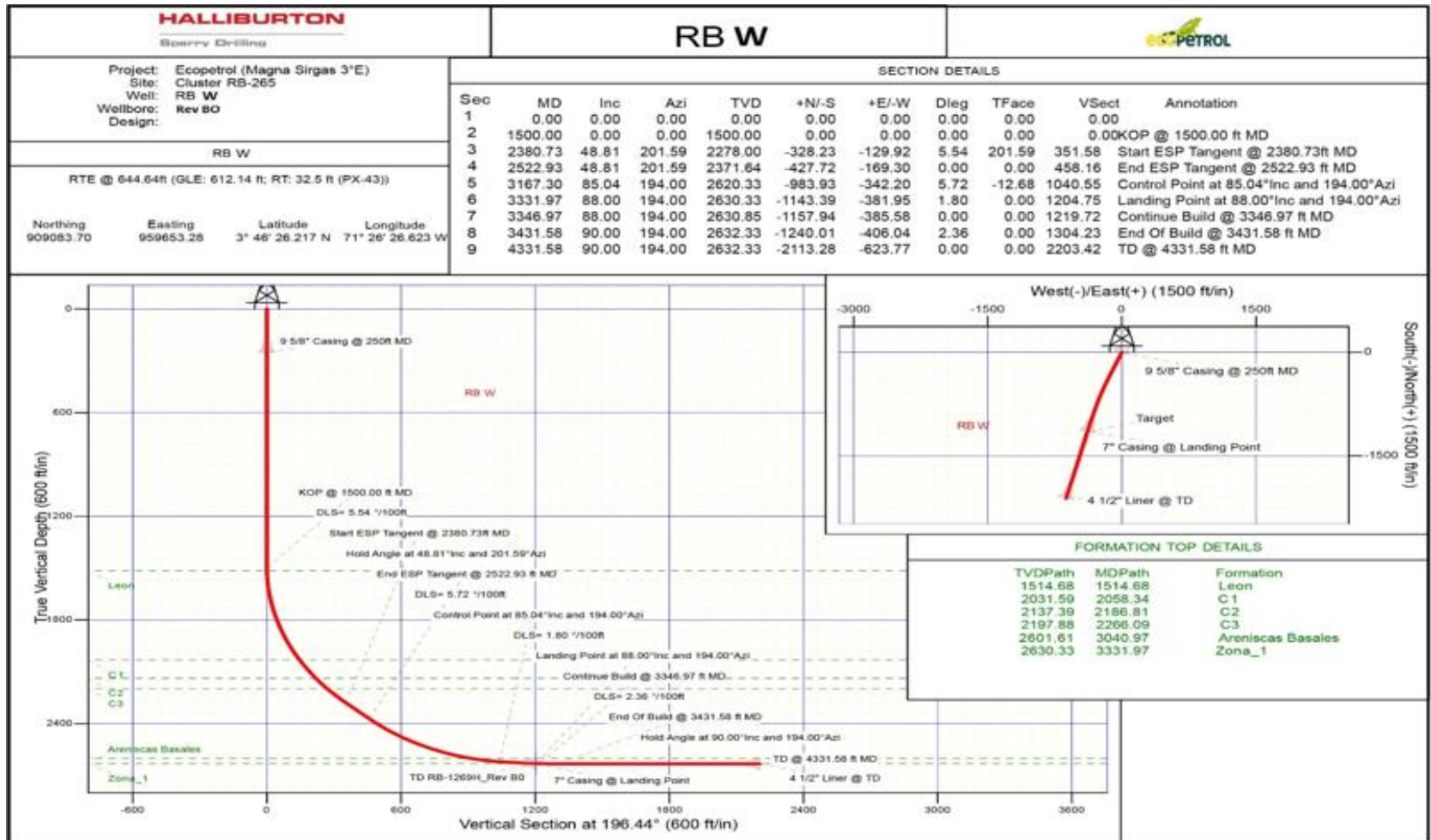
En la **Figura 7** se puede observar el direccionamiento que se realizó en la perforación del Pozo RB-W en el Campo Rubiales, el cual se perforó como un pozo de radio largo.

3.2.1 Sección 12 ¼” del Pozo RB-W. Esta primera sección vertical del pozo se perfora hasta una profundidad de 250 ft MD=TVD donde se sienta revestimiento de 9 5/8” para darle estabilidad al pozo y comenzar con la perforación de la sección de 8 ½”.

3.2.2 Sección 8 ½” del Pozo RB-W. La segunda sección es en la cual se comienza a realizar la construcción direccional que dirige el pozo a la zona de interés (zona 1 de las areniscas basales) de la Formación Carbonera comenzando su KOP a una profundidad de 1500 ft MD con dirección 201.59° AZI a una tasa de 5.54°/100 ft donde se alcanza una inclinación de 44,34° hasta una profundidad de 2300 ft MD, en este punto se comienza a llevar el pozo en dirección 194.00° AZI a una tasa de 5.72°/100 ft hasta alcanzar una inclinación de 88° y una profundidad de 3331.97 ft MD, profundidad del landing point, donde se coloca revestimiento de 7” y así posteriormente continuar la construcción hasta alcanzar un plano horizontal, esta vez con una sección de 6 1/8”.

3.2.3 Sección 6 1/8” del Pozo RB-W. La tercera sección tendrá una tasa de construcción de 1.80°/100 ft en dirección 194° AZI hasta alcanzar los 90° de inclinación desde la profundidad de 3331.97 ft MD hasta una profundidad en MD 4331.58 ft, del pozo profundidad en donde finaliza la perforación.

Figura 7 Plan direccional del Pozo RB-W



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-W. Abril de 2016. p. 12.

3.3 POZO RB-X

En la **Tabla 3** se muestra la información para el diseño del pozo, la trayectoria del pozo cuenta con una sección negativa, presentando tres construcciones de radio largo las cuales se muestran de la siguiente forma:

- El Pozo RB-X es un pozo horizontal diseñado con un modelo de perforación direccional con sección negativa planeado en tres fases. La sección de 12 ¼” la cual es vertical se perfora hasta 250 ft MD, punto donde sienta el revestimiento de 9 5/8”.
- La sección de 8 1/2” se perfora manteniendo vertical hasta 400 ft MD, profundidad a la cual se inicia construcción con un BR (Build Rate) de 2.5°/100 ft en dirección 330°AZI hasta alcanzar 18° de inclinación a 1120 ft MD. Se Mantiene tangente por 180 ft hasta 1300 ft MD donde continua construyendo e inicia giro con DLS promedio de 5.53°/100 ft hasta alcanzar una inclinación de 45.09° y 185.73°AZI a la profundidad de 2391.50 ft MD, donde da inicio a la tangente para la bomba ESP. Se Mantiene tangente por 132.64 ft MD. A la profundidad de 2524.15 ft MD continua construcción y giro con DLS 5.81°/100 ft hasta alcanzar punto de control con 85.0° de inclinación y dirección 194.61° AZI a la profundidad de 3224.52 ft MD. Finalmente construye inclinación con DLS promedio de 1.83°/100ft hasta alcanzar Landing Point con 88.0° de inclinación y dirección 194.61° AZI a 3388.37 ft MD / 2671.64 ft TVD.
- En la sección de 6 1/8” inicia manteniendo una tangente de 15 ft MD. Inicia construcción desde 3403.37 ft MD con un BR de 2.0°/100 ft hasta alcanzar 90.41° de inclinación en la dirección 194.61°AZI a la profundidad de 3524.06 ft MD. Perfora tangente hasta TD a 4243.40 ft MD / 2668.64 ft TVD. La longitud de la sección horizontal planeada desde la profundidad de Landing Point es de 855 ft MD.

Tabla 3 Información para el diseño del Pozo RB-X

Información del Pozo	
Operadora	Ecopetrol
Campo	Rubiales
Pozo	RB-X
Clasificación	Pozo de Desarrollo
Coordenadas de Superficie	

Tabla 3 Información para el diseño del Pozo RB-X (Continuación)

Sistema de coordenadas/Origen	Magna Sirgas 3° Este
Latitud	3° 46' 26.217 N
Longitud	71° 26' 26.623 W
Norte	909,083.70 N
Este	959,653.28 E
Elevación del Terreno	612.14 ft
Elevación de la Rotaria	644.64 ft
Coordenadas de Objetivo (Landing Point)	
Norte	908,785.00 N
Este	959,535.00 E
Profundidad	2671.64 ft TVD / -2027.00 ft TVDss / 3388.37 ft MD
Tolerancia	Punto
Profundidad Total	4243.40 ft MD / 2668.64 ft TVD

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 6. Modificada por los autores.

3.4 PLAN DIRECCIONAL DEL POZO RB-X

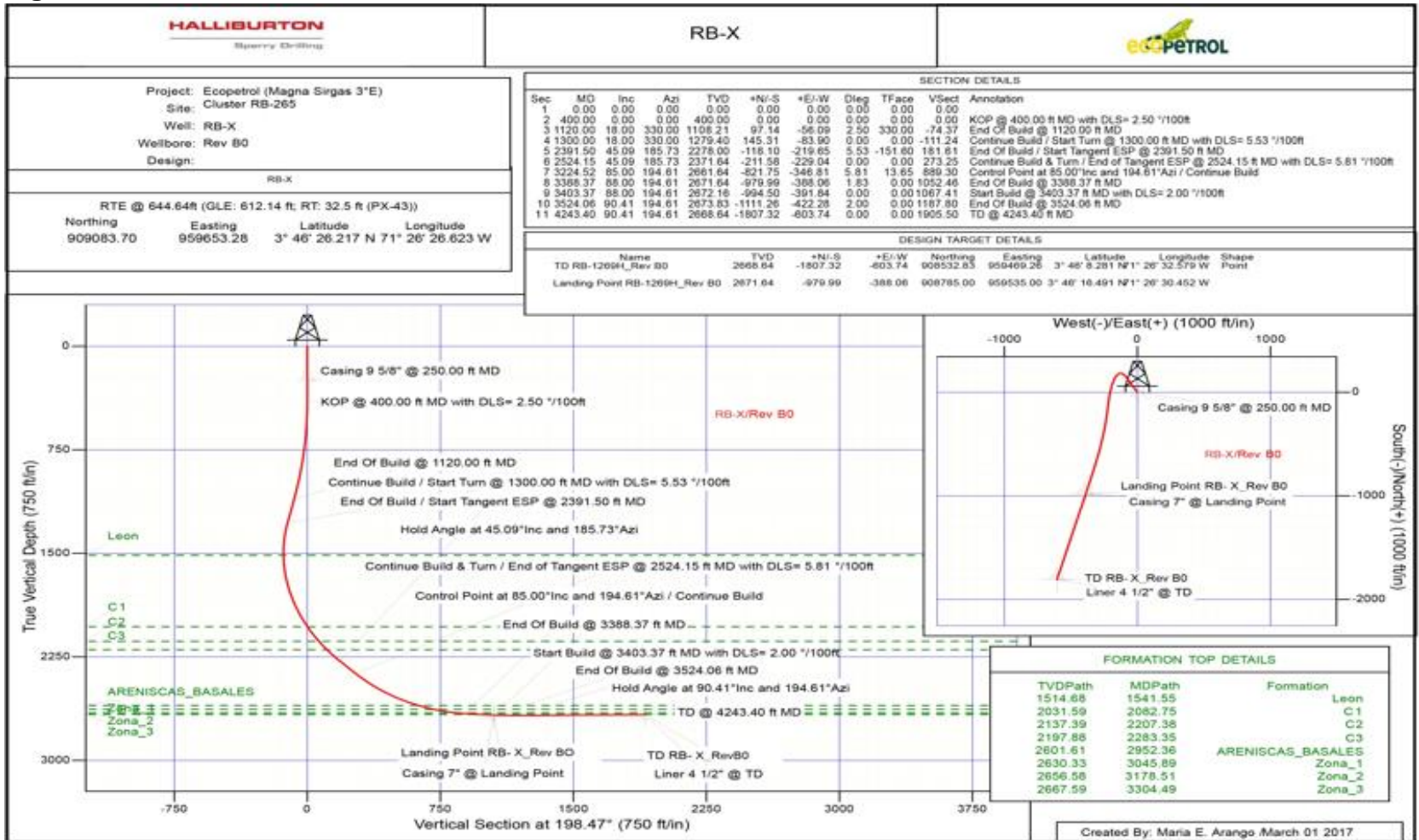
En la **Figura 8 – pág. 55** se muestra el plan direccional utilizado para la perforación del pozo RB-X en el Campo Rubiales el cual se describe como un pozo de sección negativa.

Debido a que el diseño del pozo presenta una serie de curvaturas, esto hace que se generen patas de perro en la perforación, en la **Gráfica 2 – pág. 54** se presentan la severidad de pata de perro y la tortuosidad de la severidad de pata de perro generadas en la construcción de 8 ½” del pozo a las diferentes profundidades donde se realizan las curvaturas (400 ft MD, 1300 ft MD y 2524.15 ft MD), en cuanto a la sección de 6 1/8” su ejecución es explicada en el numeral **3.4.3 – pág. 61**.

3.4.1 Sección 12 ¼" del Pozo RB-X. Esta es la sección vertical del pozo la cual por no poseer un radio de construcción, no precisa de herramientas diferentes a las convencionales en su perforación, el motivo de colocar un casing de 9 5/8" a la profundidad de 250' MD desde superficie, es solamente para dar la primera estabilidad al pozo y de ahí comenzar con el primer plano direccional.

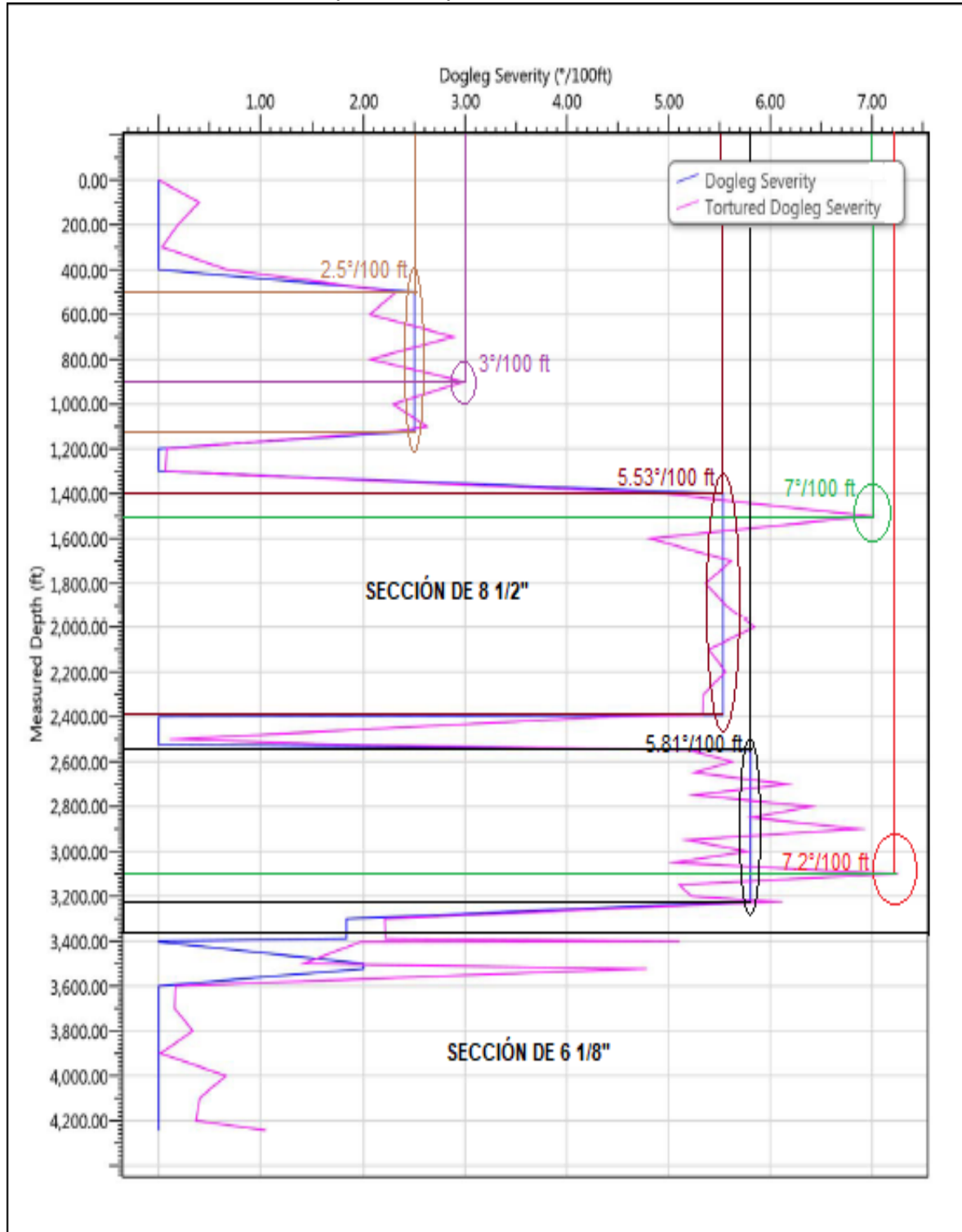
3.4.2 Sección 8 ½" del Pozo RB-X. A partir de esta sección se comienza a elaborar la construcción del plan direccional, donde se empieza a formar el primer ángulo a una tasa de 2.5°/100 ft a una profundidad de 400 ft MD, en el cual se genera la sección negativa del pozo y en la segunda sección se comienza a girar la perforación en sentido hacia la zona de interés a una tasa de 5.53°/100 ft a una profundidad de 1300 ft MD y posteriormente a 5.81°/100 ft a una profundidad de 2524,15 ft MD.

Figura 8 Plan direccional del Pozo RB-X



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 12

Gráfica 2 Severidad de las patas de perro en la sección de 8 1/2" del Pozo RB-X



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 43. Modificada por los autores.

En la **Gráfica 2** se muestra el comportamiento de la curva generada y según las convenciones se presentan la severidad de la pata de perro (color azul) y la tortuosidad de la pata de perro (color morado) las cuales se dan en unidades de °/100 ft. Cuando se alcanzan los 400 ft (MD=TVD), se muestra como en la curva que se construye en contra de la sección de interés o sección negativa del pozo hasta alcanzar los 1120 ft (MD) (2.5°/100 ft, dirección 330° AZI, hasta alcanzar 18° de inclinación), presenta una severidad de pata de perro mucho más baja (2.5°/100 ft) entre las profundidades de 450 ft y 1120 ft y tortuosidad de pata de perro (3°/100 ft) a la profundidad de 900 ft en comparación a las secciones donde se empieza a navegar hacia la sección de interés (zona 1 de las areniscas basales). Entre los 1300 ft (MD) hasta 2400 ft (MD) el mayor dato de severidad de pata de perro es de 5.53°/100 ft presente entre las profundidades de 1400 ft y 2390 ft y el mayor dato de tortuosidad de pata de perro es de 7°/100 ft, a la profundidad de 1500 ft (TVD), momento en que se cambia de dirección (NW a SW). Entre las profundidades de 2500 ft (MD) hasta 3400 ft (MD) entre las profundidades de 2550 ft y 3240 ft (MD) se presenta el mayor dato de severidad de pata de perro de 5.81°/100 ft y tortuosidad de pata de perro de 7.2°/100 ft a 3100 ft, un poco antes de alcanzar el aterrizaje. De manera teórica la severidad de pata de perro es calculada con la **Ecuación 1** la cual se presenta a continuación.

Ecuación 1 Severidad de pata de perro

$$DLS = (\text{Cos}^{-1}[(\text{Cos } I1 * \text{Cos } I2) + (\text{Sen } (I1) * \text{Sen } (I2)) * \text{Cos} * (\text{Azi2} - \text{Azi1})]) * \left(\frac{100}{MD}\right)$$

DLS = Dogleg Severity o severidad de pata de perro (°/100 ft)

MD = Measured Depth o profundidad medida entre puntos de estaciones de survey (ft)

I1 = ángulo de inclinación en una estación de survey n (°)

I2 = ángulo de inclinación en una estación de survey n+1 (°)

Azi1 = Azimut en una estación de survey "n"

Azi2 = Azimut en una estación de survey "n+1"

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 44. Modificada por los autores.

En cuanto a la tortuosidad de pata de perro, la cual dice que tanto fue la desviación del pozo con respecto a su planeación, para un punto hecho por una estación de survey su cálculo se presenta en la **Ecuación 2**.

Ecuación 2 Tortuosidad de pata de perro en una estación de survey

$$T_n = T_{n-1} + \left(\frac{DLS}{100}\right) * (MD_n - MD_{n-1})$$

T_n = tortuosidad en una estación de survey "n" (°/100 ft)

T_{n-1} = tortuosidad en una estación de survey "n-1" (°/100 ft)

DLS = severidad de pata de perro (°/100 ft)

MD_n = profundidad medida en una estación de survey "n" (ft)

MD_{n-1} = profundidad medida en una estación de survey "n-1" (ft)

Fuente. HALLIBURTON. Manual de Perforación Direccional. Julio de 2015.p. 30. Modificada por los autores.

La medición absoluta de la tortuosidad acumulada durante la perforación se presenta en la **Ecuación 3**.

Ecuación 3 Tortuosidad de pata de perro absoluta

$$T_{abs} = \left(\frac{T_n}{MD_n}\right) * 100ft$$

T_{abs} = tortuosidad absoluta en una estación de survey (°/100 ft)

T_n = tortuosidad en una estación de survey "n" (°/100 ft)

MD_n = profundidad medida en una estación de survey "n" (ft)

Fuente. HALLIBURTON. Manual de Perforación Direccional. Julio de 2015.p. 31. Modificada por los autores.

Según las ecuaciones presentadas, a continuación se muestra la **Ecuación 4**, la cual presenta el DDI (índice de dificultad direccional), el cual presenta que tan difícil resulta la construcción de un pozo.

Ecuación 4 Índice de Dificultad Direccional

$$DDI = \log\left(\frac{MD * \text{Desplazamiento Horizontal} * \text{Tortuosidad}}{TVD}\right)$$

DDI = Índice de dificultad direccional
MD = Profundidad Medida hasta el punto de aterrizaje (ft)
Desplazamiento Horizontal = (ft)
Tortuosidad = (°/100 ft)
TVD = Profundidad Vertical Verdadera Total (ft)

Fuente. HALLIBURTON. Manual de Perforación Direccional. Julio de 2015.p. 32. Modificada por los autores.

Según el resultado obtenido en la ecuación anterior se determina en la **Tabla 4** la clasificación en la cual se encuentra el pozo según su rango.

Tabla 4 Clasificación de los pozos según su rango

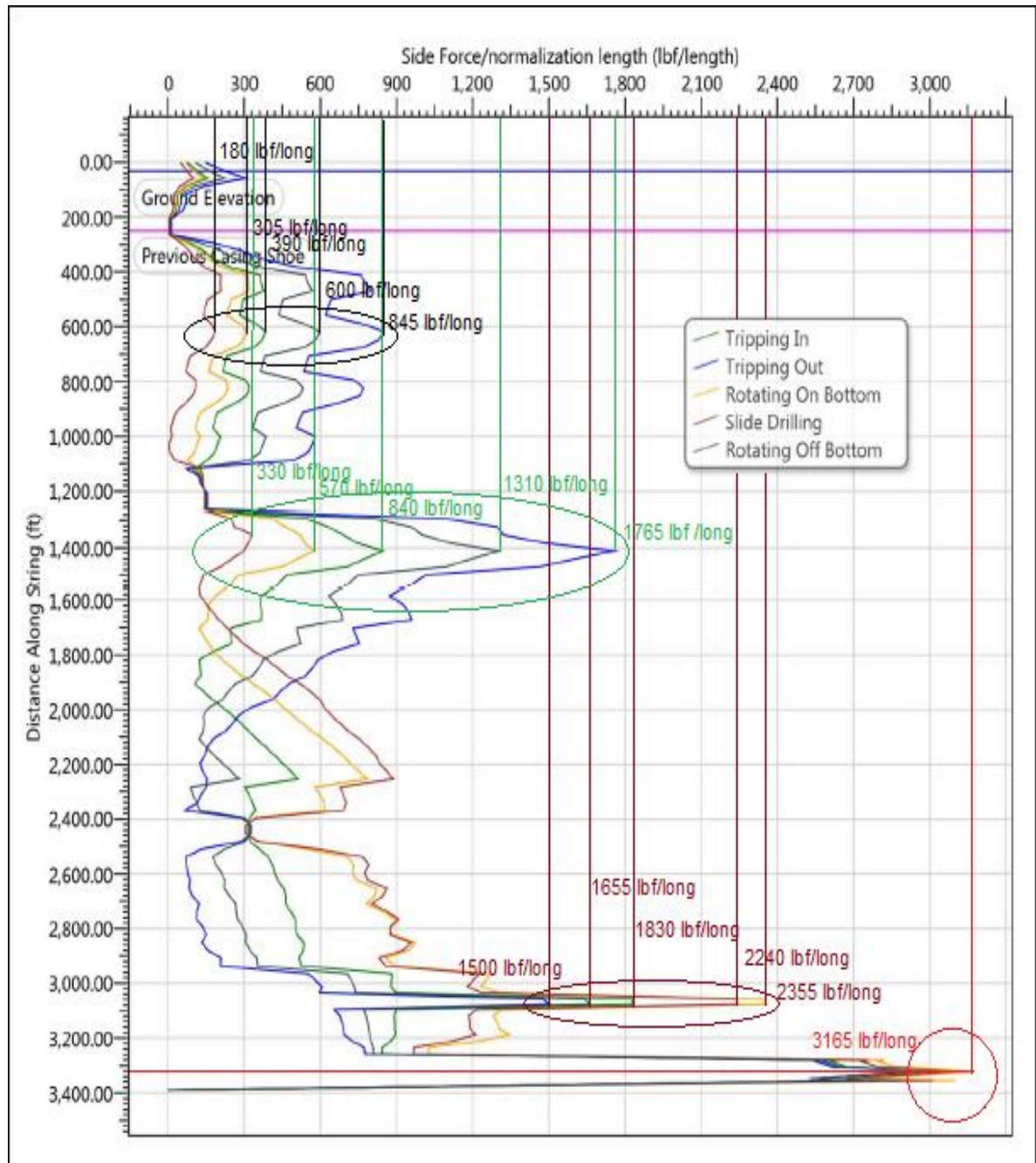
DDI < 6.0	Pozos de trayectoria relativamente corta con baja tortuosidad
6.1 < DDI < 6.4	Pueden ser pozos de trayectoria larga con baja tortuosidad o pozos de trayectoria corta con alta tortuosidad
6.5 < DDI < 6.8	Pozos con trayectoria larga y alta tortuosidad relativamente
DDI > 6.8	Pozos con trayectoria larga, alta tortuosidad y con un perfil de gran dificultad

Fuente. HALLIBURTON. Manual de Perforación Direccional. Julio de 2015.p. 35. Modificada por los autores.

Las fuerzas laterales (Side Force) las cuales se muestra n en la **Gráfica 3**, presentan las fuerzas compresivas del hueco que dan un aporte fuerte a la sarta de perforación, mostrando su intensidad en las diferentes convenciones, las cuales se detallan a continuación: el viaje hacia fondo(color verde), el viaje saliendo del fondo (color azul), rotando en fondo (color amarillo), rotando fuera de fondo (color verde oscuro) y el deslizamiento durante la perforación (color rojo), dado en las unidades libra fuerza por longitud (lbf/long), adquiriendo una fuerza máxima en todas las acciones de aproximadamente de 3165 lbf/long a una profundidad de 3320 ft MD, ya que es donde el BHA comienza a recostarse en la cara inferior de la formación, las siguientes zonas donde se comienza a presentar mayor fuerza es precisamente donde la perforación adquiere su construcción de radio (en 400 ft MD hasta 1110 ft

MD, 1300 ft MD hasta 2400 ft MD, 2524.15 ft MD hasta 3090 ft MD y 3224.52 ft MD hasta 3390 ft MD), esto puede deberse a que la tubería del BHA se recuesta en la formación (Carbonera) generando que además de la compresión de la formación, el peso de la tubería (1264.08 lbf/ft) genere una mayor fricción en la sarta.

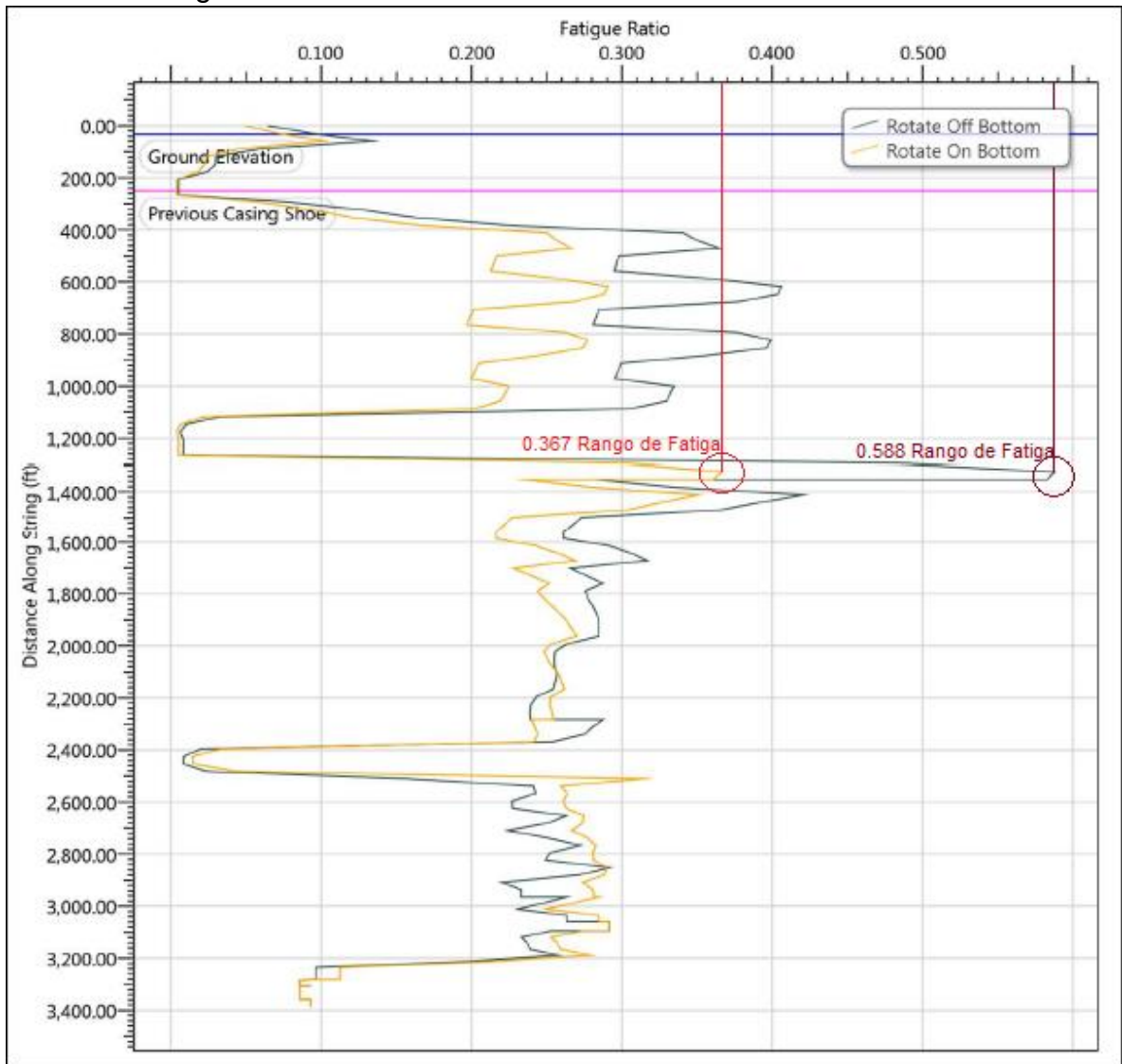
Gráfica 3 Side force Pozo RB-X



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 48. Modificada por los autores.

En la **Gráfica 4** se presentan los diferentes rangos de fatiga que sufren las herramientas del BHA durante la perforación del Pozo RB-X, dichos rangos de fatiga varían entre 0.003 y 0.6. La gráfica muestra las convenciones que representan la rotación fuera de fondo (color negro) y la rotación en fondo (color amarillo), en el caso de la rotación en fondo se muestra un valor máximo de 0.367 a una profundidad de 1350 ft y en el caso de la rotación fuera de fondo, el valor máximo de fatiga es de 0.588 a una profundidad de 1350 ft, ya que a esta profundidad se finaliza la primera tangente del pozo y se comienza a construir con un DLS de 5.53°/100 ft hasta alcanzar una inclinación de 45.09°.

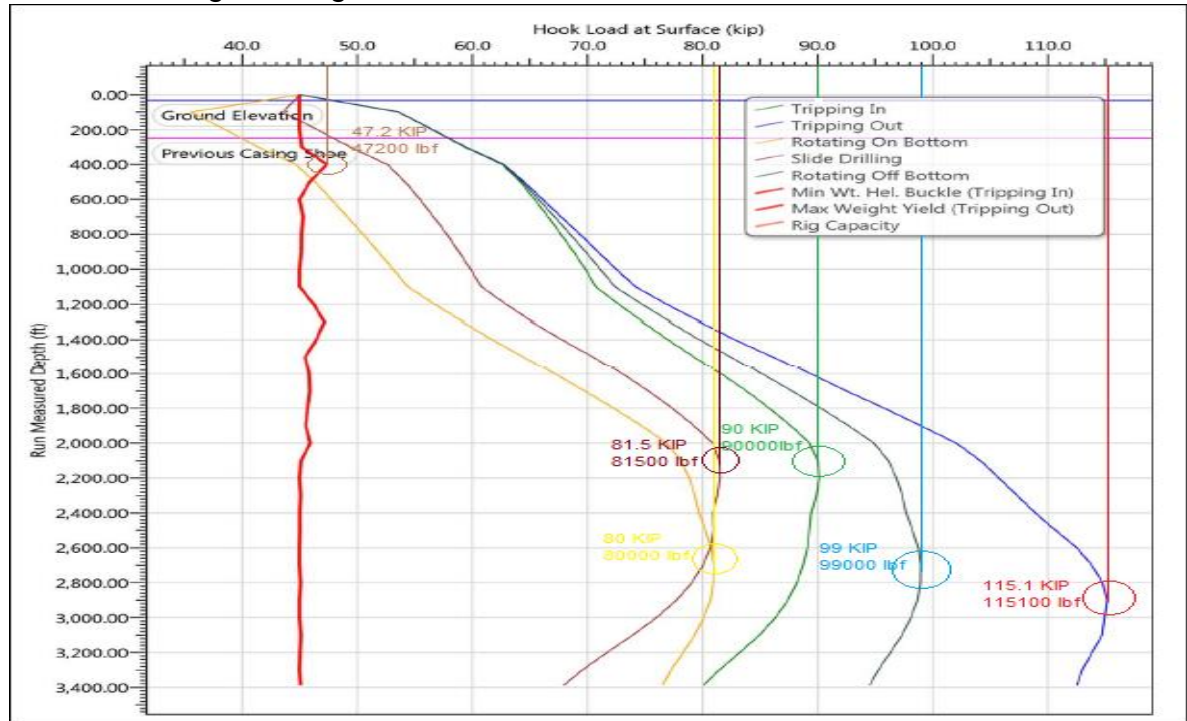
Gráfica 4 Fatiga del Pozo RB-X



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 49. Modificada por los autores.

En la **Gráfica 5** se presentan las diferentes cargas que se someten en el gancho las cuales se refieren a la carga que se le va sumando a la sarta mediante se va cumpliendo el trayecto hacia la zona de interés, los datos obtenidos varían desde 45 KIP (45000 lbf) hasta 115.1 KIP (115100 lbf). Presentando las siguientes convenciones: viaje hacia el fondo (color verde) cuyo valor máximo es del 90 KIP (90000 lbf) entre una profundidad de 2100 ft a 2300 ft, rotando fuera del fondo (color azul claro) cuyo valor máximo es de 99 KIP (99000 lbf) a una profundidad de 2720 ft, rotando en fondo (color amarillo) cuyo valor máximo es de 81 KIP (81000 lbf) a una profundidad de 2800ft, deslizando (color purpura) cuyo valor máximo es de 81.5 KIP (81500 lbf) entre una profundidad de 2110 ft y 2200 ft y el máximo peso de rendimiento y mínimo peso soportado por el gancho (color rojo) cuyo máximo valor es de 47.2 KIP (47200 lbf) a una profundidad de 400 ft, en la figura, se muestra como la carga en el gancho va aumentando a medida que se perfora el pozo, donde la mayor carga se obtiene a una profundidad de 2910 fts (MD) con un valor de 115.1 KIP (115100 lbf) obtenida mientras se saca la tubería, ya que a esta profundidad alcanza un ángulo de inclinación de 60°, es por este motivo que después de esta profundidad los valores de carga disminuyen ya que el BHA en este punto comienza a recostarse en la pared inferior del hueco y así dar un descanso de carga a la broca.

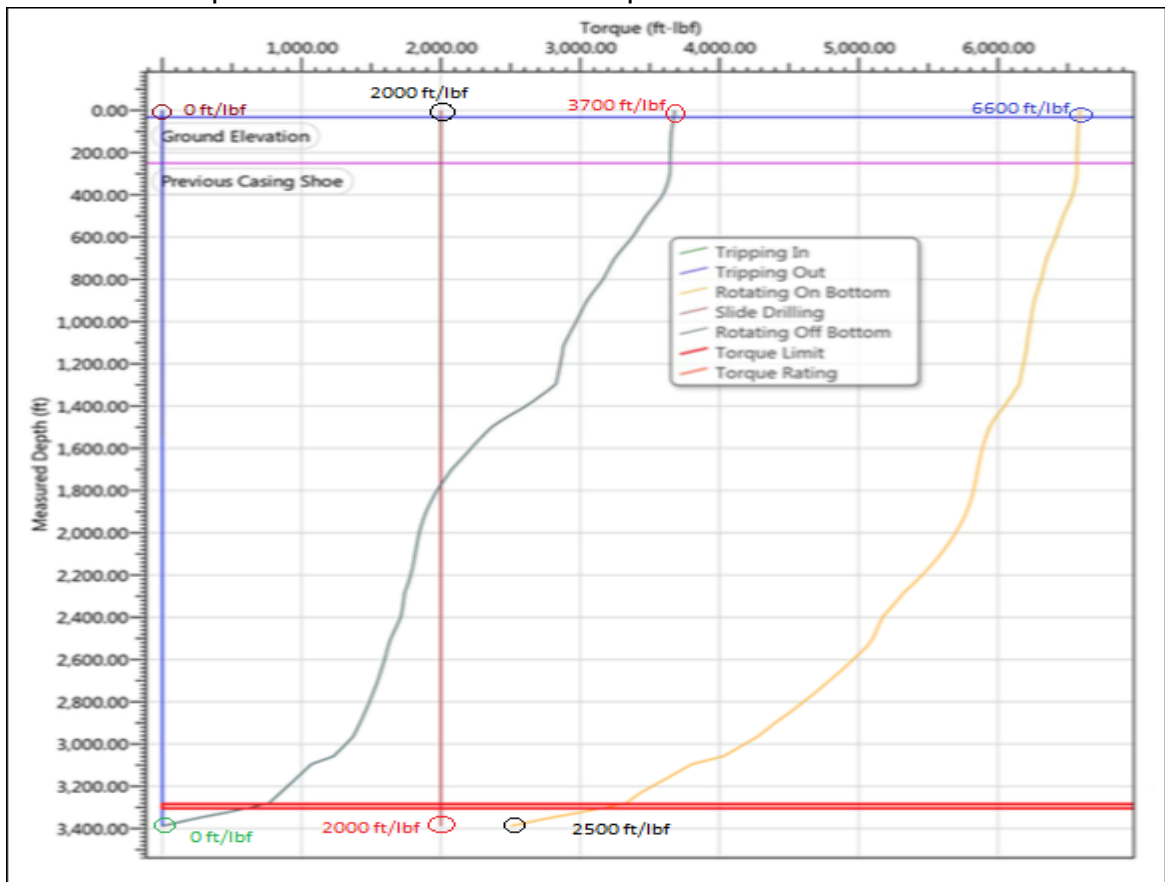
Gráfica 5 Carga en el gancho del Pozo RB-X



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 50. Modificada por los autores.

En la **Gráfica 6** se presenta el torque generado durante la perforación de la sección de 8 ½”, el torque es una fuerza mecánica aplicada a las herramientas de perforación, el top drive o mesa rotaria es la encargada de transmitir dicha fuerza, la cual es la que permite rotar el BHA para perforar. En la **Gráfica 6** se observan las siguientes convenciones: viaje hacia fondo (color verde), rotando en fondo (color amarillo), viaje fuera de fondo (color azul) y deslizando (color púrpura). En el eje “Y” se encuentra la profundidad y en el eje “X”, la fuerza aplicada al BHA dado en unidades de (ft/lbf), los mayores esfuerzos se obtienen en la zona superficial, debido a que se realiza una rotación completa de la tubería del BHA y a medida que se baja a fondo al conectar los motores no se necesita una rotación completa de la tubería. Para el viaje hacia fondo el valor máximo es de 3700 ft/lbf y el valor mínimo es de 0 ft/lbf, viaje fuera de fondo presenta un valor máximo de 0 ft/lbf y un valor mínimo de 0 ft/lbf, rotando en fondo presenta un valor máximo de 6600 ft/lbf y un valor mínimo de 2500 ft/lbf y el deslizamiento presenta un valor máximo de 2000 ft/lbf y un valor mínimo de 2000 ft/lbf.

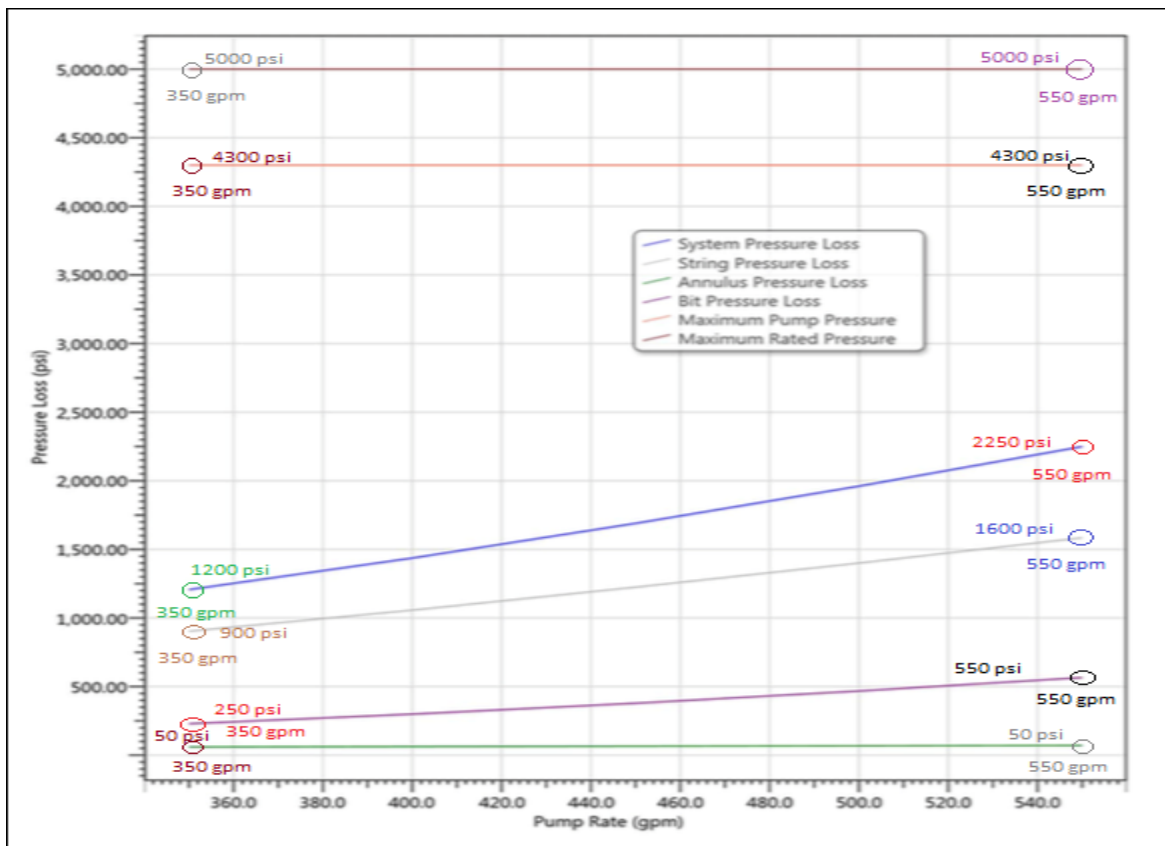
Gráfica 6 Torque en la sección de 8 ½” del pozo RB-X



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 47. Modificada por los autores.

En la **Gráfica 7** se presentan los cambios por pérdidas de presión dados en PSI Vs el rango de bombeo en Galones por minuto, las convenciones son las siguientes: perdida de presión en el sistema (color azul) cuyo valor máximo de pérdida de presión es 2250 psi y el mínimo es 1200 psi, perdida de presión en la sarta (color gris) cuyos valores máximo y mínimo son 1600 psi y 900 psi respectivamente, perdida de presión en el anular (color verde) cuyos valores máximo y mínimo son 50 psi y 50 psi respectivamente, perdida de presión en la broca (color morado) cuyos valores máximo y mínimo son 550 psi y 250 psi respectivamente, maxima presión de bombeo (color rosa) cuyos valores máximo y mínimo son 4300 psi y 4300 psi respectivamente, maximo rango de presión (color rojo) cuyos valores máximo y mínimo son 5000 psi y 5000 psi respectivamente y en cuanto al rango de bombeo, los valores máximo y mínimo son siempre 550 gpm y 350 gpm respectivamente. La gráfica presenta como a medida que se pierde presión, se debe aumentar la tasa de inyección para mantener la presión necesaria para realizar el trabajo de perforación sin exceder la presión de fractura.

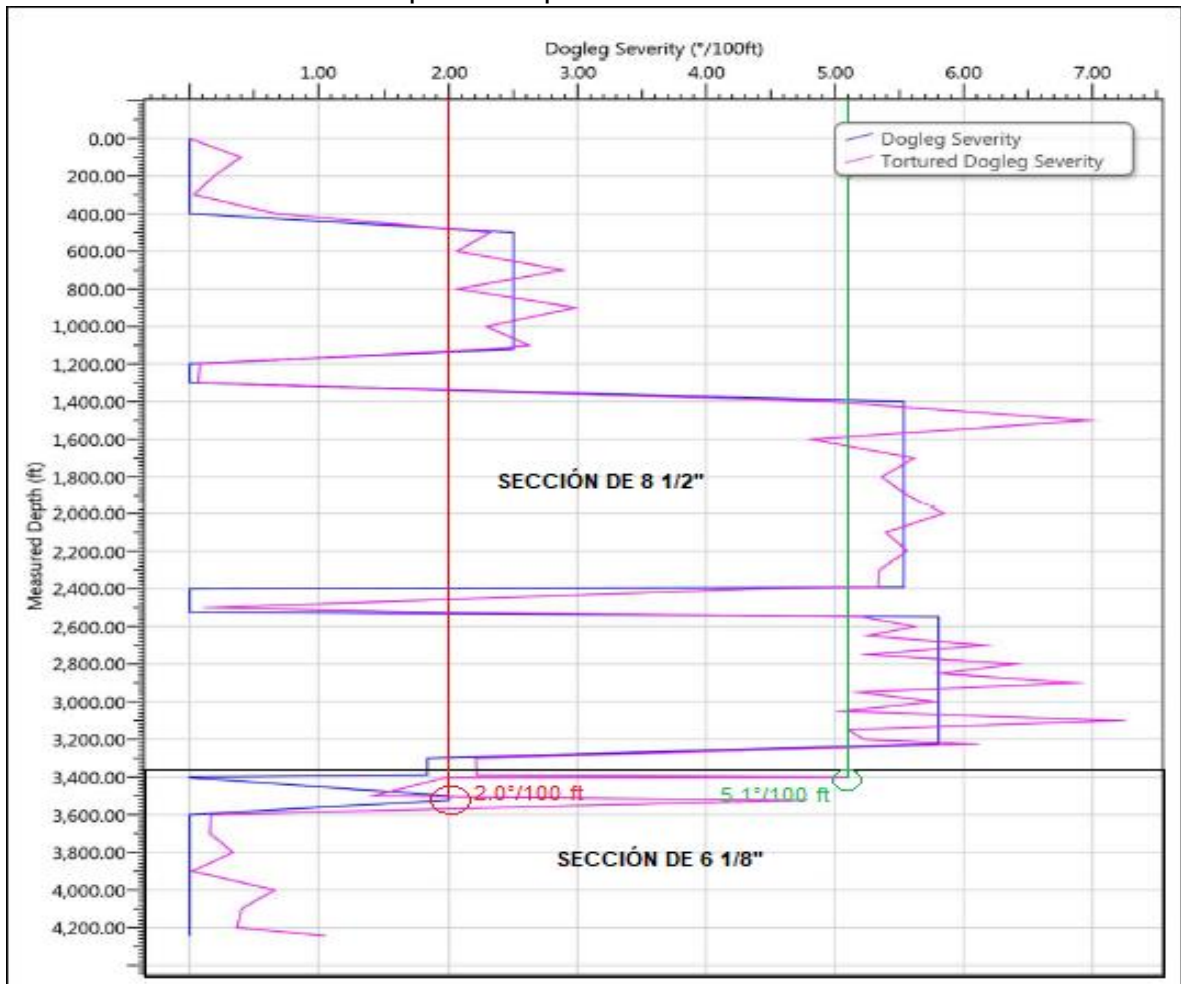
Gráfica 7 Pérdida de Presión Vs rango de bombeo en la sección de 8 ½" del Pozo RB-X



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 56. Modificada por los autores.

3.4.3 Sección 6 1/8" del Pozo RB-X. En esta sección el pozo ha alcanzado su landing point con una inclinación de 88°, desde este punto se requiere alcanzar un ángulo de 90.41° con una tasa de construcción de 2.0°/100 ft a una profundidad de 3403.37 ft MD en dirección 194.61° AZI con la misma tasa de construcción; ya que la sección de interés (zona 1 de las areniscas basales) está próxima a alcanzarse (2668.64 ft TVD). Debido a que la construcción de esta sección no requiere muchos esfuerzos puesto que la curvatura se realizó en la sección de 8 1/2", las patas de perro mostradas en la **Gráfica 8** son menores en comparación con la sección anterior debido a que esta tiene un DLS de 5.81°/100 ft y en esta sección se obtiene un valor máximo de tortuosidad de severidad de pata de perro con un valor de 5.1°/100 ft a una profundidad de 3400 ft y un valor máximo de severidad de pata de perro de 2.00°/100 ft a una profundidad de 3510 ft lo que genera una disminución de 3.81°/100 ft.

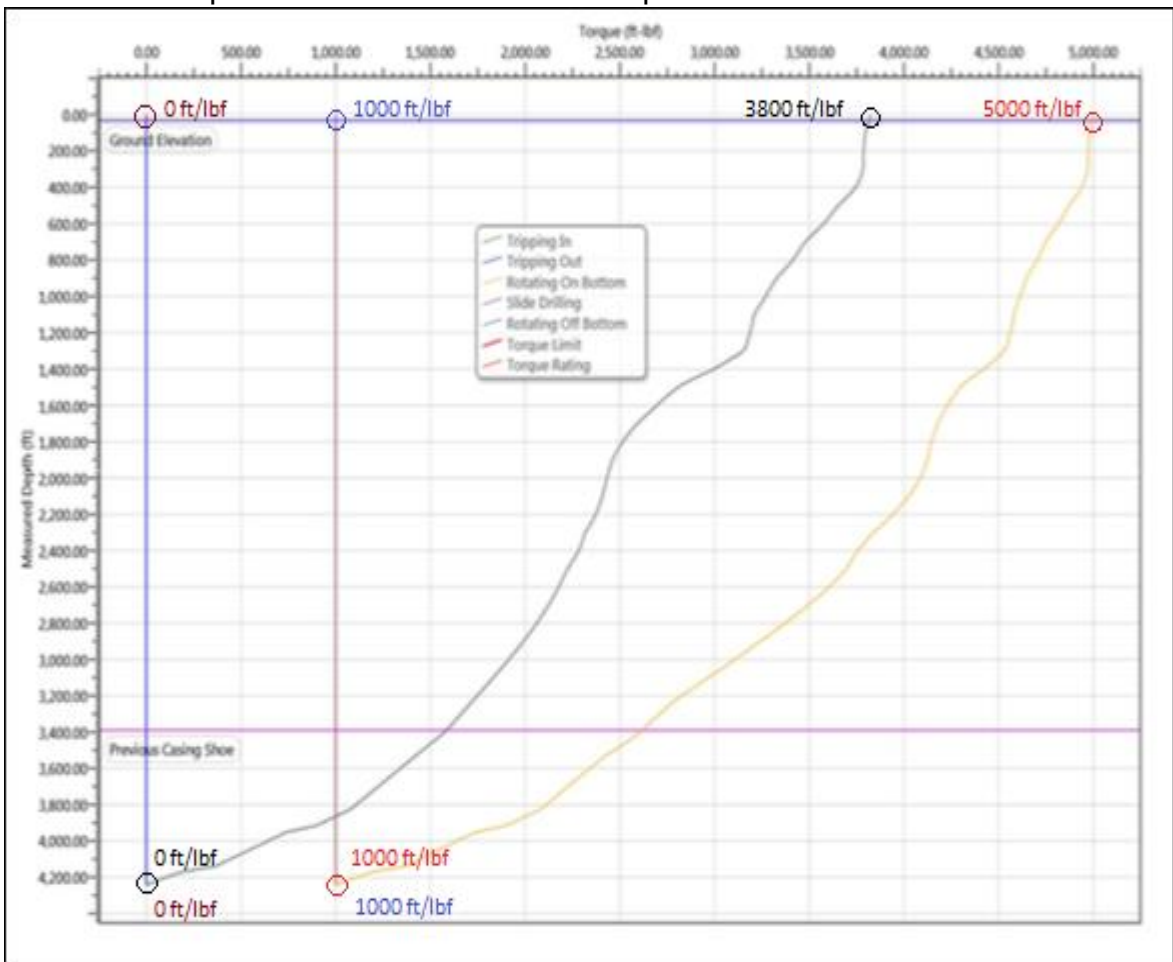
Gráfica 8 Severidad de las patas de perro en la sección de 6 1/8" del Pozo RB-X



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 43. Modificada por los autores.

En la **Gráfica 9** se presenta el torque generado durante la perforación de la sección de 6 1/8", presentando las siguientes convenciones: viaje hacia fondo (color verde), rotando en fondo (color amarillo), viaje fuera de fondo (color azul) y deslizando (color púrpura). En el eje "Y" se encuentra la profundidad y en el eje "X", la fuerza aplicada al BHA dado en unidades de (ft/lbf). Para el viaje hacia fondo el valor máximo es de 3800 ft/lbf y el valor mínimo es de 0 ft/lbf, viaje fuera de fondo presenta un valor máximo de 0 ft/lbf y un valor mínimo de 0 ft/lbf, rotando en fondo presenta un valor máximo de 5000 ft/lbf y un valor mínimo de 1000 ft/lbf y el deslizamiento presenta un valor máximo de 1000 ft/lbf y un valor mínimo de 1000 ft/lbf.

Gráfica 9 Torque en la sección de 6 1/8" del pozo RB-X

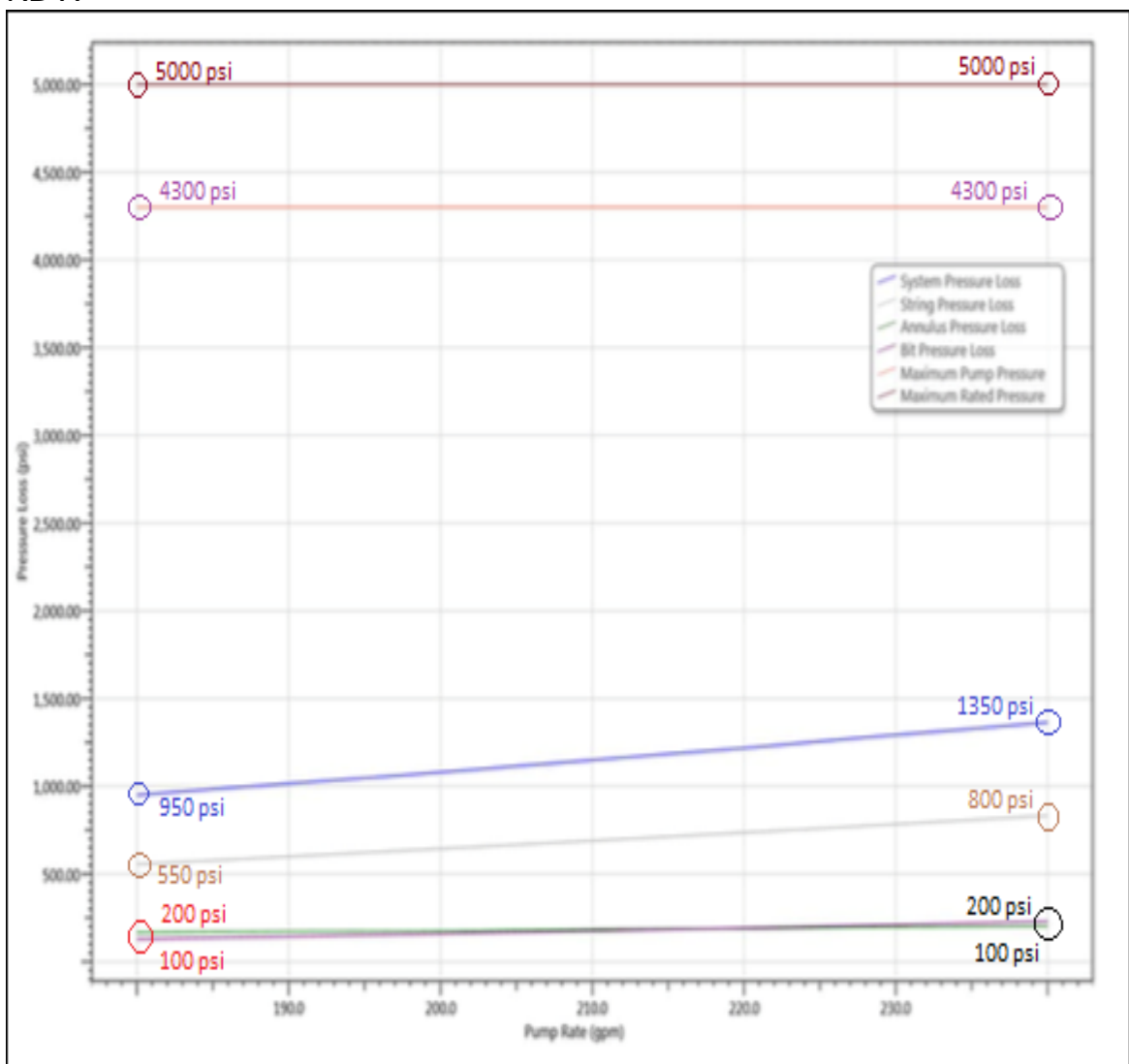


Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 72. Modificada por los autores.

En la **Gráfica 10** se presentan los cambios por pérdidas de presión dados en PSI Vs el rango de bombeo en Galones por minuto, las convenciones son las siguientes: perdida de presion en el sistema (color azul) cuyo valor máximo de perdida de

presión es 1350 psi y el mínimo es 950 psi, pérdida de presión en la sarta (color gris) cuyos valores máximo y mínimo son 800 psi y 550 psi respectivamente, pérdida de presión en el anular (color verde) cuyo valores máximo y mínimo son 200 psi y 100 psi respectivamente, pérdida de presión en la broca (color morado) cuyos valores máximo y mínimo son 200 psi y 100 psi respectivamente, máxima presión de bombeo (color rosa) cuyos valores máximo y mínimo son 4300 psi y 4300 psi respectivamente, máximo rango de presión (color rojo) cuyos valores máximo y mínimo son 5000 psi y 5000 psi respectivamente y en cuanto al rango de bombeo, los valores máximo y mínimo son siempre 240 gpm y 180 gpm respectivamente.

Gráfica 10 Pérdida de Presión Vs rango de bombeo en la sección de 6 1/8" del Pozo RB-X



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 81. Modificada por los autores.

3.5 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL POZO RB-X

A continuación se presentan las herramientas utilizadas durante la perforación del Pozo RB-X en cada sección.

3.5.1 Herramientas utilizadas en la sección de 8 ½”. En esta sección se da inicio a la construcción con un BR de 5.54°/100 ft, por este motivo se requiere implementar un BHA como se muestra en la **Tabla 5** con herramientas direccionales las cuales se describen de fondo a superficie a continuación.

Tabla 5 BHA utilizado en la fase de 8 ½” del Pozo RB-X

DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	OD (IN)	ID (IN)	PESO (LBF/FT)	LONGITUD (FT)	LONGITUD ACUMULADA (FT)
Broca PDC 8 ½”	4 ½" REG PIN	6.75	2.5	85.97	0.87	0.87
Motor de 6 ¾" SperryDrill	4 ½" REG	6.75	4.498	87.63	27.81	28.68
Válvula flotadora 6 ¾"	4 ½" REG	6.72	3	97.72	2.1	30.78
X-OVER 6 ¾"	PIN – PIN	6.75	3	105.1	2.11	32.89
DGR Collar 6 ¾"	PxB NC 50	6.75	1.92	97.8	4.55	37.44
PWD Collar 6 ¾"	PXB NC 50	6.75	1.905	96.3	4.44	41.88
ADR Collar 6 ¾"	PXB NC 50	6.75	1.92	109.4	24.34	66.22
SHOC 6 ¾"	PXB NC 50	6.75	2.875	100.8	15.5	81.72
X-OVER 6 ¾"	PIN – PIN	6.72	3	97.72	2.15	83.87
XBAT Collar 6 ¾"	PXB NC 50	6.75	1.905	97.7	20.3	104.17
X-OVER 4 ½"	PIN – BOX	6.5	2.5	96.36	3.02	107.19
6 X HWDP 4"	PXB 4" XT 39	4	2.563	29.99	186	293.19
Martillo 6 ½"	PXB 4" XT 39	6.5	2.5	68.85	37.39	330.58
3 X HWDP 4"	PXB 4" XT 39	4	2.563	29.99	93	423.58
22 X DP 4"	PXB 4" XT 39	4	3.34	16.38	682	1105.58
30 X HWDP 4"	PXB 4" XT 39	4	2.563	29.99	930	2035.58
DP 4"	PXB 4" XT 39	4	3.34	16.38	1352.79	3388.37

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 35. Modificada por los autores.

3.5.1.1 Broca PDC. Broca PDC 8 ½”. Son brocas de diamante policristalino, llamadas así debido a que el cuerpo de la broca está conformado por diamantes industriales. Estas brocas de diamante natural son utilizadas en formaciones duras y abrasivas. La broca utilizada tiene un OD de 6,75”, un peso de 85,97 lbf/ft, posee 5 aletas, cortadores 19 mm, boquillas 1x14” y 4x13” y TFA= 0.669 in².

3.5.1.2 Motor. Son unidades de desplazamiento positivo, en el que el fluido de perforación es bombeado hacia abajo por la sarta de perforación. El motor utilizado tiene un OD de 6,75", un ID de 4,498", un peso de 87,63 lbf/ft y conexión 4 ½ REG.

3.5.1.3 Estabilizador. Herramienta posicionada entre los drill collars con el fin de mantener el BHA centrado y el pozo lo más derecho posible, debido a que esta herramienta posee unas cuchillas montadas en su cuerpo, las cuales están hechas de acero o caucho macizo, los cuales le dan el diámetro completo del pozo.

3.5.1.4 Válvula flotadora. Es una válvula del tipo cheque, es decir que permite el movimiento de fluido en una sola dirección del BHA hacia el pozo. La válvula utilizada tiene un OD de 6,72", un ID de 3", un peso de 97,72 lbf/ft y una conexión 4 ½" regular NC 50.

3.5.1.5 X-OVER (PIN-PIN). Pin de sacrificio para acople del BHA. El pin conectado tiene un OD de 6,75", un ID de 3", un peso de 105,1 lbf/ft y una conexión PNC 50.

3.5.1.6 DGR Collar. La herramienta DGR (Dual Gamma Ray) hace parte del conjunto LWD (Logging While Drilling) el cual se encarga de la toma de registros eléctricos durante la perforación del pozo, este sensor consta de dos bancos de detección opuestos conformados por dos circuitos guía independientes, la finalidad de esta configuración es proveer dos registradores de Gamma Ray con los cuales al obtener más de una lectura, se logra alcanzar una mayor precisión estática, o en el caso de que uno de los bancos falle, un registro Gamma Ray resulta posible por medio del trabajo del segundo banco. En esta sección la herramienta tiene un OD de 6,75", un ID de 1,92", un peso de 97,80 lbf/ft y una conexión BNC 50.

3.5.1.7 PWD Collar. El sensor PWD (Pressure While Drilling) hace parte del conjunto MWD (Measurement While Drilling) y se encarga de ofrecer una lectura de presión en el fondo del hueco en tiempo real, la cual resulta en gran ayuda a la hora de la toma de decisiones rápidas y mejores, debido al comportamiento de fondo durante la perforación del pozo. En esta sección la herramienta tiene un OD de 6,75", un ID de 1,905", un peso de 96,30 lbf/ft y una conexión BNC 50.

3.5.1.8 ADR Collar. La herramienta ADR (Azimuthal Deep resistivity) es un sensor compuesto por un sensor de geonavegación de fondo junto con un sensor tradicional de resistividad multifrecuencia. Es utilizado para realizar una lectura precisa de la posición del pozo y también realizar un análisis petrofísico más confiable durante el recorrido, el punto de realizar el análisis petrofísico es el de ofrecer una alerta cuando se está llegando a los límites de la zona de interés. En

esta sección la herramienta tiene un OD de 6,75", un ID de 1,92", un peso de 109,40 lbf/ft y una conexión BNC 50.

3.5.1.9 SHOC. Herramienta conectada para reducir la vibración del peso sobre las diferentes herramientas que se encuentran posicionadas en el BHA. El SHOC conectado tiene un OD de 6,75", un ID de 2,875", un peso de 97,70 lbf/ft y una conexión BNC 50.

3.5.1.10 X-OVER (PIN-PIN). Pin de sacrificio para acople del BHA. El pin conectado tiene un OD de 6,720", un ID de 3", un peso de 97,72 lbf/ft y una conexión NC 50.

3.5.1.11 XBAT Collar. La herramienta sónica y ultrasónica azimutal hace parte del conjunto LWD, es utilizada debido a que es menos sensible al ruido producido durante la perforación, está constituido por cuatro transmisores, cada uno capaz de disparar una onda positiva o negativa con el propósito de crear diferentes modos de registro como lo son: monopolo, dipolo, cuadrupolo y dipolo-cruzado. De esta forma recibir resultados de la anisotropía de la formación, en esta sección la herramienta tiene un OD de 6,75", un ID de 1,905", un peso de 100,80 lbf/ft y una conexión BNC 50.

3.5.1.12 X-OVER 4 ½" (Pin – Box). Pin de sacrificio para acople del BHA. El pin conectado tiene un OD de 6,50", un ID de 2,5", un peso de 96,36 lbf/ft y una conexión B4" XT 39.

3.5.1.13 Heavy Weigth. Es la Tubería de perforación con paredes más gruesas, es decir que tienen un peso aproximado de 29,9 lb/ft aportando a la sarta de perforación peso y estabilidad para realizar las labores de perforación. El BHA tiene distribuidos 39 HWDP (Heavy Weight Drill Pipe) a lo largo del BHA y sus características son: OD de 4", un ID de 2,563", un peso de 29,99 lbf/ft y una conexión B4" XT 39.

3.5.1.14 Martillo de perforación. Herramienta conectada para liberar la sarta de perforación en caso de una pega mediante la aplicación de peso en el sentido opuesto a la dirección de la pega. El martillo utilizado tiene un OD de 6,50", un ID de 2,5", un peso de 68,85 lbf/ft y una conexión B4" XT 39.

3.5.1.15 Drill Pipe. Tubería de perforación que conecta el BHA con el equipo de perforación de superficie. El BHA tiene conectados 22 entre los Heavy Weight y sus especificaciones son: 4", 16.38 lbf/ft, B4" XT 39.

3.5.2 Herramientas utilizadas en la sección de 6 1/8". Esta sección del pozo cuenta también con trabajo direccional de 2.00°/100 ft hasta alcanzar una inclinación de 90.41° y posteriormente, continuar con la sección horizontal de la perforación, en la **Tabla 6** se muestran las herramientas utilizadas de fondo a superficie.

Tabla 6 BHA utilizado para la perforación de la fase de 6 1/8" del Pozo RB-X

DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	OD (IN)	ID (IN)	PESO (LBF/FT)	LONGITUD (FT)	LONGITUD ACUMULADA (FT)
Broca PDC 6 1/8"	3 1/2" REG	4.75	2	49.38	0.69	0.69
Motor de 4 3/4" SperryDrill	3 1/2" REG	4.75	2	39.71	34.51	35.2
Válvula flotadora 4 3/4"	3 1/2" REG	4.75	2.625	41.95	3.02	38.22
X-OVER 4 3/4"	PIN3 1/2" REG – PIN 3 1/2"IF	4.75	2.625	43.9	2.03	49.52
DM Collar 4 3/4"	B 3 1/2" IF	4.75	2.82	47	9.27	47.49
ADR Collar 4 3/4"	B NC 38	4.75	1.25	53.7	25.28	74.8
PWD	PXB NC 38	4.75	1.25	79.03	10.85	85.65
SHOC 4 3/4"	PXB NC 38	4.75	2.812	95.87	16.81	102.46
X-OVER 6 3/4"	PIN NC 38 – BOX XT 39	4.75	2.83	38.95	3.02	105.48
6XHWDP 4"	PXB 4" XT 39	4	2.563	29.99	186	291.48
X-OVER 4 3/4"	PIN XT 39 – PIN NC 38	4.75	2.625	43.9	2.03	49.52
Martillo 4 3/4"	PXB NC 38	4.82	2	68.85	36.14	327.62
X-OVER 4 3/4"	PIN NC38 – BOX XT 39	4.75	2.625	43.9	2.03	49.52
3 X HWDP 4"	PXB 4" XT 39	4	2.563	29.99	93	420.62
49 X DP 4"	PXB 4" XT 39	4	3.34	16.38	1519	1939.62
30 X HWDP 4"	PXB 4" XT 39	4	2.563	29.99	930	2869.62
DP 4"	PXB 4" XT 39	4	3.34	16.38	1373.38	4243

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 59. Modificada por los autores.

3.5.2.1 Broca PDC. La broca conectada tiene un OD de 4,75", un ID de 2", un peso de 49,38 lbf/ft, 6 aletas, cortadores de 13 mm, boquillas 3x14" y TFA= 0.451in².

3.5.2.2 Motor 4 3/4". El motor conectado tiene un OD de 4,75", un ID de 2", un peso de 39,71 lbf/ft y conexión 3 1/2 REG.

3.5.2.3 Válvula flotadora. La válvula conectada tiene un OD de 4,75", un ID de 2,625", un peso de 41,95 lbf/ft y una conexión 3 1/2 REG.

3.5.2.4 X-OVER. El pin conectado posee un OD de 4,75", un ID de 2,625", un peso de 43,9 lbf/ft y una conexión PIN3 ½" REG – PIN 3 ½"IF.

3.5.2.5 DM Collar. Herramienta conectada para realizar la toma de surveys ya que es capaz de determinar en qué dirección se encuentra el pozo. El DM (Drilling Measurement) COLLAR utilizado tiene un OD de 4,75", un ID de 2,82", un peso de 47 lbf/ft y conexión B3 ½ IF.

3.5.2.6 ADR Collar. El ADR conectado posee un OD de 4,75", un ID de 1,25", un peso de 53,7 lbf/ft y una conexión BNC 38.

3.5.2.7 PWD Collar. El PWD conectado posee un OD de 4,75", un ID de 1,25", un peso de 79,03 lbf/ft y una conexión BNC38.

3.5.2.8 SHOC. El SHOC conectado posee un OD de 4,75", un ID de 2,812", un peso de 95,87 lbf/ft y una conexión BNC 38.

3.5.2.9 X-OVER. El pin conectado tiene un OD de 4,75", un ID de 2,83", un peso de 38,95 lbf/ft y una conexión PIN NC 38 – BOX XT 39.

3.5.2.10 Heavy Weight. El BHA en su configuración tiene instalados 39 y sus características son: OD de 4", un ID de 2,563", un peso de 29,99 lbf/ft y una conexión B4" XT 39.

3.5.2.11 X-OVER. El pin conectado posee un OD de 4,75", un ID de 2,625", un peso de 43,9 lbf/ft y una conexión PIN XT 39 – PIN NC 38.

3.5.2.12 Martillo de perforación. El martillo conectado tiene un OD de 4,82", un ID de 2", un peso de 68,85 lbf/ft y una conexión B4" XT 39

3.5.2.13 X-OVER. El pin conectado posee un OD de 4,75", un ID de 2,625", un peso de 43,9 lbf/ft y una conexión PIN NC38 – BOX XT 39.

3.5.2.14 Drill Pipe. El BHA en su configuración tiene instalados 49 entre los Heavy Weight y sus características son: OD de 4", un ID de 3,34", un peso de 16,38 lbf/ft y una conexión B4" XT 39.

En la **Tabla 7** se presentan los diámetros, profundidades y herramientas con las cuales se toma información para los surveys los cuales entregan la inclinación, dirección y los diámetros de hueco donde comienza la construcción de radio para generar el pozo horizontal con su respectiva profundidad y comentarios acerca de las herramientas utilizadas para su medida, observar surveys en el **Anexo A**.

Tabla 7 Profundidades y herramientas para tomar los “surveys”

Tamaño de hueco	Profundidad del hueco (ft)	Método de survey	Comentarios
8 1/2”	250 - 3388.37	MWD+SC	Los surveys adquiridos del acelerómetro y medidas magnetométricas + estación simple, método de corrección de ángulo simple por magnetómetros corrompidos por interferencia magnética entregada por la sarta de perforación
6 1/8”	3388.37 – 4243.40	MWD+SC	

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 9. Modificada por los autores.

3.6 POZO RB-Y

En la **Tabla 8** se muestra la información para el diseño del pozo, el Pozo RB-Y es un pozo horizontal de radio corto. Este pozo está planeado en 3 fases. La trayectoria de este pozo cuenta con una sección vertical de 2540 ft lugar donde se construye con un DLS de 63.39°/100 ft (radio corto) hasta tener el pozo en 90° y se geo navega en la arena 900 ft como se describe a continuación:

- La sección de 12 ¼” se perfora verticalmente hasta una profundidad de 250 ft MD, lugar en donde se sienta el revestimiento de 9 5/8”.
- La sección de 8 ½” se perfora manteniendo la vertical hasta 2400 ft MD, profundidad a la cual se sienta el revestimiento de 7”.
- En la sección de 6 1/8” se perfora manteniendo la vertical hasta una profundidad de 2540 ft MD, profundidad a la cual se inicia la construcción con un BR de 63.39°/100 ft logrando una inclinación 88° hasta alcanzar el landing point, a una profundidad de 2678 ft, se construye con un DLS 1.75°/100 ft hasta alcanzar una inclinación de 90° y finalmente se perfora horizontalmente 900 ft con un BHA diferente al de la construcción de la curva.

Tabla 8 Información para el diseño del Pozo RB-Y

Información del Pozo	
Operadora	Ecopetrol
Campo	Rubiales
Pozo	RB-Y
Clasificación	Pozo de Desarrollo
Coordenadas de Superficie	
Sistema de coordenadas/Origen	Magna Sirgas 3° Este
Latitud	3° 46' 26.217 N
Longitud	71° 26' 26.623 W
Norte	909,083.70 N
Este	959,653.28 E
Elevación del Terreno	612.14 ft
Elevación de la Rotaria	644.64 ft
Coordenadas de Objetivo (Landing Point)	
Norte	908,785.00 N
Este	959,535.00 E
Profundidad	2632.33 ft TVD 3693.42 ft MD
Tolerancia	Punto
Profundidad Total	3693.42 ft MD / 2632.33 ft TVD

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 6. Modificada por los autores.

3.7 PLAN DIRECCIONAL DEL POZO RB-Y

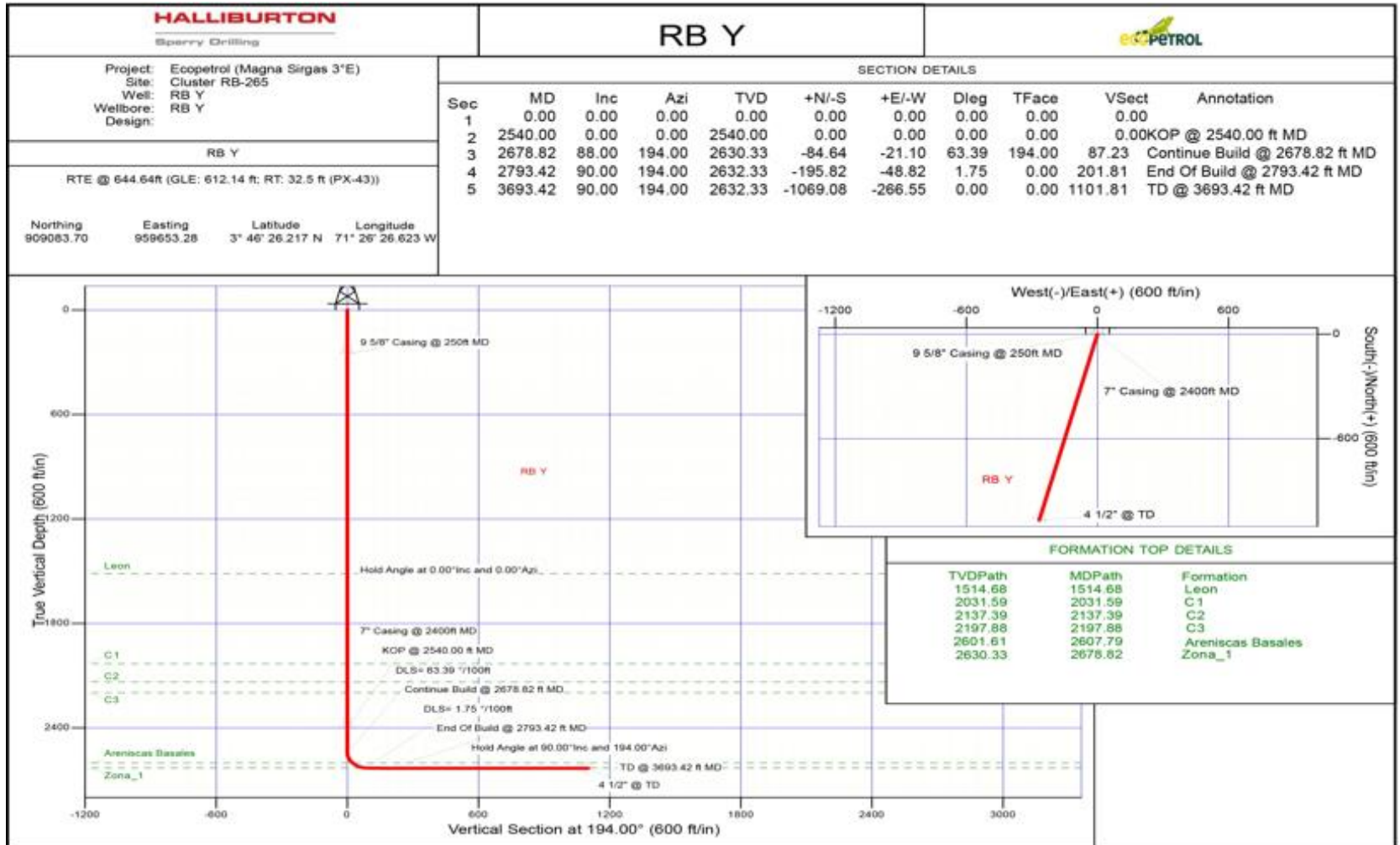
En la **Figura 9** se muestra el plan direccional del Pozo RB-Y el cual presenta un diseño de pozo horizontal de radio corto.

3.7.1 Sección de 12 ¼” del Pozo RB-Y. Esta es la primera sección del pozo, se construye con herramientas convencionales, el BHA de esta sección no lleva motor de fondo. Se reviste con casing de 9 5/8” a una profundidad de 250 ft en MD igual a la TVD.

3.7.2 Sección de 8 ½” del Pozo RB-Y. Se continua perforando con un DLS de 0° hasta una profundidad de 2400 ft MD lugar donde se sienta el revestimiento de 7”, debido a que en esta parte del pozo no se construye con ningún ángulo se continua utilizando herramientas convencionales para el BHA de esta sección.

3.7.3 Sección de 6 1/8” del Pozo RB-Y. Se perfora vertical hasta nuestro KOP que está ubicado a una profundidad de 2540 ft MD lugar donde se realiza la primera sección de construcción mostrada en el numeral **3.8.2** con un DLS de 63.39°/100 ft hasta la profundidad de 2678.82 ft donde se alcanza el landing point con una inclinación de 88°, a esta profundidad se cambia el BHA para realizar la segunda sección de 6 1/8” como se presenta en el numeral **3.8.3** reduciendo el DLS a 1.75°/100ft hasta alcanzar una inclinación de 90° a la profundidad de 2793.42 ft MD y posteriormente geonavegar en la zona de interés 900 ft hasta alcanzar un TD (Total Depth) de 3693.42 ft MD.

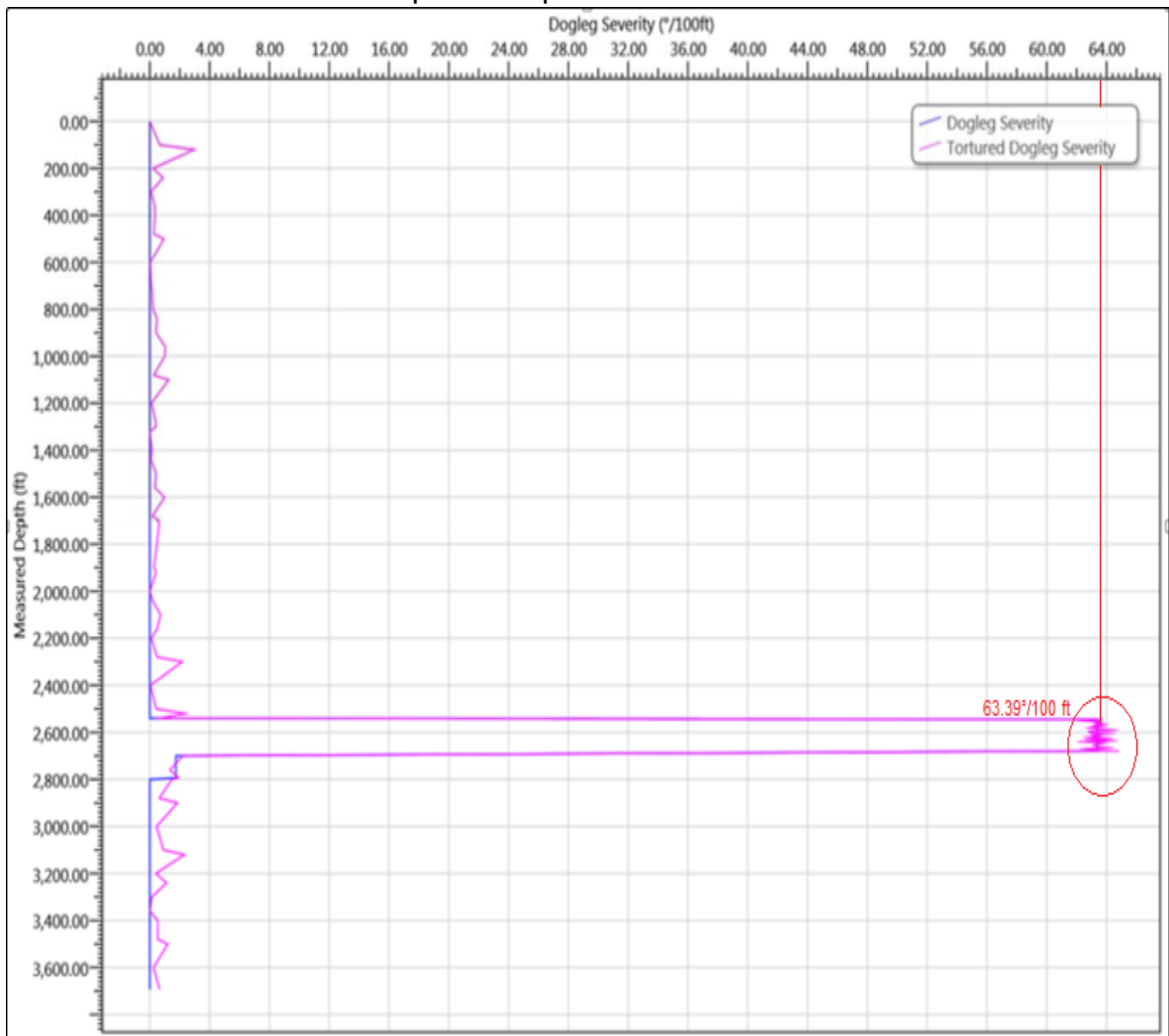
Figura 9 Plan direccional del Pozo RB-Y



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 12

Debido a que el diseño del pozo RB-Y presenta una sección vertical de 2540 fts, esto hace que los DLS sean de cero grados hasta esta profundidad y a partir de este punto se comienza la construcción del pozo horizontal, como se muestra en la **Gráfica 11**. Allí se describe el comportamiento de la curva generada por la severidad de las patas de perro (color azul) y la tortuosidad de la pata de perro (color morado) las cuales se dan en unidades $^{\circ}/100$ ft. Como el Pozo RB-Y se perfora vertical hasta los 2540 ft MD las curvas no varían de cero, en este punto se construye con DLS de $63.39^{\circ}/100$ ft hasta una profundidad de 2678,82 ft MD, punto donde se reduce el ángulo de construcción a $1.75^{\circ}/100$ ft hasta alcanzar los 90° a una profundidad de 2793.42 ft, a partir de este punto se construye horizontal aproximadamente 900 ft.

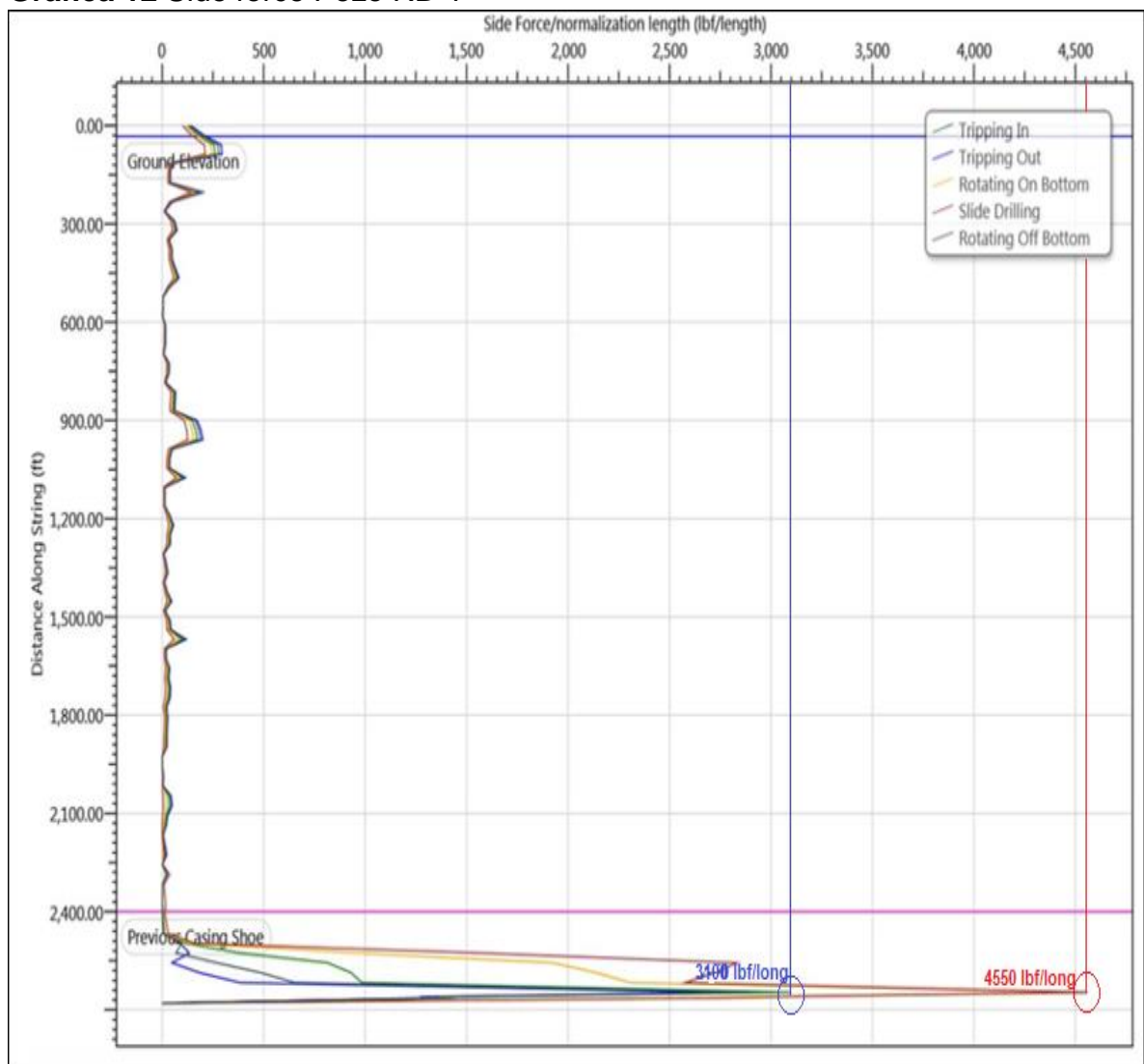
Gráfica 11 Severidad de las patas de perro del Pozo RB-Y



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 43. Modificada por los autores.

En la **Gráfica 12** se presentan las fuerzas laterales del hueco, las cuales muestran los esfuerzos que presenta la tubería debido a las paredes del hueco. Las diferentes convenciones que se muestran son: viaje hacia fondo (color verde), viaje saliendo de fondo (color azul), rotando en fondo (color amarillo), deslizando (color rojo) y rotando fuera de fondo (color verde oscuro). Las unidades en la gráfica están dadas en libra fuerza por longitud (lbf/long), adquiriendo una fuerza máxima de 4550 lbf/long en la curva de deslizando en color roja a una profundidad de 2620 ft MD, debido a que es el punto donde se encuentra terminando de construir el ángulo de 90, el valor máximo de viaje hacia fondo es de 3100 lbf/long a la misma profundidad de 2620 ft MD.

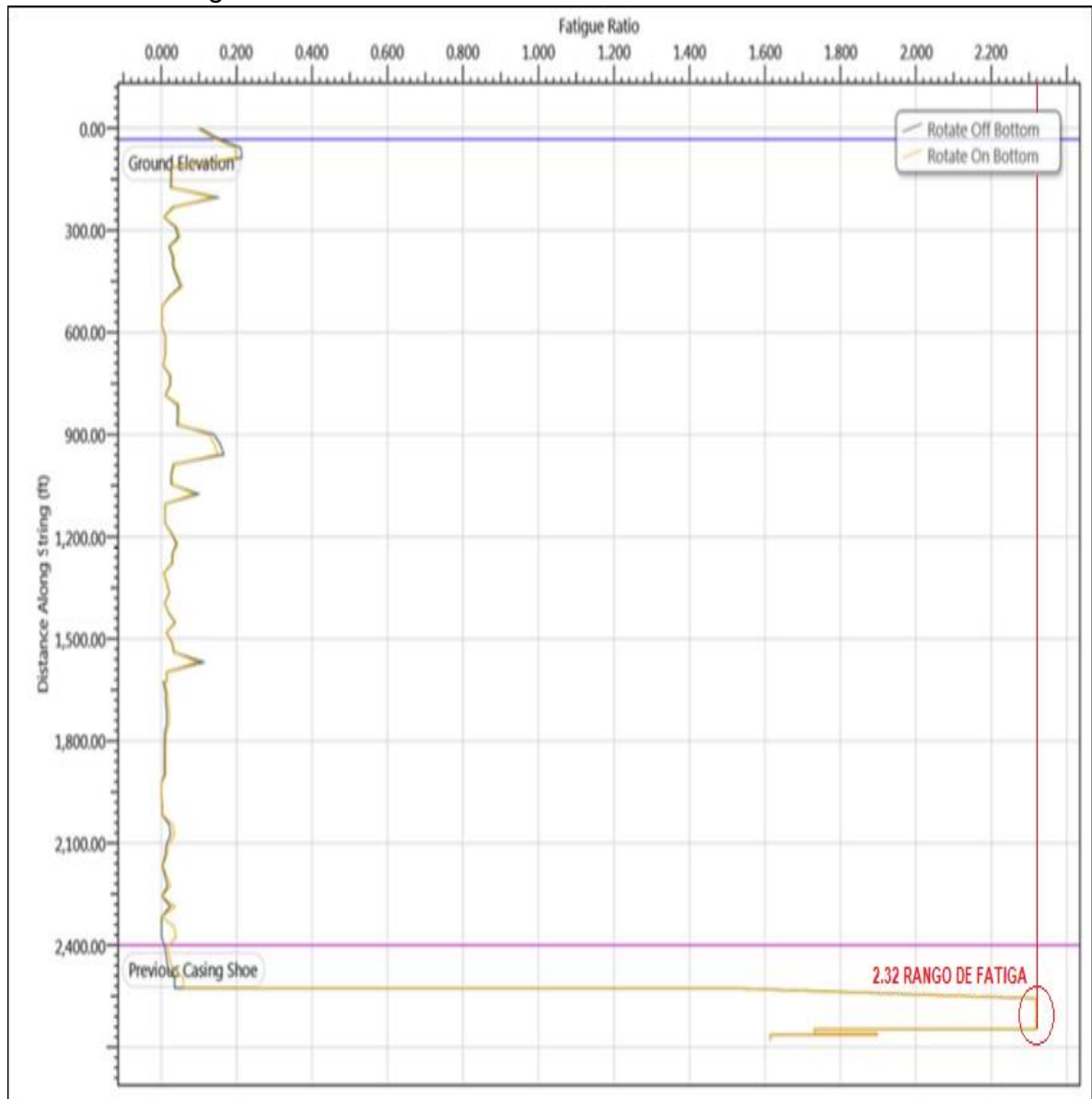
Gráfica 12 Side force Pozo RB-Y



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 48. Modificada por los autores.

En la **Gráfica 13** se presentan los diferentes rangos de fatiga que pueden sufrir las herramientas durante el proceso de perforación del Pozo RB-Y, dichos rangos de fatiga varían entre cero (0.0) y dos punto cuarenta y dos (2.42). La gráfica muestra dos curvas las cuales son rotando fuera de fondo (verde) y rotando en fondo (amarillo), los puntos que presentan mayor fatiga son: rotando en fondo y rotando fuera de fondo con un valor de 2.32 entre 2500 ft hasta 2560 ft, ya que en esta profundidad se está construyendo el ángulo con un DLS de $63.39^\circ / 100$ ft.

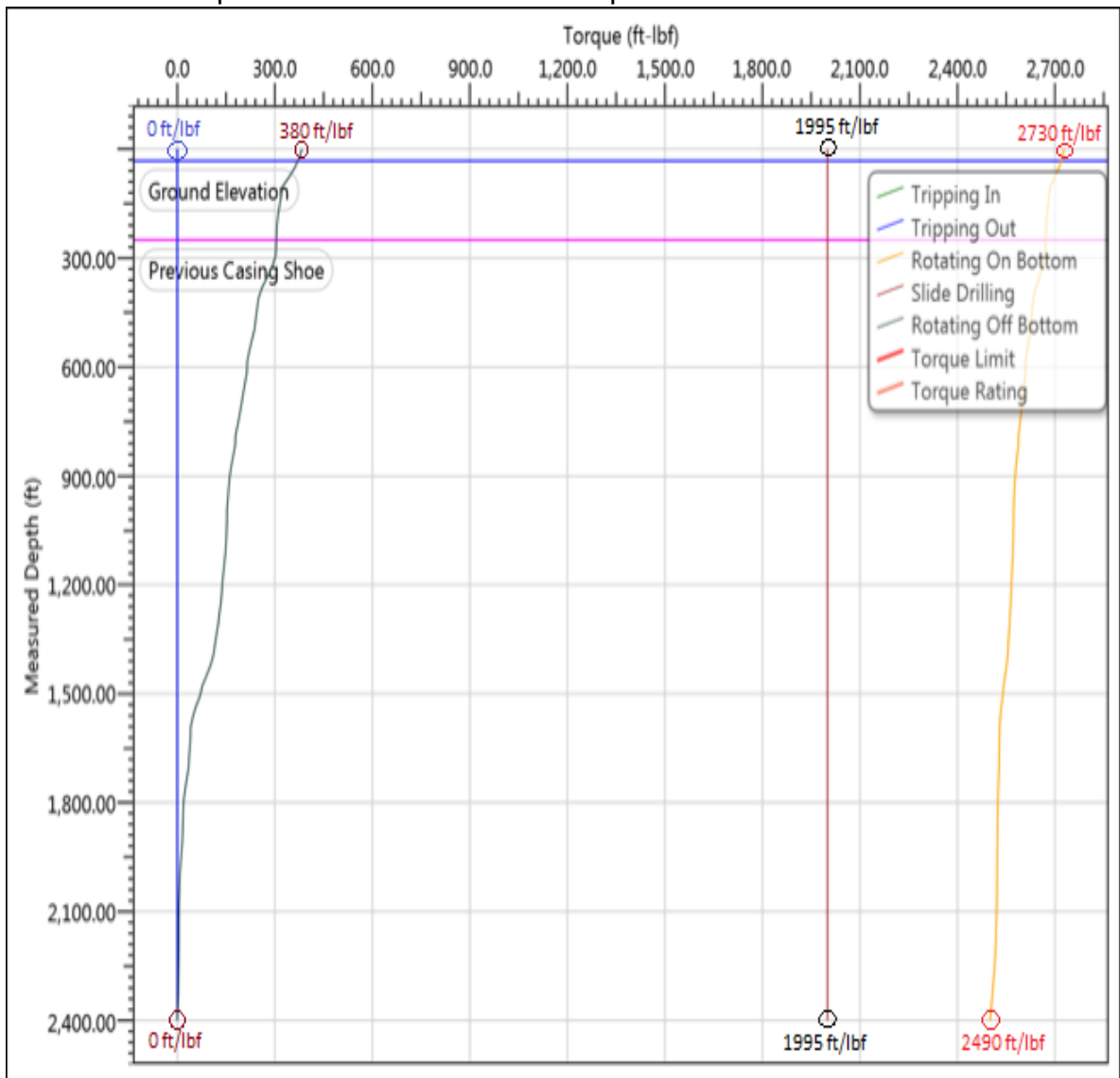
Gráfica 13 Fatiga del Pozo RB-Y



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 49. Modificada por los autores.

En la **Gráfica 14** se presenta el torque generado durante la perforación de la sección de 8 ½”, presentando las siguientes convenciones: viaje hacia fondo (color verde), rotando en fondo (color amarillo), viaje fuera de fondo (color azul) y deslizando (color púrpura). En el eje “Y” se encuentra la profundidad y en el eje “X”, la fuerza aplicada al BHA dado en unidades de (ft/lbf). Para el viaje hacia fondo el valor máximo es de 380 ft/lbf y el valor mínimo es de 0 ft/lbf, viaje fuera de fondo presenta un valor máximo de 0 ft/lbf y un valor mínimo de 0 ft/lbf, rotando en fondo presenta un valor máximo de 2730 ft/lbf y un valor mínimo de 2490 ft/lbf y el deslizamiento presenta un valor máximo de 1995 ft/lbf y un valor mínimo de 1995 ft/lbf.

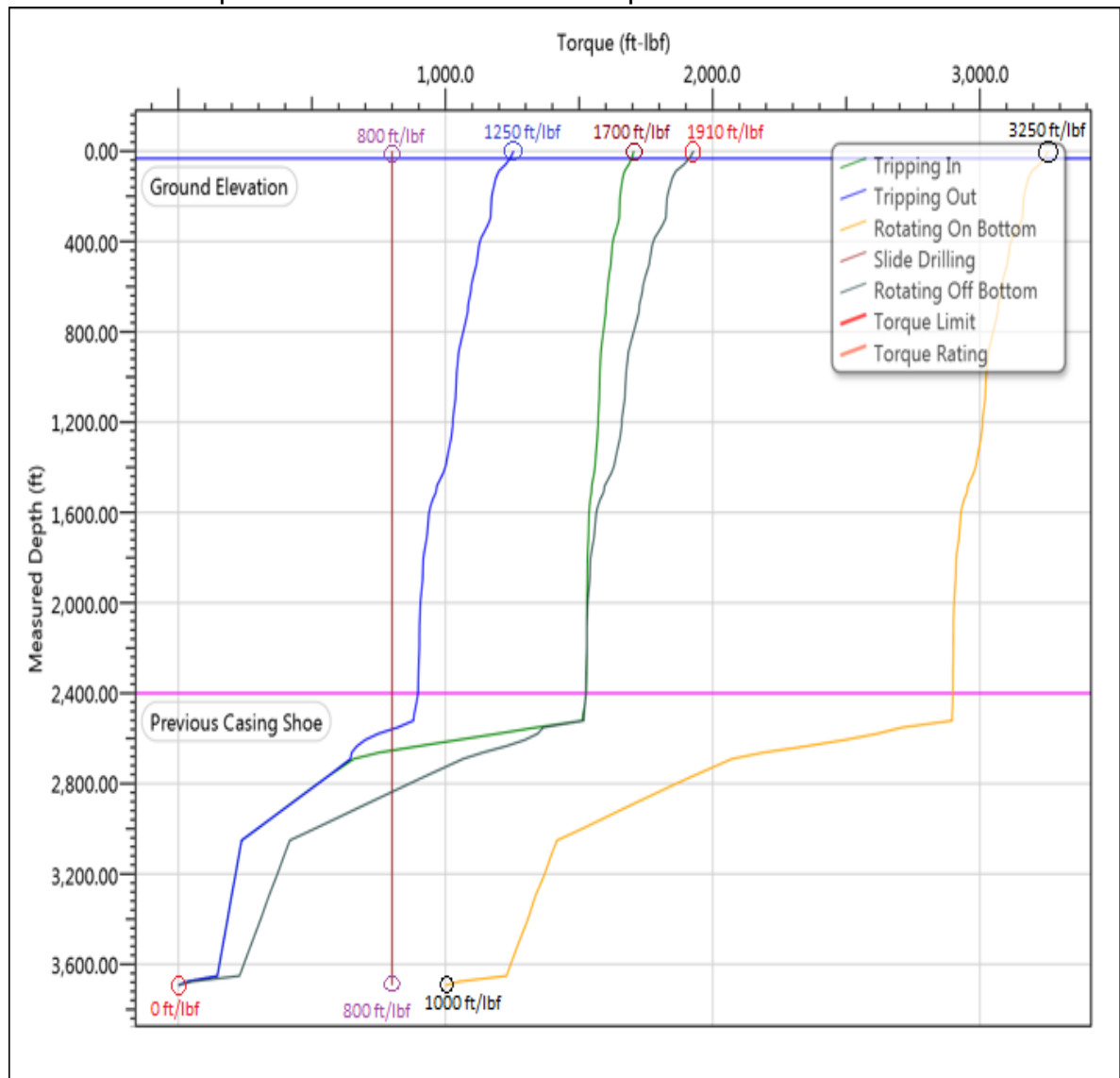
Gráfica 14 Torque en la sección de 8 ½” del pozo RB-Y



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 43. Modificada por los autores.

En la **Gráfica 15** se presenta el torque generado durante la perforación de la sección de 6 1/8", presentando las siguientes convenciones: viaje hacia fondo (color verde), rotando en fondo (color amarillo), viaje fuera de fondo (color azul) y deslizando (color púrpura). En el eje "Y" se encuentra la profundidad y en el eje "X", la fuerza aplicada al BHA dado en unidades de (ft/lbf). Para el viaje hacia fondo el valor máximo es de 1700 ft/lbf y el valor mínimo es de 0 ft/lbf, viaje fuera de fondo presenta un valor máximo de 1250 ft/lbf y un valor mínimo de 0 ft/lbf, rotando en fondo presenta un valor máximo de 3250 ft/lbf y un valor mínimo de 1000 ft/lbf y el deslizamiento presenta un valor máximo de 800 ft/lbf y un valor mínimo de 800 ft/lbf.

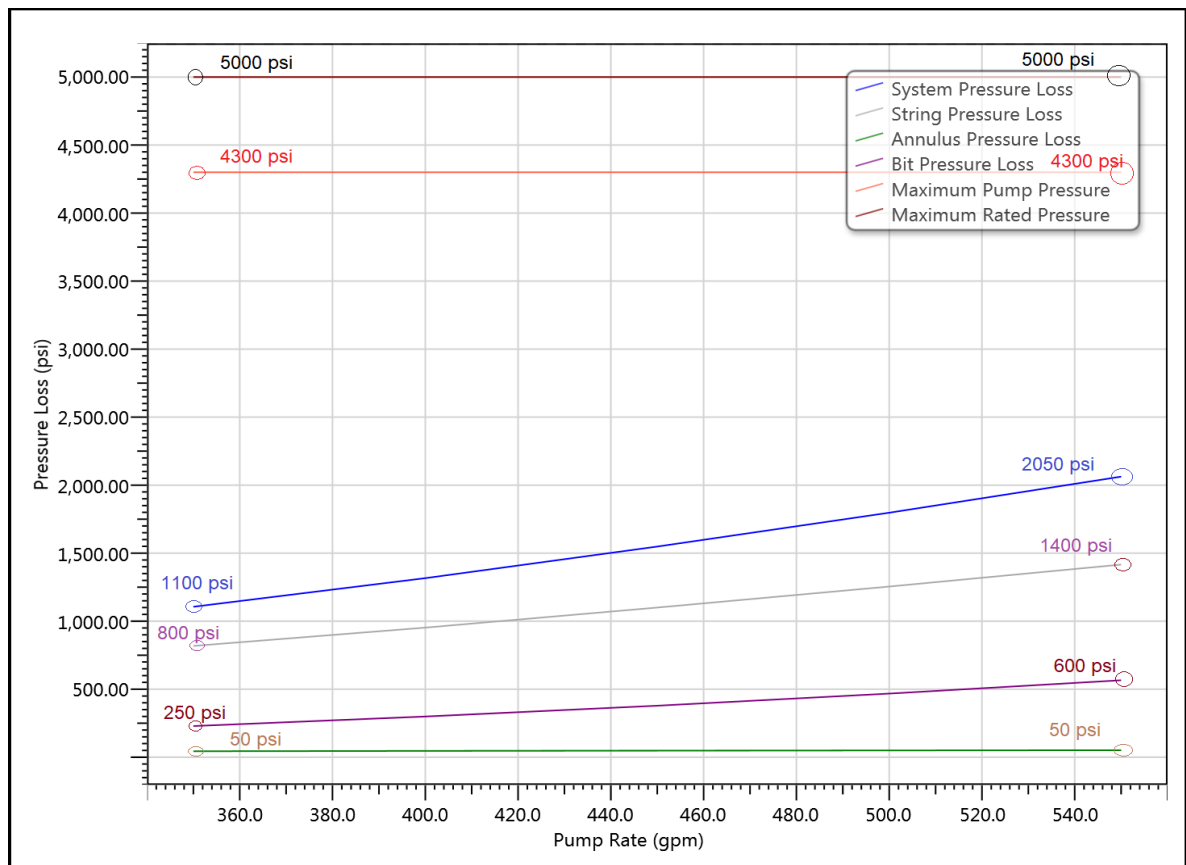
Gráfica 15 Torque en la sección de 6 1/8" del pozo RB-Y



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 69. Modificada por los autores.

En la **Gráfica 16** se presentan los cambios por pérdidas de presión dados en PSI Vs el rango de bombeo en Galones por minuto en la sección 8 ½” del pozo, las convenciones son las siguientes: pérdida de presión en el sistema (color azul) cuyo valor máximo de pérdida de presión es 2050 psi y el mínimo es 1100 psi, pérdida de presión en la sarta (color gris) cuyos valores máximo y mínimo son 1400 psi y 800 psi respectivamente, pérdida de presión en el anular (color verde) cuyos valores máximo y mínimo son 50 psi y 50 psi respectivamente, pérdida de presión en la broca (color morado) cuyos valores máximo y mínimo son 600 psi y 250 psi respectivamente, máxima presión de bombeo (color rosa) cuyos valores máximo y mínimo son 4300 psi y 4300 psi respectivamente, máximo rango de presión (color rojo) cuyos valores máximo y mínimo son 5000 psi y 5000 psi respectivamente y en cuanto al rango de bombeo, los valores máximo y mínimo son siempre 550 gpm y 350 gpm respectivamente. La gráfica presenta como a medida que se pierde presión, se debe aumentar la tasa de inyección para mantener la presión necesaria para realizar el trabajo de perforación sin exceder la presión de fracción.

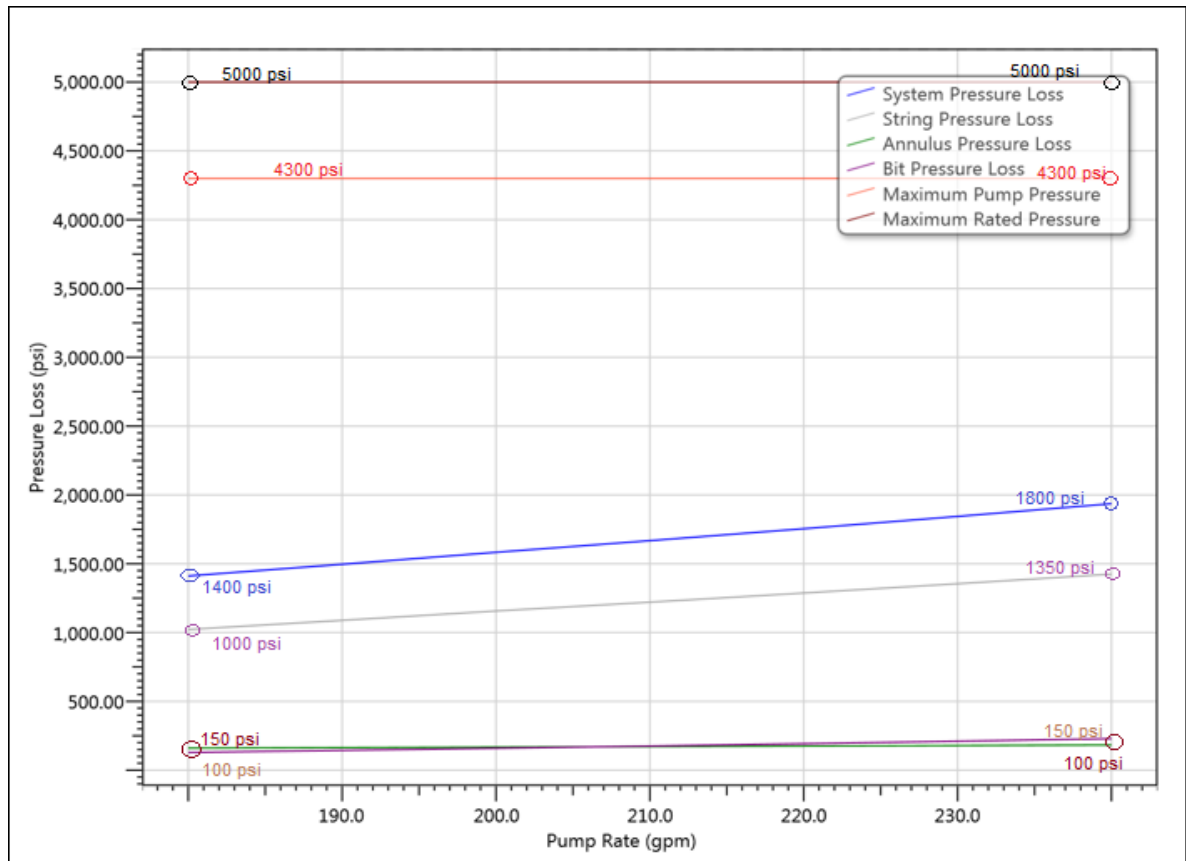
Gráfica 16 Pérdida de Presión Vs rango de bombeo en la sección de 8 ½” del Pozo RB-Y



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 53. Modificada por los autores.

En la **Gráfica 17** se presentan los cambios por pérdidas de presión dados en PSI Vs el rango de bombeo en Galones por minuto en la sección 6 1/8" del pozo, las convenciones son las siguientes: pérdida de presión en el sistema (color azul) cuyo valor máximo de pérdida de presión es 1800 psi y el mínimo es 1400 psi, pérdida de presión en la sarta (color gris) cuyos valores máximo y mínimo son 1350 psi y 1000 psi respectivamente, pérdida de presión en el anular (color verde) cuyos valores máximo y mínimo son 150 psi y 100 psi respectivamente, pérdida de presión en la broca (color morado) cuyos valores máximo y mínimo son 150 psi y 100 psi respectivamente, máxima presión de bombeo (color rosa) cuyos valores máximo y mínimo son 4300 psi y 4300 psi respectivamente, máximo rango de presión (color rojo) cuyos valores máximo y mínimo son 5000 psi y 5000 psi respectivamente y en cuanto al rango de bombeo, los valores máximo y mínimo son siempre 550 gpm y 350 gpm respectivamente. La gráfica presenta como a medida que se pierde presión, se debe aumentar la tasa de inyección para mantener la presión necesaria para realizar el trabajo de perforación sin exceder la presión de fractura.

Gráfica 17 Pérdida de Presión Vs rango de bombeo en la sección de 6 1/8" del Pozo RB-Y



Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 77. Modificada por los autores.

3.8 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN EL POZO RB-Y

A continuación se presentan las herramientas utilizadas durante la perforación del Pozo RB-Y en cada sección.

3.8.1 Herramientas utilizadas en la sección de 8 ½”. En esta sección se continúa perforando verticalmente hasta 2400 ft así que no es necesario utilizar un BHA direccional, dicho BHA se presenta en la **Tabla 9**.

Tabla 9 BHA utilizado fase de 8 ½” del Pozo RB-Y

DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	OD (IN)	ID (IN)	PESO (LBF/FT)	LONGITUD (FT)	LONGITUD ACUMULADA (FT)
Broca PDC 8 ½”	4 ½” REG PIN	6.75	2.5	85.97	0.87	0.87
X-OVER 4 ¾”	PIN 4 ½” REG – BOX 3 ½” REG	4.75	2.625	43.9	2.03	49.52
Motor de 4 ¾” SperryDrill	3 ½” REG	4.75	2	39.71	34.51	35.2
DM Collar 4 ¾”	PXB 3 ½” REG	4.75	2.82	47	9.27	47.49
4 X DRILL Collar 6 ½”	PXB NC 50	6.75	1.92	97.8	4.55	33.23
X-OVER 4 ¾”	PIN NC 50 – BOX XT 39	4.75	2.625	43.9	2.03	49.52
6 X HWDP 4”	PXB 4” XT 39	4	2.563	29.99	186	261.17
Martillo 6 1/2”	PXB 4” XT 39	6.5	2.5	68.85	37.39	70.62
3 X HWDP 4”	PXB 4” XT 39	4	2.563	29.99	186	261.17
DP 4”	PXB 4” XT 39	4	3.34	16.38	1800	2061.17

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 35. Modificada por los autores.

3.8.1.1 Broca PDC. Broca PDC 8 ½”. Son brocas de diamante policristalino, llamadas así debido a que el cuerpo de la broca está conformado por diamantes industriales. Estas brocas de diamante natural son utilizadas en formaciones duras y abrasivas. La broca utilizada tiene un OD de 6,75”, un peso de 85,97 lbf/ft, posee 5 aletas, cortadores 19 mm, boquillas 1x14” y 4x13” y TFA= 0.669 in².

3.8.1.2 X-OVER. El pin conectado posee un OD de 4,75”, un ID de 2,625”, un peso de 43,9 lbf/ft y una conexión PIN 4 ½” IF – BOX 3 ½”.

3.8.1.3 Motor. El motor conectado posee las siguientes características: OD de 4.75", ID de 2" y peso de 39.71 lbf/ft.

3.8.1.4 MWD. El MWD conectado posee las siguientes características: OD de 4.75", ID de 2.82", peso 47 lbf/ft y longitud de 9.27 ft.

3.8.1.5 Estabilizador. Herramienta posicionada entre los drill collars con el fin de centrar el BHA y de esta manera el pozo no presente gran tortuosidad.

3.8.1.6 Drill Collar. El BHA en su configuración tiene instalados 4 con las siguientes características: OD de 6.75" ID de 1.92", peso de 97.8 lb/ft, conexión NC 50

3.8.1.7 X-OVER. El pin conectado posee un OD de 4,75", un ID de 2,625", un peso de 43,9 lbf/ft y una conexión PIN NC 50 – BOX XT 39

3.8.1.8 Heavy Weight. En el BHA se encuentran conectados 39 y sus características son: OD de 4", un ID de 2,563", un peso de 29,99 lbf/ft y una conexión B4" XT 39.

3.8.1.9 Martillo de perforación. El martillo conectado tiene un OD de 4,82", un ID de 2", un peso de 68,85 lbf/ft y una conexión B4" XT 39

3.8.1.10 Drill Pipe. El BHA en su configuración tiene instalados entre los Heavy Weight y sus características son: OD de 4", un ID de 3,34", un peso de 16,38 lbf/ft y una conexión B4" XT 39.

3.8.2 Herramientas utilizadas en la primera sección de 6 1/8". En esta sección se da inicio a la construcción direccional de la perforación con un DLS de 63.39%/100 ft iniciando a la profundidad de 2540 ft hasta una profundidad de 2678.82 ft. El BHA con herramientas direccionales a utilizar se muestra en la **Tabla 10**, las cuales se describen de fondo a superficie a continuación.

Tabla 10 BHA utilizado en la primera sección de 6 1/8" del Pozo RB-Y

DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	OD (IN)	ID (IN)	PESO (LBF/FT)	LONGITUD (FT)	LONGITUD ACUMULADA (FT)
Broca PDC 6 1/8"	3 1/2" REG PIN	4.75	2	49.38	0.69	0.69
Motor Articulado 4 3/4" SperryDrill	3 1/2"REG PIN X 3 1/2 IF (NC 38) BOX	4.75	1.75	47.46	14.9	15.59
Válvula flotadora 4 3/4"	3 1/2" IF PIN X BOX	4.75	2.625	41.95	3.02	18.61
MWD 4 3/4"	PXB IF	4.75	2.812	95.87	14.1	32.71
4 X DP 4"	PXB NC 38	3.5	2.764	14.69	900	932.71
30 X HWDP 4"	PXB NC 38	3.5	2.25	23.9	90	1022.71

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 35. Modificada por los autores.

3.8.2.1 Broca PDC 6 1/8". La broca conectada tiene un OD de 4,75", un ID de 2", un peso de 49,38 lbf/ft, 6 aletas, cortadores de 13 mm, boquillas 3x14" y TFA= 0.451 in².

3.8.2.2 Motor articulado de 4 3/4". Herramienta de potencia con una longitud de 14,9 ft, esta herramienta consiste en dos secciones, una superior y otra inferior, el trabajo de la sección inferior es la de dar la dirección en la perforación de la curva o sección horizontal, en cuanto al trabajo de la sección superior es la de actuar como un estabilizador el cual viaja siguiendo el trabajo de la sección inferior para mantener el perfil direccional deseado. El motor utilizado tiene un OD de 4,75", un ID de 1,75", un peso de 47,46 lbf/ft y una conexión 3 1/2" REG PIN x 3 1/2" IF BOX.

3.8.2.3 Válvula flotadora. La válvula conectada tiene un OD de 4,75", un ID de 2,625", un peso de 41,95 lbf/ft y una conexión 3 1/2" IF PIN x BOX.

3.8.2.4 MWD articulado. Herramienta conectada para determinar la ubicación y la orientación del pozo, la característica más importante de esta herramienta es su flexibilidad para poder manejar el perfil de curva que se propone la longitud de esta herramienta es 24,5 ft, el OD es de 4,75", el ID es de 2,812, el peso es de 95,87 lbf/ft, y una conexión PIN x BOX IF.

3.8.2.5 Heavy Weight. El BHA en su configuración tiene instalados 30 HWDP y sus características son: OD de 3,5", un ID de 2,25", un peso de 23,9 lbf/ft y una conexión de NC 38.

3.8.2.6 Drill Pipe. El BHA en su configuración tiene instalados 4 DP y sus características son: OD de 3,5", un ID de 2,764", un peso de 14,69 lbf/ft y una conexión de NC 38.

3.8.3 herramientas utilizadas en la segunda sección de 6 1/8". En esta sección se tiene el pozo a 88° respecto a la vertical, por consiguiente se procede a construir con un DLS de 1,75°/100 ft hasta alcanzar los 90° y perforan 900 ft horizontalmente. El BHA con herramientas direccionales a utilizar se muestra en la **Tabla 11** las cuales se describen de fondo a superficie a continuación.

Tabla 11 BHA utilizado en la segunda sección de 6 1/8" del Pozo RB-Y

DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	OD (IN)	ID (IN)	PESO (LBF/FT)	LONGITUD (FT)	LONGITUD ACUMULADA (FT)
Broca PDC 6 1/8"	3 1/2" REG PIN	4.75	2	49.38	0.69	0.69
Motor Articulado 4 3/4" SperryDrill	3 1/2" REG	4.75	1.75	47.46	14.9	15.59
Válvula flotadora 4 3/4"	3 1/2" REG	4.75	2.625	41.95	3.02	18.61
MWD 4 3/4"	PXB NC 38	4.75	2.812	95.87	14.1	32.71
5 X DP 4"	PXB NC 38	3.5	2.764	14.69	1125	1157.71
30 X HWDP 4"	PXB NC 38	3.5	2.25	23.9	90	1247.71

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 59. Modificada por los autores.

3.8.3.1 Broca PDC 6 1/8". La broca conectada tiene un OD de 4,75", un ID de 2", un peso de 49,38 lbf/ft, 6 aletas, cortadores de 13 mm, TFA de 0.451 in² y boquillas 3x14".

3.8.3.2 Motor articulado de 4 3/4". Motor conectado en el BHA para perforar la sección horizontal de los pozos de radio corto, este motor tiene una longitud de 14,9 ft. El motor utilizado tiene un OD de 4,75", un ID de 1,75", un peso de 47,46 lbf/ft y una conexión 3 1/2" REG.

3.8.3.3 Válvula flotadora. La válvula conectada tiene un OD de 4,75", un ID de 2,625", un peso de 41,95 lbf/ft y una conexión 3 ½" REG.

3.8.3.4 MWD articulado. El MWD tiene las siguientes características: el OD es de 4,75", el ID es de 2,812", el peso es de 95,87 lbf/ft, y una conexión BNC38.

3.8.3.5 Heavy Weight. El BHA en su configuración tiene instalados 30 HWDP y sus características son: OD de 3,5", un ID de 2,25", un peso de 23,9 lbf/ft y una conexión de NC 38.

3.8.3.6 Drill Pipe. El BHA en su configuración tiene instalados 4 DP y sus características son: OD de 3,5", un ID de 2,764", un peso de 14,69 lbf/ft y una conexión de NC 38.

4. COMPARACIÓN TÉCNICA ENTRE LOS DISEÑOS DE PERFORACIÓN DE RADIO CORTO Y DE PERFORACIÓN DE SECCIÓN NEGATIVA

En el siguiente capítulo se presenta la información pertinente que abarca los objetivos seis (6) y siete (7), en los cuales se definen los tiempos de perforación tanto del diseño de perforación de sección negativa implementado, como del diseño de perforación de radio corto a proponer en el Campo Rubiales. La obtención de los datos de tiempos en las actividades a realizarse en la perforación fueron tomados de información de la empresa suministrada por el director del trabajo de grado y a continuación se presentan.

4.1 TIEMPOS DE LAS ACTIVIDADES DEL POZO RB-X

En la **Tabla 12** se presentan las diferentes actividades y tiempos presentes tanto en la perforación como en el completamiento del pozo de sección negativa implementada en el Campo Rubiales, abarcando las diferentes secciones del pozo como los son: la sección vertical perforada con broca de 12 ¼", la sección direccional perforada con broca de 8 ½", la cual se explica en el **Capítulo 3** numeral **3.5.1.1** y la sección horizontal perforada con broca de 6 1/8", la cual se explica en el **Capítulo 3** numeral **3.5.2.1**.

Tabla 12. Actividades y tiempos utilizados en las diferentes secciones de la perforación del pozo RB-X

POZO REAL (SENO NEGATIVO)			
No. Total de act	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS
17	HUECO DE 12 1/4" HASTA 250' MD	23.5	0.98
No. De Act	Fase 12 1/4"	8	0.33
1	Recibir equipo de perforación, armar BHA y conectar broca TRICONICA de 12 ¼"	1	0.04
2	Perforar con broca de 12 ¼" desde 0' hasta 250' ROP=62.5 ft/h	4	0.17
3	Circular fondos y tomar desviación	1	0.04
4	Sacar sarta y quebrar BHA de 12 ¼" ROP=125 ft/h	2	0.08
	CORRER CASING Y TRABAJO DE CEMENTACIÓN	7.5	0.31
1	Adecuar equipo, armar herramientas de manejo revestimiento de 9 5/8"	0.5	0.02
2	Reunión de seguridad	0.5	0.02
3	corrida de revestimiento de 9 5/8"	1.5	0.06
4	Circular pozo, premezclar las lechadas	0.5	0.02
5	Armar cabezal y equipo de cementación	0.5	0.02
6	Bombear lechadas de cemento, desplazar y sentar tapón, chequear flujo de retorno	0.5	0.02
7	Retirar líneas de cementación	0.5	0.02
8	Esperar fragüe de cemento - limpiando control de sólidos y contrapozo, WOC, M/U 4 ½" DP	3	0.13
	CABEZAL DE POZO & BOP's	8	0.33
1	Retirar cabeza de cementación, desconectar y retirar landing joint de 9 5/8"	1	0.04
2	Reunión pre operacional para el arme de BOP e Instalar sección "A"	0.5	0.02
3	Instalar BOP's, kill line, HCR valve, choke manifold. Apretar tornillería y mangueras acumulador	5	0.21
4	M/U Side entry Sub, sentar Pkr y probar. Quebrar herramientas y líneas unidad para sentar Pkr	0.5	0.02
5	Probar cabezal, stack de BOP's, válvulas y choke.	1	0.04
No. Total de act	POZO REAL (SENO NEGATIVO)		
34	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS

Tabla 12. (Continuación)

No. Total de act	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS
No. De Act	HUECO DE 8 ½" HASTA 3388.37' MD	135	5.63
	SARTA DE PERFORACIÓN DE 8 ½", PERFORACIÓN	5.5	0.23
1	Reunión pre operacional para el arme del BHA direccional	0.5	0.02
2	Conectar broca PDC, armar BHA direccional y bajar hasta tocar tope de cemento.	4	0.17
3	Cerrar pipe rams y efectuar Prueba de Integridad del Revestimiento de 9 5/8".	0.5	0.02
4	Perforar cemento y equipo de flotación (Collar y zapato)	0.5	0.02
	SECCIÓN DE PERFORACIÓN 8 ½"	87	3.63
1	perforar con broca PDC de 8 ½" hasta la formación León (+/- 2000') ROP=87.5 ft/h	20	0.83
2	realizar cambio de fluido agua bentonita por polímero inhibido	1	0.04
3	perforar con broca PDC hasta C1 ROP=15.2 ft/h	9	0.38
4	circular hasta hueco limpio	1	0.04
5	realizar viaje corto hasta el zapato de casing 9 5/8" y volver a fondo	8	0.33
6	perforar hasta tope (100' arriba) de basales según programa direccional y circular fondo arriba	20	0.83
7	bombear píldoras de baja reología y alta reología	1	0.04
8	sacar sarta hasta tope C1 y volver a fondo ROP=90.8 ft/h	6	0.25
9	perforar hasta TD según programa direccional y circular fondos arriba ROP=88.8 ft/h	10	0.42
10	sacar dos paradas y circular pozo y bombear píldoras de alta y baja reología	2	0.08
11	sacar sarta hasta sello arcilloso	2	0.08
12	circular pozo y bombear píldoras de alta y baja reología	1	0.04
13	sacar sarta hasta base de la tangente y bombear píldoras	2	0.08
14	sacar hasta superficie, bajar infor MWD y quebrar herramientas direccionales y broca PDC 8 ½"	4	0.17
	CORRER CASING Y CEMENTACIÓN	26.5	1.10
1	Adecuar equipo, armar herramientas de manejo de revestimiento de 7"	1	0.04

Tabla 12. (Continuación)

No. Total de act	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS
2	Reunión pre operacional y de seguridad (corrida casing)	0.5	0.02
3	corrida revestimiento de 7" retirar herramientas de manejo	9	0.38
4	limpiar contrapozo, instalar líneas y cabeza de cementación, efectuar prueba	0.5	0.02
5	circular pozo, pre mezcla de la lechada	0.5	0.02
6	reunión pre operacional y de seguridad (cementación)	0.5	0.02
7	Bombear pre flujos, lechadas de cemento, desplazar y sentar tapón. Chequear BF	1.5	0.06
8	retirar líneas de cementación	0.5	0.02
9	WOC, quebrar tubería de 4 1/2" armar tubería de 3 1/2"	8	0.33
10	reunión preoperacional para arme de BOP	0.5	0.02
11	Quebrar cabeza de cementación, junta de manejo y armar BOP	4	0.17
	PERFORACIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DE CASING W/SCRAPER	8	0.33
1	Adecuar equipo y armar herramientas para BHA para perforar	1	0.04
2	realizar perforación W/scraper hasta 3' arriba del zapato de 7" y desarmar broca triconica de 6 1/8" y scraper	7	0.29
	CORRIDA DE REGISTROS	8	0.33
1	Armar herramientas de registro	2	0.08
2	Correr registros electricos desde 3' arriba del zapato de 7" (fondo) hasta +/- 800'	5	0.21
3	Desarmar Herramientas de Registro.	1	0.04
No. Total de act	POZO REAL (SENO NEGATIVO)		
14	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS
No. De Act	HUECO DE 6 1/8" HASTA 4243.4' MD (TD)	63.5	2.65
	SECCIÓN DE PERFORACIÓN 6 1/8"	42.5	1.77
1	Conectar broca PDC, armar BHA direccional y realizar perforación	9	0.38

Tabla 12. (Continuación)

No. Total de act	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS
2	realizar sección horizontal, perforar con broca de 6 1/8" hasta TD- incluye viaje a mitad de sección ROP=48 ft/h	18	0.75
3	circular fondos y tomar desviación	0.5	0.02
4	viaje corto hasta el zapato de 7"	3	0.13
5	circular y bombear píldoras de alta y baja reología	0.5	0.02
6	sacar sarta hasta zapato de 7" y bombear píldoras de alta y baja reología	2.5	0.10
7	sacar sarta hasta la base de la tangente y bombear píldoras de alta y baja reología	3	0.13
8	sacar sarta y quebrar herramientas direccionales	6	0.25
	CORRIDA DE LINER DE 4 1/2"	21	0.875
1	Adecuar equipo, armar herramientas de manejo de liner 4 1/2"	1	0.04
2	Reunión pre operacional para corrida de liner	0.5	0.02
3	corrida de liner de 4 1/2", sarta interna (wash pipe 2 3/8")	8	0.33
4	Reunión pre operacional para asentamiento del empaque	0.5	0.02
5	M/U side entry sub, sentar Pkr y probar. Quebrar herramientas y líneas unidad para sentar Pkr	3	0.13
6	Desplazar lodo por agua filtrada. Quebrar wash pipe y herramientas manejo Pkr + 3 1/2}2 DP	8	0.33
No. Total de act	POZO REAL (SENO NEGATIVO)		
4	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS
No. De Act	FASE DE COMPLETAMIENTO	18	0.75
	ARREGLO DE BOMBA ESP	15	0.63
1	Reunión pre operacional. Adecuar equipo y armar herramientas para manejo de tubing de 4 1/2"	1	0.04
2	Correr ensamblaje ESP	12	0.50
3	Instalar colgador, pasar cable plano a través de sección C	2	0.08

Tabla 12. (Continuación)

No. Total de act	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS
	CABEZAL DE POZO & BOP	3	0.13
1	Cabezal de pozo & BOP	3	0.13
	TIEMPO TOTAL DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO	240	10.00

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 96. Modificada por los autores.

Como se puede observar en la **Tabla 12** el número de actividades presentes en la sección de 12 ¼" es de 17 dando un total de 23.5 horas (0.98 día(s)), el número de actividades presentes en la sección de 8 ½" es de 34 dando un total de 135 horas (5.63 día(s)), el número de actividades presentes en la sección de 6 1/8" es de 14 dando un total de 63.5 horas (2.65 día(s)) y el número de actividades presentes en el completamiento es de cuatro (4) dando un total de 18 horas (0.75 día(s)), todas las secciones de la perforación junto con el completamiento dan un total de 69 actividades realizadas en todo el trabajo sumando un total de 240 horas lo que es igual a 10 días de trabajo.

4.2 TIEMPOS DE LAS ACTIVIDADES DEL POZO RB-Y

En la **Tabla 13** se presentan las diferentes actividades y tiempos presentes tanto en la perforación como en el completamiento del pozo de radio corto a proponer en el Campo Rubiales, abarcando las diferentes secciones del pozo como los son: la sección vertical perforada con broca de 12 ¼", la sección direccional perforada con broca de 8 ½" y la sección horizontal perforada con broca de 6 1/8".

Tabla 13. Actividades y tiempos a utilizar en las diferentes secciones de la perforación del pozo RB-Y

POZO A REALIZAR (RADIO CORTO)			
No. Total de act	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS
17	HUECO DE 12 1/4" HASTA 250'	23.5	0.98
No. De Act	Fase 12 1/4"	8	0.33
1	Recibir equipo de perforación, armar BHA y conectar broca TRICONICA de 12 ¼"	1	0.04
2	Perforar con broca de 12 ¼" desde 0' hasta 250' ROP=62.5 ft/h	4	0.17
3	Circular fondos y tomar desviación	1	0.04
4	Sacar sarta y quebrar BHA de 12 ¼" ROP=125 ft/h	2	0.08
	CORRER CASING Y TRABAJO DE CEMENTACIÓN	7.5	0.31
1	Adecuar equipo, armar herramientas de manejo revestimiento de 9 5/8"	0.5	0.02
2	Reunión de seguridad	0.5	0.02
3	corrida de revestimiento de 9 5/8"	1.5	0.06
4	Circular pozo, premezclar las lechadas	0.5	0.02
5	Armar cabezal y equipo de cementación	0.5	0.02
6	Bombear lechadas de cemento, desplazar y sentar tapón, chequear flujo de retorno	0.5	0.02
7	Retirar líneas de cementación	0.5	0.02
8	Esperar fragüe de cemento - limpiando control de sólidos y contrapozo, WOC, M/U 4 ½" DP	3	0.13
	CABEZAL DE POZO & BOP's	8	0.33
1	Retirar cabeza de cementación, desconectar y retirar landing joint de 9 5/8"	1	0.04
2	Reunión pre operacional para el arme de BOP e Instalar sección "A"	0.5	0.02
3	Instalar BOP's, kill line, HCR valve, choke manifold. Apretar tornillería y mangueras acumulador	5	0.21
4	M/U Side entry Sub, sentar Pkr y probar. Quebrar herramientas y líneas unidad para sentar Pkr	0.5	0.02
5	Probar cabezal, stack de BOP's, válvulas y choke.	1	0.04
No. Total de act	POZO A REALIZAR (RADIO CORTO)		
22	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS

Tabla 13. (Continuación)

No. Total de act	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS
No. De Act	HUECO DE 8 ½" HASTA 2400'	47.5	1.98
	SARTA DE PERFORACIÓN DE 8 ½", PERFORACIÓN	4.5	0.19
1	Reunión pre operacional para el arme del BHA direccional	0.5	0.02
2	Conectar broca PDC, armar BHA direccional y bajar hasta tocar tope de cemento.	3.0	0.13
3	Cerrar pipe rams y efectuar Prueba de Integridad del Revestimiento de 9 5/8".	0.5	0.02
4	Perforar cemento y equipo de flotación (Collar y zapato)	0.5	0.02
	SECCIÓN DE PERFORACIÓN 8 ½"	14.6	0.61
1	perforar con broca PDC de 8 ½" hasta la formación León (+/- 2000') ROP=250 ft/h	7.0	0.29
2	realizar cambio de fluido agua bentonita por polímero inhibido	1.0	0.04
3	perforar hasta 2400' ROP=250 ft/h	1.6	0.07
4	circular pozo y bombear píldoras de alta y baja reología	2.0	0.08
5	sacar hasta superficie, quebrar broca PDC 8 ½" ROP=800 ft/h	3.0	0.13
	CORRER CASING Y CEMENTACIÓN	23.9	1.00
1	Adecuar equipo, armar herramientas de manejo de revestimiento de 7"	1.0	0.04
2	Reunión pre operacional y de seguridad (corrida casing)	0.5	0.02
3	corrida revestimiento de 7" retirar herramientas de manejo	6.4	0.27
4	limpiar contrapozo, instalar líneas y cabeza de cementación, efectuar prueba	0.5	0.02
5	circular pozo, pre mezcla de la lechada	0.5	0.02
6	reunión pre operacional y de seguridad (cementación)	0.5	0.02
7	Bombear pre flujos, lechadas de cemento, desplazar y sentar tapón. Chequear BF	1.5	0.06
8	retirar líneas de cementación	0.5	0.02
9	WOC, quebrar tubería de 4 1/2" armar tubería de 3 1/2"	8.0	0.33
10	reunión preoperacional para arme de BOP	0.5	0.02

Tabla 13. (Continuación)

No. Total de act	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS
11	Quebrar cabeza de cementación, junta de manejo y armar BOP	4.0	0.17
	PERFORACIÓN Y ACONDICIONAMIENTO DE CASING W/SCRAPER	9.0	0.38
1	Adecuar equipo y armar herramientas para BHA para perforar CEMENTO Y DRILL OUT	2.0	0.08
2	realizar perforación W/scraper hasta 3' arriba del zapato de 7" y desarmar broca tricónica de 6 1/8" y scraper	7.0	0.29
No. Total de act	POZO A REALIZAR (RADIO CORTO)		
22	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS
No. De Act	HUECO DE 6 1/8" HASTA 2793.42' (TD)	89.9	3.75
	SECCIÓN DE PERFORACIÓN 6 1/8"	68.9	2.87
1	Conectar broca PDC, armar BHA direccional (motor articulado) y realizar perforación	9.0	0.38
2	bajar y orientar con gyro	3	0.13
3	se perfora hasta 40° (hasta 2620') ROP 40 ROP=55 ft/h	4	0.17
4	sacar sarta para cambio de bent ROP=655 ft/h	5	0.21
5	bajar nuevamente	4	0.17
6	perforar hasta fin de la curva (2793' @ 88°) ROP=59 ft/h	2.9	0.12
7	circular y viaje de toda la curva	3	0.13
8	Sacar sarta ROP=558 ft/h	5	0.21
9	armar y bajar BHA con motor articulado	5	0.21
10	realizar sección horizontal, perforar con broca de 6 1/8" hasta TD- incluye viaje a mitad de sección	18.0	0.75
11	circular fondos y tomar desviación	0.5	0.02
12	viaje corto hasta el zapato de 7"	3.0	0.13
13	circular y bombear píldoras de alta y baja reología	0.5	0.02
14	sacar sarta hasta zapato de 7" y bombear píldoras de alta y baja reología	0.0	0.00

Tabla 13. (Continuación)

No. Total de act	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS
15	sacar sarta hasta la base de la tangente y bombear píldoras de alta y baja reología	0.0	0.00
16	sacar sarta y quebrar herramientas direccionales ROP=616 ft/h	6.0	0.25
	Corrida de malla pre empacadas de 3 1/2"	21.0	0.88
1	Adecuar equipo, armar herramientas de manejo de malla de 3 1/2"	1.0	0.04
2	Reunión pre operacional para corrida de mallas	0.5	0.02
3	corrida de malla de 3 1/2", sarta interna (wash pipe 2 3/8")	8.0	0.33
4	Reunión pre operacional para asentamiento del empaque	0.5	0.02
5	M/U side entry sub, sentar Pkr y probar. Quebrar herramientas y líneas unidad para sentar Pkr	3.0	0.13
6	Desplazar lodo por agua filtrada. Quebrar wash pipe y herramientas manejo Pkr + 3 1/2}2 DP	8.0	0.33
No. Total de act	POZO A REALIZAR (RADIO CORTO)		
4	DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN	HORAS	DIAS
No. De Act	FASE DE COMPLETAMIENTO	18.0	0.75
	POSICIONAMIENTO DE LA BOMBA ESP	15	0.63
1	Reunión pre operacional. Adecuar equipo y armar herramientas para manejo de tubing de 4 1/2"	1	0.04
2	Correr ensamblaje ESP	12	0.50
3	Instalar colgador, pasar cable plano a través de sección C	2	0.08
	CABEZAL DE POZO & BOP	3	0.13
1	Cabezal de pozo & BOP	3	0.13
	TIEMPO TOTAL DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO	178.9	7.45

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 90. Modificada por los autores

Como se puede observar en la **Tabla 13** el número de actividades presentes en la sección de 12 ¼” es de 17 dando un total de 23.5 horas (0.98 día(s)), el número de actividades presentes en la sección de 8 ½” es de 22 dando un total de 47.9 horas (dos (2) día(s)), el número de actividades presentes en la sección de 6 1/8” es de 22 dando un total de 94.4 horas (3.93 día(s)) y el número de actividades presentes en el completamiento es de cuatro (4) dando un total de 18 horas (0.75 día(s)), todas las secciones de la perforación junto con el completamiento dan un total de 65 actividades a realizar en todo el trabajo sumando un total de 178.9 horas lo que es igual a 7.45 días de trabajo.

4.3 TABLA RESUMEN DE LOS TRABAJOS

La **Tabla 14** presenta un breve resumen de la tabla presentada en el numeral **4.1 – pág. 80**.

Tabla 14 Resumen de la perforación del Pozo RB-X

FASE	PROFUNDIDAD MD (ft)	TIEMPO (horas – días)	ROP (ft/hora)
12 ¼”	250	23.5 – 0.98	62.5
8 ½”	250 – 3388.37	135 – 5.63	53.2
6 1/8”	3388.37 – 4243.4	63.5 – 2.65	47.5
COMPLETAMIENTO		18 – 0.75	

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 96. Modificada por los autores

La **Tabla 15** presenta un breve resumen de la tabla presentada en el numeral **4.2 – pág. 86**.

Tabla 15 Resumen de la perforación del Pozo RB-Y

FASE	PROFUNDIDAD MD (ft)	TIEMPO (horas – días)	ROP (ft/hora)
12 ¼”	250	23.5 – 0.98	62.5
8 ½”	250 – 2400	47.5 – 2.00	250
6 1/8”	2400 – 3693.42	88.9 – 3.93	51.2
COMPLETAMIENTO		18 – 0.75	

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 90. Modificada por los autores

4.4 ELECCIÓN SEGÚN PARAMETROS TÉCNICOS DE LA PERFORACIÓN

Según los numerales anteriores, se pudo apreciar la cantidad de actividades a realizar en las diferentes perforaciones (70 para el diseño de sección negativa y 66

para el diseño de radio corto) y los tiempos que requieren (240 horas igual a 10 días en el diseño de sección negativa y 178.9 horas igual a 7.45 días para el diseño de radio corto). Como conclusión se puede dar una elección clara a la opción de perforación de radio corto ya que ofrece lo que cualquier compañía operadora busca y es el requerimiento de menos tiempo para su construcción (61.1 horas igual 2.55 días) debido a que minimiza la cantidad de trabajo direccional en comparación a la perforación de sección negativa, ya que solo requiere de la construcción de una curva y no tres, lo que ofrece una llegada al yacimiento más rápida.

En la **Tabla 16** se presenta el análisis de riesgos de ambos pozos, en dicha tabla se mencionan problemas de pérdida de del plan direccional, este problema se genera cuando el pozo posee un DLS muy elevado y puesto que el diseño de perforación del pozo RB-Y posee un DLS de 63.39°/100 ft, riesgo tiene mayor probabilidad de ocurrir y debido a que el pozo de sección negativa no tiene problema con el riesgo de quiebre de tuberías y menos propenso a una pérdida del plan direccional, es bueno mostrar la ventaja que posee también este tipo de pozo.

Analizando los análisis de riesgos y los tiempos a utilizar, el pozo con mayor ventaja para su utilización es el pozo de radio corto, debido a que pese su alto riesgo debido a su DLS alto, permite conseguir tiempos más bajos aun teniendo que realizar las respectivas revisiones de sus herramientas.

Según se presenta en la **Gráfica 6 - p. 61, Gráfica 9 – p. 64, Gráfica 14 – p. 78 y Gráfica 15 – p. 79** asociadas al torque generado en la perforación, se aprecia que el pozo RB-Y posee un menor torque máximo menor en un 20%, lo que genera que la torsión en la tubería del pozo RB-X pueda presentar un mayor rango de fatiga, a continuación, realizando un análisis en la **Gráfica 7 – p. 62, Gráfica 10 – p. 65, Gráfica 16 – p. 80 y Gráfica 17 – p.81**, las cuales se asocian a la pérdida de presión Vs el rango de bombeo a utilizar se encuentra que en el pozo RB-X se presenta una pérdida de presión mayor en un 9% con respecto al pozo RB-Y, lo que resalta que la elección de los pozos de diseño igual al RB-Y resulta más factible de realizar.

Por ultimo según los datos obtenidos por el simulador en cuanto al Índice de Dificultad Direccional (DDI) se obtuvo un valor para el Pozo RB-X de 5.68 y un valor de 5.2 RB-Y, lo que resulta según la **Tabla 4 – p. 57** que ambos pozos resultan poco tortuosos, así que ambos pueden ser realizados en el Campo Rubiales.

Tabla 16. Análisis de riesgos de los pozos RB-X y RB-Y

RIESGO	POZO SECCIÓN NEGATIVA	POZO RADIO CORTO	MITIGACIÓN	CAUSA
Quiebre de tubería BHA	no	si	No rotar y si se rota controlar las horas de rotación de los elementos que están en la curva, no sobrepasar las 40 horas de trabajo y sacar tubería para cambio	rotar en DLS altos
Pega diferencial	si	si	Identificar presiones de poro de las formaciones arenosas para tratar de ir máximo 0.4 o 0.5 ppg arriba de la presión de poro. Si el yacimiento es depletado colocar un revestimiento al tope para poder perforar la sección de interés con menor densidad de lodo. si se requiere bajar lodo de 8.3 ppg, se puede utilizar base ACPM y/o inyección de N2 al lodo base agua	ir con sobrebalance mayores de una libra y dejar quieta la tubería
Pega mecánica	si	si	Durante los viajes de tubería controlar la velocidad de sacada o metida y tener descripción completa de cada elemento del BHA. No aplicar tensión o peso mayor del 80% del peso del BHA. Bajar con el bent sub orientado.	viajar muy rápido y aplicar demasiada tensión o peso al momento de la pega

Tabla 16. (Continuación)

empaquetamiento por derrumbe	si	si	Realizar un buen estudio de geopresiones y/o pozos offset.	Baja densidad de lodo, falta de productos en el lodo.
empaquetamiento por falta de limpieza	si	si	Correr software de limpieza, y si se requiere aumentar el galonaje y aumentar las propiedades reológicas del lodo (yield point), y aumentar los tiempos de circulación	Altas ROP combinado con bajas propiedades reológicas de lodo, bajo caudal, falta de píldoras de limpieza y bajo tiempo de circulación.
pérdida del plan direccional	si	si	Realizar un buen ajuste al bent que se utilice, revisar cuidadosamente los surveys que se realicen e igualmente hacer un análisis a las horas de trabajo de las herramientas a utilizar	baja respuesta de la formación

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X y RB-Y. Marzo de 2016 y Octubre de 2017. p. 94 y p.92. Modificada por los autores.

5. ANÁLISIS FINANCIERO

La empresa de servicios Halliburton Latin America SRL sucursal Colombia, ha realizado el diseño de un pozo horizontal de radio corto, debido a los tiempos y costos de los diseños de pozos horizontales utilizados actualmente en Campo Rubiales conocidos como pozos horizontales con sección negativa, el objetivo del proyecto es reducir tiempos mediante la implementación del diseño de pozos horizontales de radio corto, los cuales se logran a partir del uso de herramientas direccionales articuladas, las cuales logran un radio de curva menor entre 50 y 95 ft.

La evaluación financiera se realizara desde el punto de vista de una compañía de servicios, se utiliza como unidad monetaria de valor constante el dólar estadounidense (USD), el horizonte de tiempo es de un año con periodos trimestrales, Para evaluar este proyecto se utilizara la metodología del valor presente neto (VPN), adicionalmente se hacen análisis de costos de inversión y costos de operación bajo dos escenarios. Estableciendo una tasa de interés de oportunidad (TIO) del doce por ciento (12%) efectivo anual.

5.1 COSTOS DE INVERSIÓN – (CAPEX)

El termino CAPEX hace referencia a la cantidad de inversiones como por ejemplo los equipos, propiedades o edificios industriales. Por parte de una empresa con el fin de aumentar la capacidad y la eficiencia de esta.

A continuación se presentan los análisis de inversión para los dos escenarios.

5.1.1 Escenario 1. Corresponde a los costos necesarios para la perforación de un pozo RB-X (pozo horizontal con sección negativa), debido a que la perforación de este pozo no requiere de herramientas nuevas ya que el pozo necesita de herramientas convencionales, no se requiere hacer ningún tipo de inversión.

5.1.2 Escenario 2. Corresponde a los costos necesarios para la perforación de un pozo RB-Y (pozo horizontal de radio corto). Debido a que esta clase de pozos tienen un ángulo de construcción entre 60 y 143°/100FT siendo este mas agresivo que los pozos horizontales convencionales. El radio corto requiere de herramientas articuladas como lo son el motor, el MWD y LWD el cual se incluye en los costos del MWD.

Los costos de las herramientas para la realizar un pozo RB-Y de radio corto se detalla en la **Tabla 17**.

Tabla 17 Costos herramientas pozo RB-Y radio corto

HERRAMIENTA	USD
motor 4 3/4"	100.000
MWD 4 3/4"	220.000
TOTAL	\$320.000

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 82. Modificada por los autores.

En la **Tabla 18** se presentan los costos de inversión

Tabla 18 Costos de inversión Pozo RB-Y

PERIODO	DESCRIPCIÓN	USD
0	Herramientas	\$320.000

5.2 ANÁLISIS COSTOS OPERACIÓN (OPEX)

Este término hace referencia a los costos necesarios para el desarrollo o la ejecución de un negocio o un proyecto. Es decir los costos operativos para la realización de cada uno de los pozos en estudio.

En la **Tabla 19** se presenta la proyección de la siguiente campaña de perforación a realizar.

Tabla 19 Campaña de perforación a proponer

PERIODO (TRIMESTRALES)	# POZOS
1	2
2	3
3	2
4	3

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 84. Modificada por los autores.

A continuación se relacionan los costos que debe invertir la compañía para poder llevar a cabo el servicio de perforación de pozos horizontales con geometría igual a la del Pozo RB-X y el Pozo RB-Y.

5.2.1 Escenario 1. En la **tabla 20** se muestran los costos de operación para perforar el Pozo RB-X (Pozo horizontal con sección negativa).

Tabla 20 Costos de operación para el Pozo RB-X

OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN	COSTOS (USD)
MOVILIZACIÓN	De-movilización (por pozo)	\$4,636
	Movilización entre pozos (camiones)	\$33,333
	Movilización entre pozos (herramientas)	\$41,317
	Sub-Total	\$ 79,286.7
SERVICIOS DE PERFORACIÓN	Operación de herramientas (por día)	\$177,414
	Sub-Total	\$ 177,413.9
	Registros eléctricos / perforaciones	\$30,597
	Fluidos de perforación	\$85,000
	Bombeo / Unidad de Cemento /Aditivos	\$30,000
	Unidad de geología	\$18,375
	Operaciones de Empaquetamiento de Grava	\$150,000
	Herramientas Direccionales & MWD	\$102,880.00
	Sub-Total	\$ 416,851.7
	Herramientas de fondo	\$1,642
	Sub-Total	\$ 1,642.2
	Inspección	\$6,573
Sub-Total	\$ 6,573.3	
SUPERVISIÓN	META supervisión	\$4,641
	Supervisión externa + técnico	\$14,474
	Sub-Total	\$ 19,115.0
BROCAS & CONTROL DE CONTAMINACIÓN	Brocas	\$812
	(TFM) Ingeniero de Lodos & productos	
	Control de contaminación	\$95,783
	Sub-Total	\$ 96,595.0
TANGIBLES	Casing (Superficie & Producción).	\$122,428
	Cabezal de pozo + x-mastree	\$11,577
	Tubería de Completamiento y accesorios ESP	\$176,320
	Skid de Compltamiento + SUT	\$136,850
	Sub-Total	\$ 447,174.4
Total Perforación		\$797,478
Total Completamiento		\$447,174
Total Perforación & Completamiento		\$1,244,652

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016. p. 90. Modificada por los autores.

En la **Tabla 21** Se presentan los costos totales de la campaña de perforación para el Pozo RB-X Pozo horizontal sección negativa.

Tabla 21 Costos de operación de la campaña de pozos con geometría igual al diseño RB-X

PERIODO	COSTO POR POZO	# DE POZOS	USD
1	1.244.652	2	2'489.304
2	1.244.652	3	3'733.956
3	1.244.652	2	2'489.304
4	1.244.652	3	3'733.956

5.2.2 Escenario 2. En la **Tabla 22** se muestran los costos de operación para perforar el Pozo RB-Y (pozo horizontal de radio corto).

Tabla 22 Costos de operación para el Pozo RB-Y

OPERACIÓN	DESCRIPCIÓN	COSTOS (USD)
MOVILIZACIÓN	De-movilización (por pozo)	\$ 4,636.0
	Movilización entre pozos (camiones)	\$ 27,395.6
	Movilización entre pozos (herramientas)	\$ 41,317.3
	Sub-Total	\$ 73,348.9
SERVICIOS DE PERFORACIÓN	Operación de herramientas (por día)	\$ 143,965.1
	Sub-Total	\$ 143,965.1
	Registros eléctricos / Perforaciones	\$ 30,597.0
	Fluidos de perforación	\$ 80,000.0
	Bombeo / Unidad de Cemento /Aditivos	\$ 29,999.7
	Unidad de geología	\$ 13,781.6
	Herramientas Direccionales & MWD	\$ 102,880.0
	Sub-Total	\$ 257,258.3
	Herramientas de fondo	\$1,642
	Sub-Total	\$ 1,642.2
Inspección	\$ 6,259.9	
Sub-Total	\$ 6,259.9	
SUPERVISIÓN	META supervisión	\$ 4,641.0
	Supervisión externa + técnico	\$ 12,417.6
	Sub-Total	\$ 17,058.6

Tabla 22. (Continuación)

		Brocas	\$ 812.0
BROCAS & CONTROL DE CONTAMINACIÓN	(TFM) Ingeniero de Lodos & productos		
	Control de contaminación		\$ 82,517.7
	Sub-Total		\$ 83,329.7
TANGIBLES	Casing (Superficie & Producción).		\$ 116,306.2
	Cabezal de pozo + x-mastree		\$ 11,576.8
	Tubería de Completamiento y accesorios ESP		\$ 158,349.9
	mallas preempacadas		\$ 140,000.0
	Skid de Completamiento + SUT		\$ 136,850.0
	Sub-Total		\$ 563,082.8
Total Perforación			\$582,863
Total Completamiento			\$563,083
Total Perforación & Completamiento			\$1,145,946

Fuente. HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2017. p. 80. Modificada por los autores.

En la **Tabla 23** Se presentan los costos totales de la campaña de perforación para el Pozo RB-Y Pozo horizontal de radio corto.

Tabla 23 Costos de operación de la campaña de pozos con geometría igual al diseño RB-Y

PERIODO	COSTO POR POZO	# DE POZOS	USD
1	1'145,946	2	2'291.892
2	1'145,946	3	3'437.838
3	1'145,946	2	2'291.892
4	1'145,946	3	3'437.838

5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

Este subcapítulo tiene como propósito Evaluar la viabilidad financiera del proyecto de perforación de radio corto contra la perforación con sección negativa utilizando la metodología del Valor Presente Neto (VPN).

5.3.1 Valor Presente Neto (VPN). Es un indicador financiero que consiste en poner en pesos de hoy los futuros ingresos y egresos necesarios para la elaboración del proyecto. Al usar el VPN los ingresos se toman con el signo positivo y los egresos se toman con el signo negativo y se ubican en la línea de tiempo.

La ecuación matemática del indicador VPN se presenta en la **Ecuación 5**.

Ecuación 5 Expresión matemática del valor presente neto

$$VPN(TIO) = \left(\frac{INGRESOS}{(1+TIO)^1} \right) - \left(\frac{COSTOS}{(1+TIO)^1} \right) + \left(\frac{INGRESOS}{(1+TIO)^2} \right) - \left(\frac{COSTOS}{(1+TIO)^2} \right) + \dots + \left(\frac{INGRESOS}{(1+TIO)^n} \right) - \left(\frac{COSTOS}{(1+TIO)^n} \right)$$

VPN = Valor Presente Neto

TIO = Tasa de Interés de Oportunidad

n = Periodos

Fuente. BACA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor presente neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava edición. p.197.

Teniendo en cuenta que se usa la metodología del valor presente neto (VPN), el resultado se interpreta en dólares de hoy cuánto cuesta el proyecto.

5.3.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). Según Bacca, es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar el proyecto. Es decir, Es la tasa utilizada para calcular el valor actual neto de los flujos futuros de caja del proyecto, o la rentabilidad mínima brindada por el proyecto. Para realizar la evaluación financiera se utilizara una tasa interés de oportunidad (TIO) del 12% anual.

El proyecto utiliza periodos trimestrales por lo tanto es necesario convertir la TIO anual a una TIO trimestral. Para realizar este cambio de tasa se utilizara la **Ecuación 6**.

Ecuación 6 Conversión de la Tasa de Interés de Oportunidad

$$TASA DE INTERÉS DE OPORTUNIDAD TRIMESTRAL = \sqrt[n_2]{(1 + EA)^{n_1}}$$

EA = Tasa de interés de oportunidad anual

n1 = Periodos tasa antigua

n2 = Periodos tasa nueva

Fuente. BACA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor presente neto. Capítulo 2. Fondo Educativo Panamericano. Octava edición. P 22.

Solución de la **Ecuación 6** para obtener la tasa trimestral

$$TASA DE INTERÉS DE OPORTUNIDAD TRIMESTRAL = \sqrt[4]{(1 + 0.12)^1} = 0.02873 = 2.87\%$$

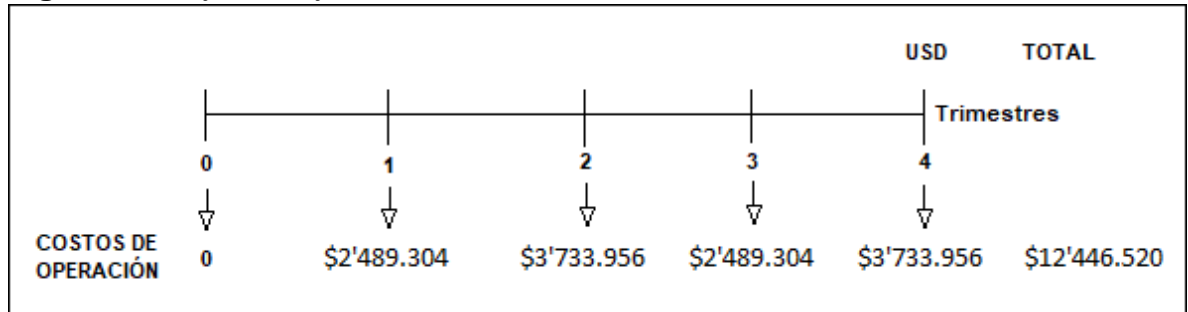
Obteniendo una TIO trimestral del 2,87% se procede a realizar los dos flujos de caja para los dos escenarios del proyecto.

5.4 FLUJOS DE CAJA

Representación gráfica de un proyecto en donde se indican los ingresos y/o egresos de un proyecto en el momento requerido o generado. A continuación elaboramos los flujos de caja por escenario.

5.4.1 Escenario 1. En la **Figura 10** se presenta el flujo de caja del escenario 1 para la campaña de perforación propuesta

Figura 10 Flujo de caja escenario 1



A continuación en la **Ecuación 7** se calcula el Valor Presente Neto (VPN).

Ecuación 7 Valor Presente Neto – campaña de perforación RB-X

$$\begin{aligned}
 \text{VPN} (0.0287) &= - \left(\frac{2'489.304}{(1+0.0287)^1} \right) - \left(\frac{3'733.956}{(1+0.0287)^2} \right) - \left(\frac{2'489.304}{(1+0.0287)^3} \right) - \left(\frac{3'733.956}{(1+0.0287)^4} \right) \\
 \text{VPN} (0.0287) &= - 2'419.854 - 3'528.513 - 2'286.713 - 3'334.373 \\
 \text{VPN} (0.0287) &= -11'569.453
 \end{aligned}$$

5.4.2 Escenario 2. En la **Figura 11** se presenta el flujo de caja del escenario 2 para la campaña de perforación propuesta

Figura 11 Flujo de caja escenario 2

	0	1	2	3	4	TOTAL
					USD	
					Trimestres	
COSTOS DE INVERSIÓN	\$320.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$320.000
COSTOS DE OPERACIÓN	\$0	\$2'291.892	\$3'437.838	\$2'291.892	\$3'437.838	\$11'459.460
TOTAL EGRESOS	\$320.000	\$2'291.892	\$3'437.838	\$2'291.892	\$3'437.838	\$11'779.460

A continuación en la **Ecuación 8** se calcula el Valor Presente Neto (VPN).

Ecuación 8 Valor Presente Neto – campaña de perforación RB-Y

$$\text{VPN (0.0287)} = - \left(\frac{320.000}{(1+0.0287)^0} \right) - \left(\frac{2'291.892}{(1+0.0287)^1} \right) - \left(\frac{3'437.838}{(1+0.0287)^2} \right) - \left(\frac{2'291.892}{(1+0.0287)^3} \right) - \left(\frac{3'437.838}{(1+0.0287)^4} \right)$$

$$\text{VPN (0.0287)} = - 320.000 - 2'227.950 - 3'248.687 - 2'105.368 - 3'069.944$$

$$\text{VPN (0.0287)} = -10'971.949$$

5.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la mejor opción para la compañía operadora durante el próximo año es implementar el diseño de perforación de los pozos RB-Y (pozo horizontal de radio corto), porque le representa un ahorro en costos a dólares de hoy del 5.16% (\$597.504), frente al diseño de Pozo horizontal de sección negativa RB-X, originado en la reducción de tiempos de perforación.

6. CONCLUSIONES

- En la columna estratigráfica las formaciones más inestables por ser blandas son la unidad C1 y la unidad C2, por este motivo resulta más sencillo atravesarla con un diseño de perforación como lo es el radio corto ya que lo hace de forma vertical, no como en el diseño de perforación de sección negativa la cual debe atravesarla utilizando un DLS diferente de 0° .
- Debido a que la sección vertical se encuentra muy alejada del aterrizaje de los pozos horizontales de radio largo (1200 ft), resulta factible realizar un pozo con sección negativa o de un pozo de radio corto los cuales alcanzan un aterrizaje a 140.9 ft de la sección vertical.
- El diseño de sección negativa requiere de una geometría la cual puede llegar a ser difícil debido a que posee tres etapas de construcción con dos tangentes entre ellas (1120 ft y 2524.15 ft MD), obteniendo un DLS máximo de $5.81^\circ/100$ ft, tal geometría puede enfrentarse con herramientas direccionales convencionales como los son el motor de desplazamiento positivo.
- Para el diseño de radio corto se obtuvo un DLS máximo de $63.39^\circ/100$ ft lo que hace que logre llegar a los 88° de inclinación en tan solo 138.82 ft para posteriormente continuar la construcción hasta llegar a la inclinación de 90° a una tasa de $1.75^\circ/100$ ft utilizando un motor articulado el cual posee la cualidad de poderse introducir en tal curva, a comparación de los motores convencionales de desplazamiento positivo.
- Al realizar la comparación técnica de los dos tipos de diseño de perforación se concluye que ambos pueden aterrizar en el mismo punto de interés pero el diseño de perforación horizontal con sección negativa tiene una profundidad total de 4243.4 ft MD lo que lo hace 549.98 ft mayor que el diseño de perforación horizontal de radio corto el cual tiene una profundidad de 3693.42 ft MD.
- El diseño de radio corto resulta más favorable a la hora de enfrentarse a tortuosidades presentes durante una operación de perforación debido a que solo requiere de una curva de construcción a 2540 ft comparado con el diseño de sección negativa que requiere de tres construcciones de curva a las profundidades de 400 ft a una tasa de $2.5^\circ/100$ ft, 1300 ft a una tasa de $5.53^\circ/100$ ft y 2524.15 ft a una tasa de $5.81^\circ/100$ ft.
- Con el desarrollo del diseño se lograron determinar las actividades del diseño de perforación de radio corto (66 actividades) y así posteriormente realizar la

comparación con los tiempos del diseño de sección negativa (70 actividades), concluyendo que el nuevo diseño requiere de un total de cuatro (4) actividades menos que las presentadas en el diseño actual sumando una diferencia de tiempo de 2.59 días.

- Al utilizar la metodología del Valor Presente Neto (VPN) como indicador financiero, se encontró que el proyecto es viable realizarlo, debido a que el nuevo diseño reduce los costos al día de hoy en \$796.118 (7.58%), respecto al pozo horizontal con sección negativa implementado en el Campo Rubiales.

7. RECOMENDACIONES

- Aplicar el diseño de perforación de radio corto para la próxima campaña de pozos horizontales y a campos con características similares al Campo Rubiales.
- Monitorear las horas de trabajo realizadas por las articulaciones utilizadas en el BHA del pozo horizontal de radio corto, debido que poseen una vida útil entre 40 y 50 horas de trabajo.
- Realizar un seguimiento cada 30 ft del arrastre y torque de la sarta de perforación durante la construcción de la curva del pozo horizontal radio corto para verificar que la torsión generada durante la perforación no desgaste completamente la mencionada.
- Inspeccionar la tubería en nivel 5 después de cada utilización para revisar su integridad.

BIBLIOGRAFÍA

BACA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor presente neto. Capítulo 2. Fondo Educativo Panamericano. Octava edición. 2003.

CAMACHO RUIZ, Ricardo. “Pozos horizontales y/o alto ángulo como estrategia para la explotación del campo chicontepec”. Internet: (<https://core.ac.uk/download/pdf/33661829.pdf>).

CONCENTRA. Inteligencia en energía. Reservas probadas y probables en Pacific Rubiales. 2012.

HALLIBURTON. Presentación Tecnología Radio Corto. Marzo de 2016.

HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-W. Abril de 2016.

HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-X. Marzo de 2016.

HALLIBURTON. Programa de Perforación Direccional Pozo RB-Y. Octubre de 2016.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 33p. c.

_____. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Bogotá D.C.: El instituto, 2008. 36p. 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá D.C.: El instituto, 1998. 23p.

J. DE PORTA., Amérique Latine Colombie, Volumen 4, Fascicule 4 b, Paris 1974.

M. JULIVERT., Amérique Latine Colombie, Volumen V, Fascicule 4^a, parís 1968.

METAPETROLEUM CORP. PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. Gerencia de yacimientos. Base de datos Campo Rubiales. Noviembre de 2011.

PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. ACIPET. “Improved Heavy Oil Recovery by Drilling Horizontal Wells in Rubiales Field, Colombia”. Trabajo SPE 153581-PP. Presentado en SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. México-Ciudad de México. 2012.

PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. ACIPET. Incremento en el recobro de crudos pesados mediante la perforación de pozos horizontales – Campo Rubiales– Colombia. 2011.

PACIFIC RUBIALES ENERGY, META PETROLEUM CORP. Geología General Rubiales 2005.

PACIFIC RUBIALES ENERGY. Estudio integrado de yacimientos. Rubiales. Gerencia de yacimientos. Enero 2010.

PACIFIC RUBIALES. Área de producción. Informe Técnico Anual, 2010.

RODRIGUEZ, Cristian Benjamin, “Perforación Direccional”. Internet: (<https://prezi.com/heiyl6plcct/perforacion-direccional/>).

SPE (Society of Petroleum Engineers), Evolution of drilling technology in mature reservoirs of lake Maracaibo: short-radius reentries, horizontal wells and highly deviated wells. septiembre 2016.

SPE (Society of Petroleum Engineers), Overcoming formation evaluation challenges in short radius re-entry wells in aging reservoirs. Septiembre 2016.

SPE (Society of Petroleum Engineers), SHORT RADIUS DRILLING SYSTEM. Septiembre 2016.


UNIPAMPLONA, “Norma Técnica Colombiana – NTC 1486”. Internet: (http://www.unipamplona.edu.co/unipamplona/portallG/home_15/recursos/01_general/09062014/n_icontec.pdf).

ANEXOS

ANEXO A.
SURVEY POZO RB-X

Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD below System (ft)	Vertical Depth (ft)	Local Coordinates		Map Coordinates		Dogleg Rate (°/100ft)	Vertical Section (ft)	Comments
					Northing (ft)	Easting (ft)	Northing (m)	Easting (m)			
0.00	0.00	0.00	-844.64	0.00	0.00 N	0.00 E	909,083.70	959,653.28	0.00	0.00	
250.00	0.00	0.00	-394.64	250.00	0.00 N	0.00 E	909,083.70	959,653.28	0.00	0.00	Casing 9 5/8" @ 250.00 ft MD
400.00	0.00	0.00	-244.64	400.00	0.00 N	0.00 E	909,083.70	959,653.28	0.00	0.00	KOP @ 400.00 ft MD with DLS= 2.50 °/100ft
500.00	2.50	330.00	-144.67	499.97	1.89 N	1.09 W	909,084.28	959,652.95	2.50	-1.45	
600.00	5.00	330.00	-44.89	599.75	7.55 N	4.36 W	909,086.00	959,651.95	2.50	-5.78	
700.00	7.50	330.00	54.50	699.14	16.98 N	9.80 W	909,088.88	959,650.29	2.50	-13.00	
800.00	10.00	330.00	153.33	797.97	30.15 N	17.41 W	909,092.89	959,647.97	2.50	-23.08	
900.00	12.50	330.00	251.40	896.04	47.05 N	27.16 W	909,098.04	959,645.00	2.50	-36.02	
1,000.00	15.00	330.00	348.53	993.17	67.63 N	39.05 W	909,104.32	959,641.38	2.50	-51.77	
1,100.00	17.50	330.00	444.53	1,089.17	91.86 N	53.04 W	909,111.70	959,637.12	2.50	-70.32	
1,120.00	18.00	330.00	463.57	1,108.21	97.14 N	56.09 W	909,113.31	959,636.19	2.50	-74.37	End Of Build @ 1120.00 ft MD
1,200.00	18.00	330.00	539.66	1,184.30	118.55 N	68.45 W	909,119.84	959,632.42	0.00	-90.76	
1,300.00	18.00	330.00	634.76	1,279.40	145.31 N	83.90 W	909,127.99	959,627.71	0.00	-111.24	Continue Build / Start Turn @ 1300.00 ft MD with DLS= 5.53 °/100ft
1,400.00	13.38	318.57	731.03	1,375.67	167.39 N	99.29 W	909,134.72	959,623.02	5.53	-127.30	
1,500.00	9.75	297.37	829.03	1,473.67	179.97 N	114.48 W	909,138.56	959,618.39	5.53	-134.42	
1,541.55	8.83	284.27	870.04	1,514.68	182.37 N	120.70 W	909,139.29	959,616.49	5.53	-134.73	Leon
1,600.00	8.48	262.77	927.84	1,572.48	182.94 N	129.33 W	909,139.46	959,613.86	5.53	-132.54	
1,700.00	10.46	230.80	1,026.54	1,671.18	176.27 N	143.69 W	909,137.43	959,609.48	5.53	-121.66	
1,800.00	14.42	212.53	1,124.21	1,768.85	160.02 N	157.43 W	909,132.48	959,605.30	5.53	-101.89	
1,900.00	19.16	202.54	1,219.94	1,864.58	134.34 N	170.42 W	909,124.65	959,601.34	5.53	-73.42	
2,000.00	24.23	196.49	1,312.83	1,957.47	99.48 N	182.55 W	909,114.02	959,597.64	5.53	-36.52	
2,082.75	28.55	193.06	1,386.95	2,031.59	63.91 N	191.85 W	909,103.18	959,594.81	5.53	0.16	C1
2,100.00	29.46	192.47	1,402.03	2,046.67	55.76 N	193.69 W	909,100.70	959,594.24	5.53	8.48	
2,200.00	34.78	189.57	1,486.70	2,131.34	3.58 N	203.75 W	909,084.79	959,591.18	5.53	61.16	
2,207.38	35.17	189.39	1,492.75	2,137.39	0.59 S	204.45 W	909,083.52	959,590.96	5.53	65.34	C2
2,283.35	39.25	187.69	1,553.24	2,197.88	46.02 S	211.24 W	909,069.67	959,588.90	5.53	110.58	C3
2,300.00	40.15	187.36	1,566.05	2,210.69	56.56 S	212.63 W	909,066.46	959,588.47	5.53	121.02	
2,391.50	45.09	185.73	1,633.36	2,278.00	118.10 S	219.65 W	909,047.70	959,586.33	5.53	181.61	End Of Build / Start Tangent ESP @ 2391.50 ft MD
2,400.00	45.09	185.73	1,639.36	2,284.00	124.09 S	220.26 W	909,045.88	959,586.15	0.00	187.48	
2,460.00	45.09	185.73	1,681.72	2,326.36	166.37 S	224.50 W	909,032.99	959,584.85	0.00	228.93	Hold Angle at 45.09°Inc and 185.73°Azi
2,500.00	45.09	185.73	1,709.95	2,354.59	194.56 S	227.33 W	909,024.40	959,583.99	0.00	256.57	
2,524.15	45.09	185.73	1,727.00	2,371.64	211.58 S	229.04 W	909,019.21	959,583.47	0.00	273.25	Continue Build & Turn / End of Tangent ESP @ 2524.15 ft MD with DLS= 5.81 °/100ft
2,600.00	49.38	187.10	1,778.49	2,423.13	266.90 S	235.29 W	909,002.35	959,581.57	5.81	327.70	
2,700.00	55.05	188.66	1,839.74	2,484.38	345.15 S	246.16 W	908,978.50	959,578.25	5.81	405.36	
2,800.00	60.75	190.01	1,892.86	2,537.50	428.69 S	259.92 W	908,953.04	959,574.06	5.81	488.96	

Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD below System (ft)	Vertical Depth (ft)	Local Coordinates (ft)		Map Coordinates (m)		Dogleg Rate (°/100ft)	Vertical Section (ft)	Comments
					Northing	Easting	Northing	Easting			
2,900.00	88.45	191.22	1,937.31	2,581.95	516.89 S	278.44 W	908,926.22	959,569.02	5.81	577.65	
2,952.36	89.44	191.82	1,956.97	2,601.61	564.23 S	286.14 W	908,911.72	959,566.07	5.81	625.82	ARENISCAS_BASALES
3,000.00	72.16	192.33	1,972.64	2,617.28	608.22 S	295.55 W	908,898.32	959,563.20	5.81	670.53	
3,045.89	74.78	192.82	1,985.69	2,630.33	651.15 S	305.13 W	908,885.23	959,560.28	5.81	714.28	Zona_1
3,100.00	77.88	193.37	1,998.48	2,643.12	702.36 S	317.04 W	908,869.62	959,556.65	5.81	766.62	
3,178.51	82.37	194.16	2,011.94	2,656.58	777.46 S	335.45 W	908,846.73	959,551.04	5.81	843.69	Zona_2
3,200.00	83.60	194.37	2,014.56	2,659.20	798.13 S	340.70 W	908,840.43	959,549.43	5.81	864.96	
3,224.52	85.00	194.61	2,017.00	2,661.64	821.75 S	346.81 W	908,833.23	959,547.57	5.80	889.30	Control Point at 85.00°Inc and 194.61°Azi / Continue Build
3,300.00	86.38	194.61	2,022.67	2,667.31	894.58 S	365.79 W	908,811.03	959,541.79	1.83	964.39	
3,304.49	86.46	194.61	2,022.95	2,667.59	898.92 S	366.93 W	908,809.71	959,541.44	1.83	968.87	Zona_3
3,388.37	88.00	194.61	2,027.00	2,671.64	979.99 S	388.06 W	908,785.00	959,535.00	1.83	1,052.45	End Of Build @ 3388.37 ft MD - Casing 7" @ Landing Point
3,400.00	88.00	194.61	2,027.41	2,672.05	991.24 S	390.99 W	908,781.57	959,534.11	0.00	1,064.05	
3,403.37	88.00	194.61	2,027.52	2,672.16	994.50 S	391.84 W	908,780.58	959,533.85	0.00	1,067.41	Start Build @ 3403.37 ft MD with DLS= 2.00 °/100ft
3,500.00	89.93	194.61	2,029.27	2,673.91	1,087.98 S	416.21 W	908,752.09	959,526.42	2.00	1,163.80	
3,524.06	90.41	194.61	2,029.19	2,673.83	1,111.26 S	422.28 W	908,744.99	959,524.57	2.00	1,187.81	End Of Build @ 3524.06 ft MD
3,600.00	90.41	194.61	2,028.65	2,673.29	1,184.74 S	441.44 W	908,722.59	959,518.73	0.00	1,263.57	
3,700.00	90.41	194.61	2,027.92	2,672.56	1,281.51 S	466.66 W	908,693.10	959,511.04	0.00	1,363.34	
3,800.00	90.41	194.61	2,027.20	2,671.84	1,378.27 S	491.89 W	908,663.60	959,503.35	0.00	1,463.11	
3,900.00	90.41	194.61	2,026.48	2,671.12	1,475.03 S	517.12 W	908,634.11	959,495.66	0.00	1,562.88	Hold Angle at 90.41°Inc and 194.61°Azi
4,000.00	90.41	194.61	2,025.76	2,670.40	1,571.80 S	542.34 W	908,604.62	959,487.97	0.00	1,662.65	
4,100.00	90.41	194.61	2,025.04	2,669.68	1,668.56 S	567.57 W	908,575.12	959,480.29	0.00	1,762.42	
4,200.00	90.41	194.61	2,024.31	2,668.95	1,765.32 S	592.79 W	908,545.63	959,472.60	0.00	1,862.19	
4,243.40	90.41	194.61	2,024.00	2,668.64	1,807.32 S	603.74 W	908,532.83	959,469.26	0.00	1,905.49	TD @ 4243.40 ft MD - Liner 4 1/2" @ TD

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES



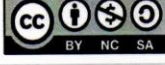
Nosotros **DAVID ANDRES PUENTES ALVAREZ** y **JUAN SEBASTIAN VELASCO GARCIA** en calidad de titulares de la obra **"EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA RADIO CORTO PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO EN EL CAMPO RUBIALES"**, elaborada en el año 2017, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 05 días del mes de Febrero del año 2018.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
David Andres	Puentes Alvarez
Documento de identificación No	Firma
1.019'055.887 Bogotá	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Juan Sebastian	Velasco Garcia
Documento de identificación No	Firma
1.140'851.084 Barranquilla	Juan S. Velasco G.