



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 4 de febrero del 2022

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Samuel Felipe Barón Beltrán, con C.C. No. 1075311217,

Juan Camilo Méndez Medina, con C.C. No. 1110581149,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado _____

ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA DE OSCILACIÓN AXIAL A LA SARTA DE PERFORACIÓN, EN LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO "A" EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES _____

presentado y aprobado en el año 2022 como requisito para optar al título de

Ingeniero de petróleos _____;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Samuel Baron Beltran

EL AUTOR/ESTUDIANTE: Juan Camilo Mendez

Firma: _____

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: _____



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:

ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA DE OSCILACIÓN AXIAL A LA SARTA DE PERFORACIÓN, EN LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO "A" EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Mendez Medina	Juan Camilo
Barón Beltrán	Samuel Felipe

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Amariz Ortíz	Jaime Fernando
Martinez Perez	Javier Andres

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA O POSGRADO: PETRÓLEOS

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2022

NÚMERO DE PÁGINAS: 189

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 3

Diagramas x Fotografías ___ Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general x Grabados ___
Láminas ___ Litografías ___ Mapas ___ Música impresa ___ Planos ___ Retratos ___ Sin ilustraciones ___ Tablas
o Cuadros x

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: Ninguno.

MATERIAL ANEXO: No.

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*): No aplica.

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español

Inglés

- | | |
|--------------------------------|---------------------|
| 1. Cara de la Herramienta | Tool Face |
| 2. Peso sobre la broca | Weight on bit |
| 3. Tasa de penetración | Rate of penetration |
| 4. Deslizamiento estancamiento | Stick - Slip |
| 5. De referencia | OffSet |

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Este proyecto de grado se enfocó en el área de la perforación, desarrollada bajo la línea de perforación direccional y geonavegación en pozos horizontales de largo alcance para un campo "A" de crudo pesado, en la cuenca de los Llanos Orientales. La zona productora se encuentra en un formación relativamente somera, lo que aumenta los problemas encontrados en los pozos de referencia (OffSet), generados por la geometría del pozo y rigidez del BHA. Por ello, se propone analizar el uso de la herramienta Agitator™ la cual fue diseñada para producir una oscilación axial sobre la sarta y así disminuir la fricción entre la tubería y la pared del pozo permitiendo una transferencia de peso suave y continuo que optimizaría el peso hacia la broca y ayude a un mejor control direccional.

Para la ejecución de este proyecto se realizó un análisis comparativo técnico – financiero, implementando la herramienta en tres pozos piloto y comparándolos con tres pozos OffSet. De esta manera se evaluaron los parámetros más relevantes y que presentaron mayores problemas en los pozos de referencia: WOB, ROP y TFO. El análisis financiero fue determinado por la ROP promedio en esta sección de la perforación, con la cual se pudo establecer la viabilidad económica de la implementación de la herramienta.



ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The project was technically and financially analyzed using an axial oscillation tool (Agitator TM) that's capable to give and improvement optimization in directional drilling in the geo-navigation section, in order to make a comparison in the performance that had the wells with the implementation of the tool vs the reference wells (Offset).

For the execution of this project, the tool was implemented in three pilot wells, applying a selection of the parameters and the location of the appropriate tool to achieve the greatest benefit from it. The analysis was carried out by comparing three Offset reference wells and the three wells of the implementation of the tool, the most relevant parameters that were evaluated and that presented problems in the reference wells: WOB, ROP, TQ and TFO. The criteria for the analysis of these parameters were centered on a comparative table where the performance of each offset well was evaluated one by one next to the AgitatorTM wells, after which a detailed analysis is made for the directional behavior for each well, its problems and limitations presented during geo-navigation, and at the end its directional trajectory graphed in 3D is shown compared to the planned directional trajectory to determine the degree of efficiency in the operation. The financial analysis was determined by the average ROP in this section of the drilling, thanks to that was possible to establish the economic viability of the implementation of the tool.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: NO APLICA

Firma: NO APLICA

Nombre Jurado: LUIS HUMBERTO ORDUZ

Firma:

Nombre Jurado: JOSE MIGUEL GALINDO

Firma:

**ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA
HERRAMIENTA DE OSCILACIÓN AXIAL A LA SARTA DE PERFORACIÓN,
EN LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO "A" EN
LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

**SAMUEL BARON BELTRAN
JUAN CAMILO MENDEZ MEDINA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA
2020**

**ANÁLISIS TÉCNICO-FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UNA
HERRAMIENTA DE OSCILACIÓN AXIAL A LA SARTA DE PERFORACIÓN,
EN LA PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN EL CAMPO "A" EN
LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES**

**SAMUEL BARON BELTRAN
JUAN CAMILO MENDEZ MEDINA**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

**JAIME FERNANDO AMARIZ
Ingeniero de petróleos**

Co-Director

**JAVIER ANDRES MARTINEZ
Ingeniero de petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA-HUILA**

2020

NOTA DE ACEPTACIÓN

Jurado

Jurado

DEDICATORIA

Esta tesis de grado se la dedico a mi madre Blanca Medina que ha sido mi motor y mi resiliencia a lo largo de todo este proceso, que con sus cariños y sus palabras me mantuvieron en el camino, a mi novia Diana Suarez que ha estado en los momentos más difíciles apoyándome y motivándome a creer en mí, a mi familia que siempre me aporaron y me inspiraron a continuar sintiéndome orgulloso de mí y mi proceso de aprendizaje, en este reto de convertirme en Ingeniero de Petróleos.

JUAN CAMILO MENDEZ MEDINA

AGRADECIMIENTOS

A mis padres que gracias a su denuedo y valor semestre tras semestre fueron la base fundamental para conseguir un logro más en mi vida, a mis amigos y compañeros de estudio que aportaron su grano de arena para que pudiese afrontar con intrepidez cada objetivo que se me fue presentado, a mi tío Ricardo Barón por su apoyo, y a mis educandos.

- *Samuel Barón Beltrán.*

-

A mi compañero de tesis por que juntos sacamos este trabajo y muchos semestres adelante, al ingeniero Jaime Amariz por su acompañamiento y guía en este proceso, a mi grupo de trabajo universitario “los piticos” por todas esas horas de estudio y dedicación, a mi papá y mis hermanos que desde la distancia me dieron todo su apoyo. Finalmente a los pilares de mi vida; mi mamá, mi familia y mi novia que siempre han estado a mi lado.

JUAN CAMILO MENDEZ MEDINA

TABLA DE CONTENIDO

DEDICATORIA	4
AGRADECIMIENTOS	5
RESUMEN	19
ABSTRACT.	20
1. INTRODUCCIÓN	21
1.1 Planteamiento del problema.	23
2. OBJETIVOS	25
2.1 General.	25
2.2 Objetivos específicos.	25
3. MARCO GEOLÓGICO CAMPO “A”	26
3.1 LOCALIZACIÓN	26
3.2 PERFIL ESTRUCTURAL	27
3.3 ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO “A”	28
3.4 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.	29
3.5 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA PARA EL CAMPO “A”	31
4. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	38
4.1 PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS (definición)	38

4.1.1	PERFORACIÓN DIRECCIONAL, CONCEPTOS Y APLICACIONES.	38
4.1.2	TIPOS DE POZOS SEGÚN SU TRAYECTORIA DIRECCIONAL.	44
4.1.3	CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES DE ACUERDO A SU RADIO DE CURVATURA	48
4.1.4	CONCEPTOS INFLUYENTES EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL	51
4.1.5	CONTROL DIRECCIONAL.	56
4.2	ENSAMBLAJES DE FONDO	58
4.2.1	BHA ROTACIONAL	58
4.2.2	BHA MOTOR DE FONDO	60
4.2.3	BHA MOTORES ORIENTABLES	63
4.2.4	BHA ROTATORIO DIRIGIBLE	64
4.2.5	TIPOS DE BROCAS DE PERFORACIÓN	65
4.2.6	ESTABILIZADORES	67
4.2.7	HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN	69
4.3	HIDRÁULICA.	72
4.3.1	TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN MÁS COMUNES	72
4.3.2	MODELOS REOLÓGICOS	74
4.3.3	ÁREA TOTAL DE FLUJO (TFA)	76
4.3.4	VELOCIDAD EN EL JET	77

4.3.5	VELOCIDAD MEDIA DE PROPAGACIÓN	77
4.3.7	POTENCIA HIDRÁULICA POR PULGADA CUADRADA (HSI)	78
4.3.8	FUERZA DE IMPACTO (FI)	78
4.3.9	PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA.	79
4.3.10	PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LOS JETS O BOQUILLAS DE LA BROCA.	84
4.3.11	FACTORES QUE AFECTAN TRANSPORTE DE RECORTES EN POZOS DIRECCIONALES.	86
4.4	PROBLEMAS GENERALES RELACIONADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES DE ALTA INCLINACIÓN.	87
5.	ANTECEDENTES	91
5.1	INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS DE REFERENCIA (OFF- SET) EN EL CAMPO “A”	91
5.1.1	POZO SJ 18	92
	Sección 12-1/4”	92
	Sección 8-3/4”	94
	Sección 6-1/8”	96
5.1.2	POZO SJ 24	100
	Sección 12-1/4”	100
	Sección 8-1/2”	102

Sección 6-1/8”	105
5.1.3 POZO SJ 2 (Pozo Side - track)	107
Sección 12-1/4”	107
Sección 8-1/2” (Hueco piloto)	109
Sección 8-1/2” (Side-Track)	110
Sección 6-1/8”	113
6. IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA AGITATOR™ PARA TRES POZOS PILOTOS EN EL CAMPO “A”	116
AGITATOR™	116
Componentes y funcionamiento	117
Selección SVP, densidad del lodo y ubicación de herramienta.	119
6.1 POZO SJ 19A	123
Sección 12-1/4”	123
Sección 8-3/4”	125
Sección 6-1/8”	127
6.2 POZO SJ 23A	130
Sección 12-1/4”	130
Sección 8-1/2”	131
Sección 6-1/8”	135
6.3 POZO SJ 20 A	137

Sección 12-1/4”	137
Sección 8-1/2”	138
Sección 6-1/8”	141
7. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA AGITATOR™ EN EL CAMPO “A”	144
7.1 ANÁLISIS DIRECCIONAL DE LA TRAYECTORIA DE LOS POZOS DE ESTUDIO.	150
8. ANÁLISIS FINANCIERO	173
8.1 ANÁLISIS COSTOS.	174
8.1.1 Escenario 1.	174
8.1.2 Escenario 2.	176
8.2 EVALUACIÓN FINANCIERA.	177
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	183
10. BIBLIOGRAFÍA	185
SIGLAS, ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS.	187

LISTADO DE FIGURAS

Figura 3.1. Localización de la cuenca de los llanos orientales.....	26
Figura 3.2 Mapa geológico de los 5 sectores correspondientes a la cuenca de los Llanos Orientales.....	27
Figura 3.3. Columna estratigráfica del CAMPO “A” de la cuenca de los Llanos Orientales.	32
Figura 4.1 Diferentes aplicaciones de la perforación horizontal.	39
Figura 4.2 Perforación en zonas inaccesibles.	40
Figura 4.3 Pozos Multilaterales. (Plataforma costa afuera) ⁵	41
Figura 4.4 Pozos con desviaciones “Side Track”. ⁵	41
Figura 4.5 Perforación de múltiples arenas con un solo pozo direccional. ⁵	42
Figura 4.6 Pozo Verticalizado. ⁶	43
Figura 4.7 Pozo Horizontal.....	44
Figura 4.8 Trayectoria de incrementar y mantener tipo “J” (Build and Hold).	45
Figura 4.9 Trayectoria de incrementar, mantener y disminuir parcialmente, tipo “S modificada” (build and partial drop and hold).	46
Figura 4.10 Trayectoria de incrementar, mantener y disminuir parcialmente tipo “S modificada” (build and partial drop and hold).	47
Figura 4.11 Trayectoria direccional horizontal.	48

Figura 4.12 Perfil de pozo radio largo.....	49
Figura 4.13 Perfil de pozo radio medio.....	50
Figura 4.14 Perfil de pozo radio medio.....	51
Figura 4.15 Clasificación de los pozos horizontales de acuerdo a su radio de curvatura	51
Figura 4.16 Estructura de un pozo direccional convencional por secciones.....	53
Figura 4.17 Grados de la vertical al lado alto (plano vertical).....	55
Figura 4.18 Diagrama principio de fulcrum.....	58
Figura 4.19 Ejemplo principio de estabilización.....	59
Figura 4.20 Ejemplo principio de péndulo.....	60
Figura 4.22 BHA con acople “Bent Housing”.....	62
Figura 4.23 Diagrama movimiento rotor – estator.....	63
Figura 4.24 Operación de BHA con motor orientable.....	64
Figura 4.25 BHA con sistema rotario dirigible.....	65
Figura 4.26 Partes generales broca tricónica.....	66
Figura 4.27 Partes de brocas PDC.....	66
Figura 4.28 Broca con diamantes naturales.....	67
Figura 4.29 Tipos de estabilizadores.....	68
Figura 4.30 Herramienta MWD.....	69
Figura 4.31 Clasificación de los fluidos de perforación.....	73
Figura 4.32 Comportamiento reológico de los fluidos.....	75

Figura 4.33 Sistema de circulación del pozo.	79
Figura 4.34 Vibraciones producidas en la BHA.....	89
Figura 5.1 Porcentaje deslizando y rotando para la sección horizontal pozo SJ 18.....	100
Figura 5.2 Porcentaje deslizado y rotado para sección horizontal pozo SJ 24.....	107
Figura 5.3 Porcentaje deslizado y rotado sección horizontal para pozo SJ 2.....	115
Figura 6.1 Sistema AGITATOR™ NOV wellbore technologies.....	116
Figura 6.2 Sección de poder de AGITATOR™ NOV wellbore technologies	117
Figura 6.3 Operación de válvulas AGITATOR™ NOV wellbore technologies.....	118
Figura 6.4 Operación sistema de choque AGITATOR™ NOV wellbore technologies	119
Figura 6.5 Selección de tamaño de plato	120
Figura 6.6 Selección densidad de lodo	120
Figura 6.7 Perfil direccional para pozo SJ 20 A.....	121
Figura 6.8 Tabla de constantes para calcular frecuencia de operación	122
Figura 6.9 Frecuencia obtenida de “Shallow test” para pozo SJ 20 A	123
Figura 6.10 Porcentajes deslizando y rotando de sección horizontal para pozo SJ 19 A...	129
Figura 6.11 Porcentaje deslizando y rotando sección horizontal para pozo SJ 23 A.....	137
Figura 6.12 Porcentaje deslizando y rotando sección horizontal para pozo SJ 20A	143
Figura 7. ROP promedio de los 6 pozos estudio	150
Figura 7.1 Trayectoria real vs planeada pozo SJ 18.....	154
Figura 7.2 Trayectoria real vs planeada pozo SJ 20A	157

Figura 7.3 Trayectoria real vs planeada pozo SJ 2	161
Figura 7.4 Trayectoria real vs planeada pozo SJ 19A	164
Figura 7.5 Trayectoria real vs planeada pozo SJ 24	168
Figura 7.6 Trayectoria real vs planeada pozo SJ 23A	171
Figura 8.1 Valor presente neto para sumas uniformes.	178
Figura 8.2 Equivalencia de tasas.	178
Figura 8.3 Flujo de efectivo – Escenario 1.	180
Figura 8.4 Flujo de efectivo – Escenario 2.	182

LISTADO DE TABLAS

Tabla 5.1 Componentes del ensamblaje de fondo para la sección 12-1/4" denominada BHA 1 para pozo SJ 18.....	93
Tabla 5.2 Propiedades del lodo para sección 12-1/4" pozo SJ 18.....	93
Tabla 5.3 Parámetros de perforación para sección 12-1/4" para pozo SJ 18	94
Tabla 5.4 Componentes del ensamblaje de fondo BHA 2 para la sección 8-3/4" para pozo SJ 18	95
Tabla 5.5 Propiedades del Lodo para sección 8-3/4" para pozo SJ 18.....	96
Tabla 5.6 Parámetros de perforación para sección 8-3/4" para pozo SJ 18	96
Tabla 5.7 Componentes ensamblaje de fondo BHA 3 para sección 6-1/8" para pozo SJ 1899	
Tabla 5.8 Propiedades del lodo para sección 6-1/8" para pozo SJ 18	99
Tabla 5.9 Parámetros de perforación para sección 6-1/8" de pozo SJ 18	100
Tabla 5.10 Componentes del ensamblaje BHA 1 para sección 12-1/4" SJ 24.....	101
Tabla 5.11 Propiedades del lodo para sección 12-1/4" de pozo SJ 24	101
Tabla 5.12 Parámetros de perforación para sección 12-1/4" de Pozo SJ 24	102
Tabla 5.13 Ensamblaje de fondo BHA 2 para sección 8-1/2" para pozo SJ 24	104
Tabla 5.14 Propiedades del lodo para sección 8-1/2" de pozo SJ 24.....	105
Tabla 5.15 Parámetro de perforación para sección 8-1/2" de SJ 24.....	105
Tabla 5.16 Componentes del ensamblaje de fondo BHA 3 para la sección 6-1/8" para pozo SJ 24	106

Tabla 5.17 Propiedades del lodo para sección 6-1/8” para pozo SJ 24	106
Tabla 5.18 Parámetros de perforación para sección 6-1/8” para pozo SJ 24	106
Tabla 5.19 Componentes del ensamblaje de fondo BHA 1 Sección 12-1/4” del pozo SJ 2	108
Tabla 5.20 Propiedades del lodo para sección 12-1/4” del pozo SJ 2	109
Tabla 5.21 Parámetros de perforación para sección 12-1/4” del pozo SJ 2	109
Tabla 5.22 Propiedades del lodo para sección hoyo piloto 8-1/2”	110
Tabla 5.23 Parámetros de perforación para sección hoyo piloto 8-1/2”	110
Tabla 5.24 Componentes de ensamblaje de fondo BHA 2 para sección Side track 8-1/2” para pozo SJ 2.....	112
Tabla 5.25 Propiedades del lodo para Sección side track 8-1/2” para pozo SJ 2.....	112
Tabla 5.26 Parámetros de perforación para sección side track 8-1/2” para pozo SJ 2.....	112
Tabla 5.27 Componentes ensamblaje de fondo BHA 3 para sección 6-1/8” para pozo SJ 2	114
Tabla 5.28 Propiedades del lodo para sección 6-1/8” para pozo SJ 2	114
Tabla 5.29 Parámetros de perforación para sección 6-1/8” para pozo SJ 2	115
Tabla 6.1 Fluido de perforación sección 12-1/4” del pozo SJ 19 A.....	124
Tabla 6.2 Parámetros de perforación sección 12-1/4” del pozo SJ 19 ^a	124
Tabla 6.3 Componentes BHA sección 12-1/4” pozo SJ 19 A.....	124
Tabla 6.4 Fluido de perforación para sección 8-3/4” del pozo SJ 19 A.....	127

Tabla 6.5 Parámetros de perforación sección 8-3/4” del pozo SJ 19 A	127
Tabla 6.6 Componentes BHA 2 sección 8-3/4” Pozo SJ 19 A.....	127
Tabla 6.7 Fluido de perforación sección 6-1/8” para pozo SJ 19 A.....	128
Tabla 6.8 Parámetros de perforación sección 6-1/8” para pozo SJ 19 A	128
Tabla 6.9 Componentes BHA Sección 6-1/8” pozo SJ 19 A	129
Tabla 6.10 Fluido de perforación sección 12-1/4” del pozo SJ23A.....	130
Tabla 6.11 componentes de BHA 1 para sección 12-1/4” del pozo SJ23A	131
Tabla 6.12 Parámetros de perforación sección 12-1/4” pozo SJ23 A	131
Tabla 6.13 Fluido de perforación para fase 8-1/2” para pozo SJ23A.....	133
Tabla 6.14 componentes de BHA 2 para sección 8-1/2” del pozo SJ23A	134
Tabla 6.15 Parámetros de perforación sección 8-1/2” pozo SJ 23 A	134
Tabla 6.16 Fluido de perforación para sección 6-1/8” del pozo SJ 23 A.....	136
Tabla 6.17 Componentes BHA 3 para sección 6-1/8” del pozo SJ23 A	136
Tabla 6.18 Parámetros de perforación sección 6-1/8” pozo SJ 23 A	136
Tabla 6.19 Fluido de perforación sección 12-1/4” pozo SJ 20 A.....	138
Tabla 6.20 Parámetros de perforación para sección 12-1/4” pozo SJ 20 A	138
Tabla 6.21 Componentes BHA sección 12-1/4” Pozo SJ 20 A.....	138
Tabla 6.22 Fluido de perforación sección 8-1/2” pozo SJ 20 A.....	140
Tabla 6.23 Parámetros de perforación sección 8-1/2” pozo SJ 20 A	140
Tabla 6.24 Componentes BHA sección 8-1/2” Pozo SJ 20 A.....	141

Tabla 6.25 Fluido de perforación sección 6-1/8" pozo SJ 20 A.....	142
Tabla 6.26 Parámetros de perforación sección 6-1/8" pozo SJ 20 A	142
Tabla 6.27 Componentes BHA sección 6-1/8" pozo SJ 20 A.....	143
Tabla 7.1 Comportamiento de parámetros operacionales de pozos Offset vs pozos con Agitator.....	149
Tabla 7.2 Análisis direccional pozo SJ18.....	153
Tabla 7.3 Análisis direccional pozo SJ20A.....	157
Tabla 7.4 Análisis direccional pozo SJ2.....	160
Tabla 7.5 Análisis direccional pozo SJ19A.....	163
Tabla 7.6 Análisis direccional pozo SJ 24.....	167
Tabla 7.7 Análisis direccional pozo SJ 23A.....	171
Tabla 8.1 Costos de los pozos offset sección horizontal.	175
Tabla 8.2 Costo promedio por pozo – Escenario 1.....	175
Tabla 8.3 Costos de sección horizontal por periodo.....	176
Tabla 8.4 Costos de los pozos offset sección horizontal	176
Tabla 8.5 Costo promedio por pozo – Escenario 2.....	176
Tabla 8.6 Costos de la sección horizontal por periodo.....	177

RESUMEN

La implementación de pozos horizontales de alcance extendido para el desarrollo de crudos pesados en el Campo “A” de la cuenca de los Llanos Orientales se ha encontrado con múltiples limitantes durante la Geo-navegación en las operaciones de estos pozos, por lo que en este proyecto se analizó técnico y financieramente la implementación de una herramienta de oscilación axial (Agitator™) con la cual se buscaba una mejora y optimización en la perforación direccional en la sección de geo-navegación, para de esta manera hacer una comparación en el desempeño que tuvieron los pozos con la implementación de la herramienta vs los pozos de referencia (Offset).

Para la ejecución de este proyecto se implementó la herramienta en tres pozos piloto, aplicando una selección de los parámetros y la ubicación de la herramienta adecuada para lograr el mayor beneficio de esta. El análisis se realizó comparando tres pozos de referencia Offset y los tres pozos de la implementación de la herramienta, en este se evaluaron los parámetros más relevantes y que presentaron mayores problemas en los pozos de referencia: WOB, ROP, torque y TFO. Los criterios para el análisis de estos parámetros se centraron en una tabla comparativa donde se evaluó uno a uno el desempeño de cada pozo offset con respecto a cada pozo Agitator™, luego de esto se hace un análisis detallado del comportamiento direccional que tuvo cada pozo, sus problemas y limitantes presentados durante la geo-navegación, y al final se muestra su trayectoria direccional graficada en 3D comparada con la trayectoria direccional planeada para determinar el grado de eficiencia en la operación. El análisis financiero fue determinado por la ROP promedio en esta sección de la perforación, con la cual se pudo establecer la viabilidad económica de la implementación de la herramienta

ABSTRACT.

The implementation of horizontal wells with extended reach for the development of heavy crude oils in FIELD "A" of the Llanos Orientales basin has encountered multiple limitations during Geo-navigation in the operations of these wells. The project was technically and financially analyzed using an axial oscillation tool (Agitator TM) that's capable to give and improvement optimization in directional drilling in the geo-navigation section, in order to make a comparison in the performance that had the wells with the implementation of the tool vs the reference wells (Offset).

For the execution of this project, the tool was implemented in three pilot wells, applying a selection of the parameters and the location of the appropriate tool to achieve the greatest benefit from it. The analysis was carried out by comparing three Offset reference wells and the three wells of the implementation of the tool, the most relevant parameters that were evaluated and that presented problems in the reference wells: WOB, ROP, TQ and TFO. The criteria for the analysis of these parameters were centered on a comparative table where the performance of each offset well was evaluated one by one next to the AgitatorTM wells, after which a detailed analysis is made for the directional behavior for each well, its problems and limitations presented during geo-navigation, and at the end its directional trajectory graphed in 3D is shown compared to the planned directional trajectory to determine the degree of efficiency in the operation. The financial analysis was determined by the average ROP in this section of the drilling, thanks to that was possible to establish the economic viability of the implementation of the tool.

1. INTRODUCCIÓN

Para la industria O&G uno de los retos que ha sorteado a lo largo de su historia es la perforación de pozos, pues estos son el único método efectivo para encontrar y producir hidrocarburos, sin embargo, estos pozos siempre han representado un alto costo económico y de tiempo, por lo que durante la historia se ha buscado la optimización de esta operación implementando nuevas tecnologías, herramientas y métodos que busquen a cortar tiempos operativos, gastos, y mejorar índices de producción.

Esta evolución se fue desarrollando a medida que los retos se presentaban con mayor complejidad, como la perforación de pozos en zonas inaccesibles, la llamativa producción costa afuera perforando pozos multilaterales, entre otros. Estos retos dieron como origen la perforación direccional y sus diferentes tipos de pozos según su trayectoria (tipo “S”, ”J”, “S” modificado, horizontal). Uno de los objetivos actualmente en la industria es el avance en la perforación de pozos tipo horizontales gracias a sus altos beneficios en producción, optimizando el índice de productividad de tres a cinco veces frente a un pozo vertical, alargando la vida del pozo, permitiendo una mayor área de drene, mitigando los posibles problemas de conificación, digitación de agua y canalización de gas, finalmente reduciendo la cantidad de pozos necesarios para el desarrollo del campo, incidiendo directamente con la inversión económica.

Sin embargo, para pozos con extensa longitud horizontal se pueden presentar problemas en la sección de Geo navegación como conservar un “Tool face” (ángulo de orientación) estable, el efecto “Stick – Slip” (Atascamiento-deslizamiento) y sobre todo las pérdidas de

“WOB - weight on bit” (peso sobre la broca) por fricción entre la sarta de perforación y el pozo, además de la constante vibración en la BHA (Bottom Hole Assembly). Es por esto, que nos ha resultado de gran interés el estudio de una alternativa para mitigar estos factores anteriormente mencionados, ya que existen varios campos que han sido desarrollados con esta técnica en Colombia.

La cuenca de los Llanos Orientales posee varios campos en los que actualmente se perfora horizontalmente y en algunas zonas la formación de interés es relativamente somera (3000-3200 pies en profundidad vertical verdadera), lo que aumenta los problemas generados por la geometría del pozo y rigidez del BHA. Por ello, se propone analizar el uso de una herramienta de vibración en la sarta (Agitador), disponible en el mercado por la empresa NATIONAL OILWELL VARCO (NOV); la cual fue diseñada para producir una oscilación axial sobre la sarta y así disminuir la fricción entre la tubería y la pared del pozo permitiendo una transferencia de peso suave y continua que optimizaría el torque hacia la broca y ayude a un mejor control direccional.

De este modo se reduciría drásticamente los efectos de la vibración torsional sobre el ensamble de fondo (Bottom Hole Assembly - BHA). Esto produciría una mejora en la transferencia de peso evitando colgamiento de la sarta, y de esta manera se optimizaría el control direccional, extendiendo el alcance en las secciones horizontales. Al llevar a cabo la investigación, se podrán comparar parámetros de la sección de geo navegación tales como ángulos de inclinación (buzamiento), “tool face”, WOB efectivo, longitud MD en la horizontal, además del tiempo eficiente en la sección geo navegada (ROP) de los pozos offset y el pozo piloto con la implementación del AGITATOR™. Los resultados no solo

nos permitirán comparar la eficiencia de la implementación de la herramienta en el caso estudio con respecto a los pozos de referencia (offset) ya perforados en el campo “A”, sino también, proporcionará información necesaria para el desarrollo de futuros proyectos de investigación, y será de gran utilidad de igual modo como referencia para proyectos de optimización en la perforación de pozos horizontales para la cuenca de los llanos orientales.

1.1 Planteamiento del problema.

El área de investigación ubicada en la cuenca de los llanos orientales donde se encuentra el campo “A”, el cual cuenta con una producción de hidrocarburos pesados de 13° de gravedad API, ha tenido un desarrollo de más de 20 pozos perforados en donde se encuentran pozos tanto verticales (exploratorios y avanzada) como horizontales (producción) encontrándose una TVD promedio de 3200 ft donde se encuentra el tope de las Arenas basales (C7) formación objetivo.

En cuanto al desarrollo de los pozos horizontales “off set”, la sección de geonavegación, tuvo problemas en el cumplimiento del programa de perforación y plan direccional, presentando fuertes colgamientos en varios tramos de la perforación, tasas relativamente altas de BUR que generaron fricción entre la sarta y las paredes del pozo, rigidez al BHA, que impedía la eficiente transmisión de WOB. Para intentar dar solución a los problemas se optaba por realizar correcciones operacionales en superficie como es la aplicación excesiva de torque o peso hacia la broca, corregir el ángulo de orientación de la sarta el cual resultaba ineficiente ya que al momento de rotar, la formación presenta tendencia a

construir ángulo dificultando mantenerse en el plan direccional creando el riesgo de perforar muy por encima del tope de la formación o alcanzar el contacto de agua – aceite, variar la potencia hidráulica HSI (Horse power per Square Inch) y el área de flujo en la broca TFA (Total Flow Area) con el fin de generar mayor WOB, y mejor barrido de recortes disminuyendo la fricción con la sarta y la posibilidad de presentar colgamientos, pero con la limitación de moverse en un rango muy restringido debido a que cualquier cambio drástico de la hidráulica iba a tener consecuencias en la intrusión y daño de la formación productora.

Es por esto, que desde este proyecto de grado y con el fin de dar solución a los problemas en la geo navegación y mejorar el control direccional en el campo “A” que se propone la implementación del sistema AGITATOR™ herramienta la cual oscila suave y longitudinalmente en dirección del eje de la sarta de perforación para reducir sustancialmente la fricción entre la sarta y la pared del pozo. La herramienta suministrada por la compañía NOV consta básicamente de dos componentes, el generador de pulsos y la sección de excitación. Este sistema crea pulsos de presión variando el TFA a una alta frecuencia dependiendo del caudal y diámetro de la herramienta (11 Hz – 24 Hz) y viajan hasta el amortiguador generando un movimiento longitudinal aproximado de 3 mm; de esta manera, proporciona un peso suave y continuo hacia la broca, evitando colgamientos y a su vez evidenciando un mejor ROP en modo “Sliding” facilitando el control direccional.

2. OBJETIVOS

2.1 General.

Realizar el análisis técnico-financiero en la implementación de una herramienta de oscilación axial en la sarta de perforación, aplicándolo en la perforación de pozos horizontales para el Campo "A" de la Cuenca de los Llanos Orientales.

2.2 Objetivos específicos.

- Describir las generalidades y geología del Campo "A".
- Describir los BHA utilizados actualmente en la perforación de pozos direccionales para el campo "A" e identificar los problemas presentados por la fricción de la sarta de perforación (BHA) contra la pared del pozo.
- Describir las generalidades de la herramienta de vibración axial (Agitador) en la BHA.
- Presentar los resultados de la implementación de la herramienta de vibración axial en la sarta (Agitador) en un pozo del Campo "A".
- Reducir pérdidas de control direccional "L-MWD" durante la geo navegación.
- Comparar los resultados obtenidos y determinar la eficiencia después de la corrida de la herramienta de estudio con respecto a los pozos de referencia (Offset) del Campo "A".
- Evaluar la viabilidad financiera del uso de la herramienta de vibración en la sarta (Agitador) para la perforación de pozos horizontales del Campo "A".

3. MARCO GEOLÓGICO CAMPO “A”

3.1 LOCALIZACIÓN

Nuestra zona de estudio, más específicamente, el Campo “A”, se ubica en el municipio de puerto Gaitán - Meta, aproximadamente a 300 km al Este de la ciudad de Bogotá, siendo parte sur de la cuenca de los Llanos Orientales, la cual está localizada al noreste del territorio colombiano, abordando los departamentos de Arauca, Casanare, Vichada y Meta, limitando al norte con la cuenca Apure – Barinas, al este con el escudo de Guyana, al sur con la Serranía de la macarena y el Arco Vaupés, y al oeste con la Cordillera Oriental. La cuenca cubre un área de 225.603 km².

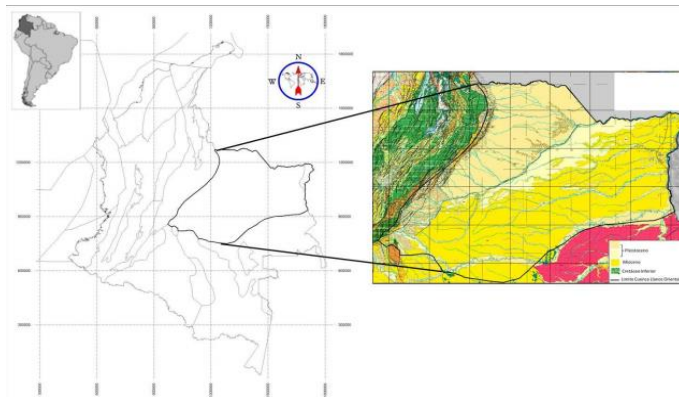


Figura 3.1. Localización de la cuenca de los llanos orientales¹

Esta cuenca se puede asociar junto con las cuencas del Valle Medio del Magdalena y la Cordillera Oriental debido a que comparten procesos similares en cuanto a su origen, de

¹ ANH. 2007. Mapa geológico de Colombia. Colombia

manera estructural y estratigráfica, dividiendo su desarrollo tectónico en tres eras: Paleozoico, Mesozoico, y Cenozoico.

3.2 PERFIL ESTRUCTURAL

La Cuenca de los Llanos Orientales, está dividida estructuralmente en 5 sectores (Arauca, Casanare, Meta, Vichada, y Piedemonte llanero) en donde se produjo fallas normales e inversas, fosas, pliegues, pilares tectónicos, entre otros fenómenos.

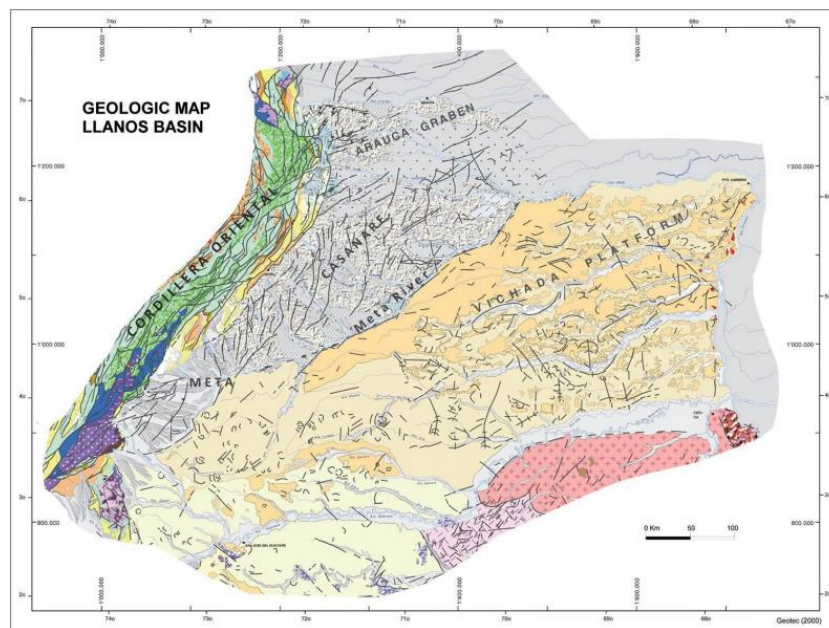


Figura 3.2 Mapa geológico de los 5 sectores correspondientes a la cuenca de los Llanos Orientales.²

El sector Vichada, terreno en donde se encuentra nuestro bloque de investigación se caracteriza por tener fallas normales y un basamento poco profundo. Además, específicamente hacia el sur de este sector, a diferencia de otros sectores de la cuenca, en esta unidad se observa la reducción en los espesores de formaciones como Los Cuervos,

² ANH. 2011. Mapa Geológico Llanos Orientales.

Barco, Gachetá, Une y Mirador, que van acuñándose en dirección este, y para el caso de la secuencia de la formación Mirador, se evidencia una tendencia casi a desaparecer debido a los efectos generados por paleoaltos estructurales preexistentes que obstaculizaron la depositación.

También, mediante la realización de estudios de sísmica 3D se observó la presencia de un monoclinas que abarca una gran extensión territorial con presencia de ondulaciones internas en algunas partes del área. Este monoclinas de rumbo noreste – suroeste, y de buzamiento aproximado de 8° hacia el noroeste, no presenta un fallamiento mayor el cual lo convierte en un campo estructuralmente complejo.

En el sector Meta, se encuentran pliegues que se originaron de la deformación de la orogenia Caledoniana que posteriormente mediante esfuerzos extensionales crearon fallas de tipo normal que durante procesos de la orogenia andina fueron transformadas en fallas invertidas.³

3.3 ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO “A”

La litoestratigrafía del campo “A” está relacionada directamente por su ubicación en la cuenca de los llanos orientales, esta cuenca se caracteriza por presentar una sucesión o superposición de varias cuencas de edades diferentes, inicia con un basamento cristalino de rocas del precámbrico que presenta un bajo grado de metamorfismo, suprayacentes al basamento encontramos el paleozoico, que se encuentra separado por una discordancia regional, luego el cretáceo superior y el eoceno medio estas dos también separadas por

³ UPME. 2018. Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Colombia.

discordancias de tipo regional, (ANH, 2012) esta cuenca tuvo lugar en su depositación con ambientes; continental – marino – continental.

3.4 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.

La cuenca de los llanos orientales ha sido desarrollada durante muchos años por la industria de los hidrocarburos, en esta se han perforado más de 2000 pozos y hasta 206 campos desarrollados (ANH, 2018).

- **ROCA GENERADORA.**

El aporte de hidrocarburos que tiene la cuenca de los Llanos Orientales según estudios, está determinada por dos puntos geográficos y temporales distintos, estas surgieron en el cretáceo, en la misma ubicación donde se encuentra la ahora cordillera oriental, estas se depositaron antes de su levantamiento, en este tiempo podemos encontrar formaciones como Gacheta (Turoniano – Campaniano) y la formación Une (Albiano – Cenomaniano). La siguiente fuente de hidrocarburos la encontramos en formaciones del Mioceno tardío en el piedemonte llanero, hasta la actualidad. Se resalta como la formación de mayor potencial Gacheta, que se le determinó un kerógeno tipo II y III, se encuentra en un rango de madurez entre 1 y 3% (TOC – carbón orgánico total), se estima un espesor para esta formación de entre 75 a 200 pies, dado que las formaciones según diferentes estudios se encontraron que la distribución de estas formaciones varía horizontal y verticalmente en diferentes puntos geográficos.

- **MIGRACIÓN**

El fenómeno de migración de hidrocarburos para la cuenca de los llanos orientales se dio en dos pulsos migratorios, el primero tuvo que ver con la Orogenia pre-andina, el levantamiento de la cordillera oriental provocó migración hacia la cuenca de los llanos orientales durante el Eoceno tardío – Oligoceno. El segundo fenómeno ocurrió en el mioceno medio y continúa hasta la actualidad.

- **ROCA RESERVORIO**

Dentro de las diferentes formaciones que almacenan hidrocarburos en la cuenca de los Llanos Orientales, sobresalen las arenas basales de la formación Carbonera de edad Oligoceno temprano – Mioceno medio, estas arenas basales es nuestra formación de interés para la perforación de los pozos, se estiman porosidades de hasta el 20%.⁴ La ubicación geográfica en la cuenca donde se desarrolla el CAMPO “A” se encuentra en el dominio centro oriental, en los cuales se encuentran generalmente hidrocarburos pesados (10° - 20° API), asociada a trampas estratigráficas, de origen fluvial o deltaico, presenta gradientes geotérmicos en el rango de 30 - 45 W-m/m², el cual ayuda a la disminución de la viscosidad y la extracción.⁵ Otras importantes formaciones reservorio de la CLLO son la formación Barco, formación Une y la formación mirador.

- **TRAMPAS**

Los descubrimientos de yacimientos de HC están concentrados en las fallas normales antitéticas para la CLLO más exactamente en la provincia del Casanare,

⁴ Piedrahita, J. (2016). CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE UN ÁREA EN EL BLOQUE CPO 16 EN LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES – COLOMBIA (Tesis de pregrado). Universidad Eafit, Medellín – Colombia.

⁵ Unión temporal prospección UPME. (2018). EVALUACIÓN DE LAS CUENCAS Y ESTRUCTURACIÓN DE ESCENARIOS DE OFERTA DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES (CONTRATO No. C - 041 DE 2018).

para la provincia del piedemonte llanero las fallas de cabalgamiento y los pliegues generados luego de la Orogenia andina, los pliegues estructurales y las trampas estratigráficas sin embargo se consideran de alto prospecto.

3.5 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA PARA EL CAMPO “A”

- **Basamento del Precámbrico.**

Según diferentes fuentes el basamento de la cuenca de los llanos orientales no está totalmente definido puesto que pocos pozos han llegado hasta delimitarlo, para el área del meta se reconocen dos basamentos; un basamento de tipo ígneo con un bajo grado de metamorfismo, su composición es diorítica – sienítica, y un basamento donde se reconocieron cuarcitas se especula que pueden ser una continuación del macizo de Quetame. Para el área localizada en Guape se encuentran como parte del basamento rocas ígneas ácidas y rocas metamórficas del precámbrico.

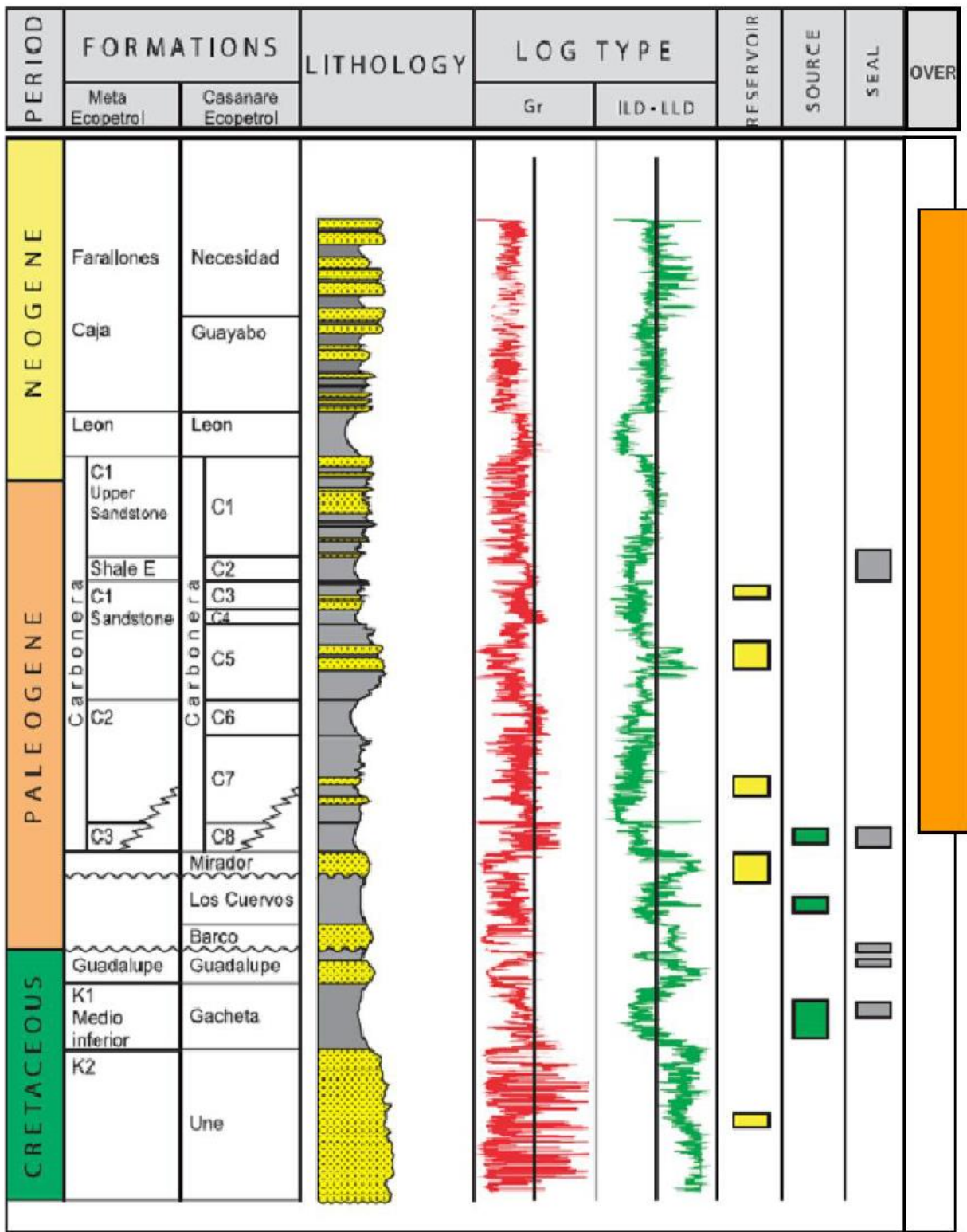


Figura 3.3. Columna estratigráfica del CAMPO "A" de la cuenca de los Llanos

Orientales.

- **Paleozoico.**

El paleozoico de la CLLO se depositó de forma discordante sobre el basamento precámbrico en una trasgresión marina, el inicio de la estratigrafía del paleozoico se estima entre finales de Cámbrico y comienzos de Ordovícico, se determina que hacia el este tiende a desaparecer el paleozoico y al moverse hacia el centro y oeste en la CLLO se determinan espesores de hasta 6.000 pies en el centro sur, hacia la cordillera Oriental (occidente de CLLO) y el norte se encuentran espesores de hasta 15.000 pies. Se divide en dos secuencias:

1. Secuencia: Se encuentran rocas sedimentarias y meta sedimentarias, se presentan predominantemente calizas dolomíticas, grauvacas y silos diabásicos, sedimentos como arcillas de color violetas a verdosas, arcillas calcáreas y conglomerados. Esta secuencia es datada en el área del macizo de Quetame y se encuentra intruída por granito del grupo Quetame, la parte superior de la secuencia (aprox. 70%) se encuentran sedimentos de origen marino, lutitas fosilíferas con intercalaciones de areniscas y limolitas de edad Ordovícica.
2. Secuencia: Esta segunda secuencia se localiza en edades dentro del Devónico al Carbonífero, no está determinada su estratigrafía por lo que solo se correlaciona con otras Formaciones, como el Grupo farallones de la Cordillera Oriental esto en la edad Devónica, para el carbonífero se correlaciona con el macizo de Quetame, Floresta y Santander.

- **Triásico - Jurásico.**

Solo se conocen algunas capas de esta edad en el área de Arauca, estas capas preservadas en grabens aislados, pueden asociarse con fenómenos de distensión, de tipo rift.

- **Cretácico.**

Secuencia de edad Cenomaniano – Campaniano, compuesta por las formaciones Une, Gachéta y Guadalupe.

- **Formación Une.**

Su litología se caracteriza por sedimentos de tipo arenisca cuarzosa, con algunas intercalaciones de lutita y limolitas carbonosas, su espesor aumenta hacia el Noroeste, hacia nuestra zona de interés presentando valor de cero en el límite de erosión o no deposición en el oriente y sureste.

- **Formación Gachéta.**

Esta formación se origina luego de la transgresión más grande del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste. Su litología está constituida por una secuencia de lutitas, con desarrollos menores de areniscas, presenta a veces pequeños niveles calcáreos, hacia nuestra zona de interés (Oriente o suroriente de la CLLO) se acuña o no esta presente por erosión.

- **Formación Guadalupe.**

Su litología consiste en una secuencia masiva de areniscas, intercalaciones pequeñas de lutitas o también a veces pequeñas capas de carbón, se localiza en una edad del Campaniano.

- **Paleoceno: Formaciones Barco y Los Cuervos**

Estas formaciones son intermitentes al no encontrarlas presentes a lo largo de la CLLO como en caño limón al norte y Apiay - Ariari en el sur donde carece de estas formaciones, para el área de interés hacia el área del Casanare y al este se encuentran los depósitos continentales de areniscas masivas, suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso en la formación Barco, en cuanto a la formación los Cuervos se presentan intercalaciones locales de algunas capas de carbón y delgadas intercalaciones de areniscas.

- **Eoceno Tardío: Formación Mirador**

Esta formación se caracteriza por areniscas masivas que presentan variaciones en su tamaño granulométrico generalmente grano decrecientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia. La formación Mirador es la roca reservorio más importante de la CLLO, con buenas propiedades petrofísicas, hacia el sureste y este de la cuenca se acuña esta formación, por lo que en el área de interés la formación Mirador no se encuentra o tiene un espesor mínimo.

- **Oligoceno temprano – Mioceno medio: Formación Carbonera**

Esta formación tiene un origen sedimentario con ambientes marino – continental, con transgresiones y regresiones marinas de corta duración, correspondiente a un mar epicontinental de poca profundidad. Esta formación ha sido dividida en 8 miembros del **C1** al **C8**, para los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde **C7** a **C3** son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en **C7**. Esta formación será descrita litológicamente al detalle en

este documento debido a que es la formación objetivo para la cual se desarrolla el CAMPO "A".

Unidad C8: Esta unidad, presenta un espesor variable, desde 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies a lo largo del frente de montaña. Su litología describe un ambiente marino de transgresión.

Unidad C7: Presenta intervalos métricos de arenitas separados por gruesos paquetes de lodolitas. Las arenitas son cuarzosas de grano medio a fino, ligeramente arcillosas. Se encuentran también algunas capas de lodolitas carbonosas.

Unidad C6: Se caracteriza por paquetes de Shale arcilloso de color gris verdoso oscuro oliva claro, entre los cuales se interponen delgadas capas de caliza dolomítica fosilífera.

Unidad C5: En la parte superior presenta cuarzoarenita de grano medio en capas gruesas. En la parte inferior se presentan arenitas de grano fino en capas delgadas y areniscas de grano medio en capas medianas.

Unidad C4: Se compone principalmente de lodolitas y arcillolitas de color gris claro a medio.

Unidad C3: Se caracteriza por un intervalo de cuarzoarenita de grano fino bien seleccionada de matriz arcillosa. Entre las capas de arenitas se encuentran delgadas capas de arcillolita de color gris claro.

Unidad C2: Se destacan arcillolitas y lodolitas de color gris verdoso y gris castaño, paquetes métricos de arenitas de grano fino a muy fino arcillosas, también se presentan arcillolitas de color gris claro con moteado rojizo e intercalaciones de calizas entre las lodolitas.

Unidad C1: En el techo presenta cuarzo areniscas de grano medio a grueso, moderadamente seleccionadas, friables, en capas a muy gruesas. En la parte inferior se encuentran bancos gruesos de arenitas de grano medio y fino intercaladas con capas de lodolitas.

- **Mioceno medio: Formación León**

Esta Formación se caracteriza por capas gruesas de lutitas grises, areniscas y arcillolitas depositadas en un ambiente lagunar salobre a marino poco profundo. Son formadas por la última transgresión marina de los mares terciarios de la CLLO

- **Mioceno tardío: Formación Guayabo**

Es una espesa secuencia siliciclástica con presencia de clásticos gruesos, depositada en un ambiente continental como resultado del levantamiento y erosión de la Cordillera Oriental al occidente del sector del piedemonte. En el CAMPO "A" litológicamente está compuesta en su parte superior por arenas y arcillas moteadas, intercaladas con arcillas abigarradas y arenas de colores pardo claro; por debajo de estas capas abigarradas hay un tramo más potente de lutitas, localmente ligníticas, arenoso, de color gris; areniscas con estratificación cruzada, poco consolidadas y conglomerados altamente ferruginosos. La parte inferior más lutacea, varían lateralmente en carácter siendo de poco espesor.

4. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

4.1 PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS (definición)

Es la operación en la cual se perfora y se construye un hueco en una zona delimitada que puede variar de profundidad dependiendo de la localización de la estructura geológica de interés, en la cual se prevé encontrar un depósito de hidrocarburos.

Los pozos petroleros son el único medio totalmente seguro para encontrar y producir hidrocarburos, esta operación se lleva a cabo luego de realizar estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y sismográficos, que generen una gran prospección de un posible yacimiento de hidrocarburos, para el diseño de un pozo petrolero se tiene en cuenta la profundidad de interés, las formaciones que se atraviesan hasta el punto fijado, así como las condiciones del subsuelo.⁶

4.1.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL, CONCEPTOS Y APLICACIONES.

La perforación direccional se define como la ciencia aplicada a un pozo para dirigir su trayectoria a un objetivo predeterminado, cuya ubicación y profundidad en el subsuelo se encuentran determinadas previamente.⁷ Los principios de la perforación direccional son básicamente los mismos de la perforación convencional, la perforación direccional surgió por retos en los que la perforación convencional no podía cumplir, por dificultades físicas

⁶ Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “*Manual de operaciones de perforación*” capítulo 1, “generalidades de la superintendencia”, Colombia, Ecopetrol S.A.

⁷ Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “*Manual de operaciones de perforación*” capítulo 13, “Perforación direccional”, Colombia, Ecopetrol S.A.

de acceso o condiciones geológicas de alta complejidad. Algunos de estos casos más conocidos son:

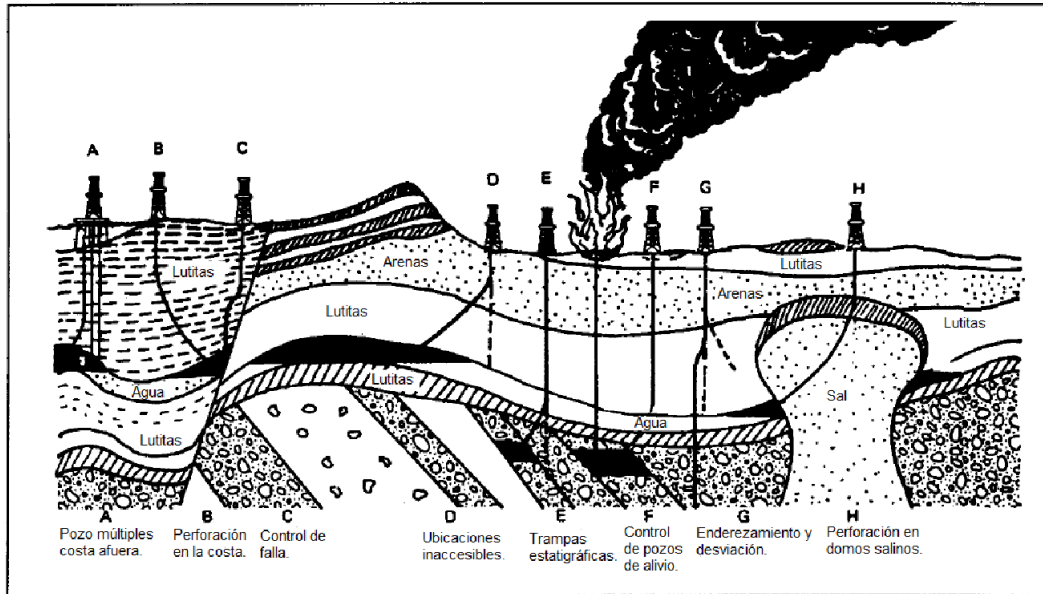


Figura 4.1 Diferentes aplicaciones de la perforación horizontal. ⁸

- Zonas Inaccesibles: Existe la posibilidad de que las zonas de interés o yacimientos de hidrocarburos se encuentren localizados en lugares donde verticalmente están obstruidos, por lo que para acceder a estas zonas se practica la perforación direccional. Según la localización del obstáculo que puede ser artificial (ciudades, carreteras, puertos) o natural (montañas, ríos, zonas ecológicas protegidas) y la posición de la zona interés se determina el posicionamiento de la plataforma de perforación y el perfil de la dirección del pozo (figura 4. 2).

⁸ Muñoz C. Adriana. (2014). *Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo*. (tesis de pregrado) Universidad Nacional Autónoma de México, México D.C.

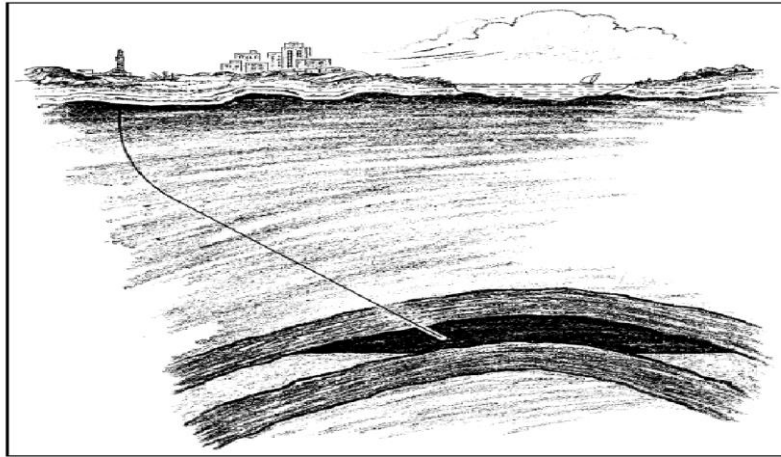


Figura 4.2 Perforación en zonas inaccesibles.⁹

- Pozos Multilaterales: Esta modalidad de perforación es muy usada en plataformas marinas o islas artificiales, donde es necesario realizar la perforación de varios pozos en una sola locación, debido a que por los altos costos de la construcción de estas plataformas en alta mar o lugares de difícil accesibilidad, no sería rentable perforar un pozo por cada locación, así mismo en yacimientos no convencionales esta técnica a tomado gran importancia en el desarrollo de los mismos, disminuyendo la cantidad de pozos por metro cuadrado mitigando impactos ambientales y disminuyendo costos de traslado de herramientas de perforación y nuevas locaciones.

⁹ Carden S. Richard, (2007). *HORIZONTAL AND DIRECTIONAL DRILLING*, Tulsa – Oklahoma, Petroskills LLC. AN OGCI company. CopyRight 2007. P7.

⁵ Carden S. Richard, (2007). *HORIZONTAL AND DIRECTIONAL DRILLING*, Tulsa – Oklahoma, Petroskills LLC. AN OGCI company. CopyRight 2007. P5

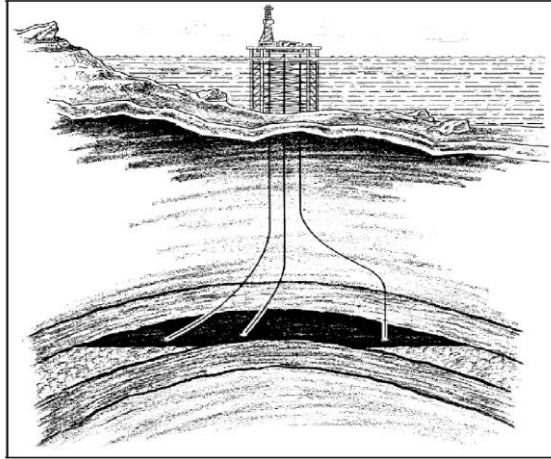


Figura 4.3 Pozos Multilaterales. (Plataforma costa afuera) ⁵

- Pozos con desviaciones “Sidetrack”: Esta es una de las aplicaciones más usadas en la perforación direccional, la justificación de esta operación puede deberse a la búsqueda de nuevas zonas geológicas de mayor producción o lograr entrar a una formación por encima de la zona de “WOC” (contacto agua – aceite), otra de las justificaciones por las que se aplica un sidetrack es porque en el mismo pozo se presentaron problemas de un pescado o de pega y se realiza un sidetrack para evitar la pérdida total del pozo.¹⁰

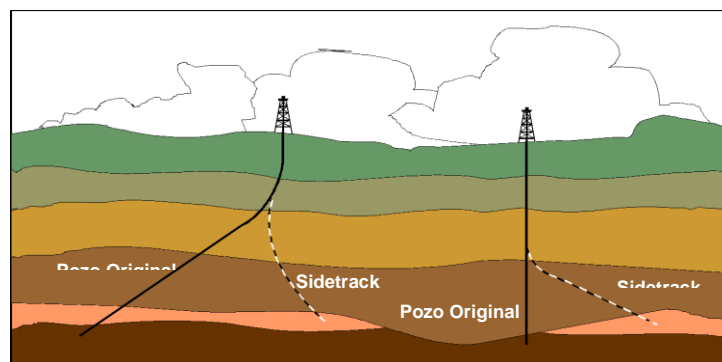


Figura 4.4 Pozos con desviaciones “Side Track”. ⁵

¹⁰ Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “Manual de operaciones de perforación” capítulo 13, “Perforación direccional”, Colombia, Ecopetrol S.A.

- Perforación direccional de discordancias geológicas o arenas múltiples de alto buzamiento: Es posible encontrar en subsuelo yacimientos o prospectos en los cuales se encuentran múltiples objetivos, formaciones con múltiples capas productoras pero no conectadas entre sí y con altas inclinaciones, o capas productoras que presentan discordancias, siendo este tipo de situaciones un impedimento para la perforación de pozos verticales, por lo que se implementa la perforación direccional en estos casos, logrando atravesar todas las capas productoras con un solo pozo como se ve la siguiente figura. ¹¹

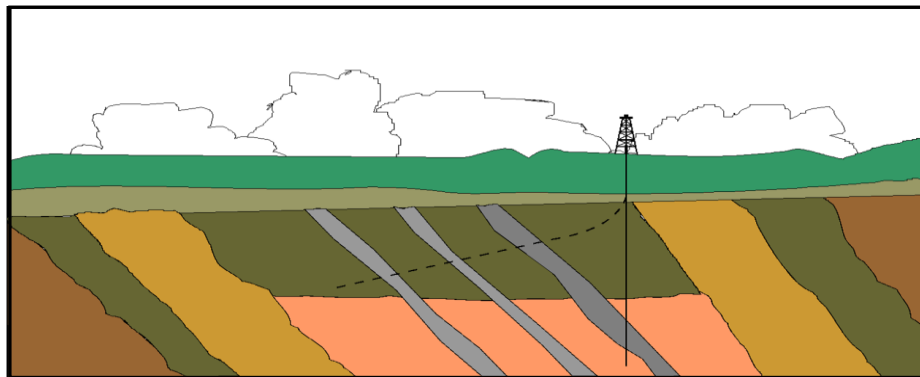


Figura 4.5 Perforación de múltiples arenas con un solo pozo direccional. ⁵

- Perforación controlada de pozos verticales: Esta es una de las primeras aplicaciones que se le dio a la perforación direccional, se trata de mantener la verticalidad en la operación cuando en ciertas formaciones se presentan desviaciones, se implementan “BHA” con herramientas direccionales para mantener el “dog leg” dentro de los márgenes de la vertical.

¹¹ Muñoz C. Adriana. (2014). *Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo*. (tesis de pregrado) Universidad Nacional Autónoma de México, México D.C.

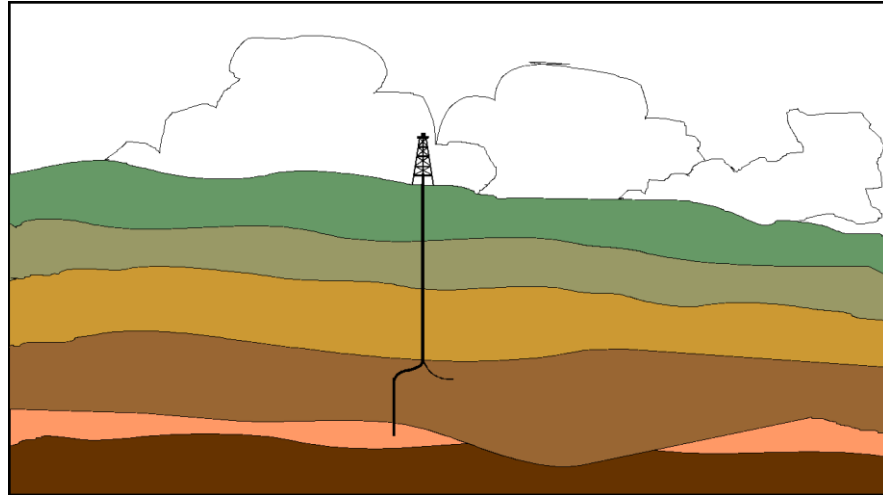


Figura 4.6 Pozo Verticalizado. ⁶

- Perforación Horizontal: Esta aplicación de la perforación direccional es implementada para aumentar la producción de los yacimientos (hasta 1 : 3 con respecto a pozos verticales) al atravesarlos de forma perpendicular, reduce el número de pozos de desarrollo del campo, esta técnica además evita problemas futuros de producción, al tener el control de dirigir el pozo por encima del “WOC” y por debajo del “GOC” en caso de presentar capa de gas, es muy utilizada en yacimientos naturalmente fracturados y en yacimientos de petróleo de bajo “API”, así mismo se está implementando en yacimientos no convencionales donde se aprovecha la mayor longitud horizontal posible en el pozo para realizar fracturamientos hidráulicos.

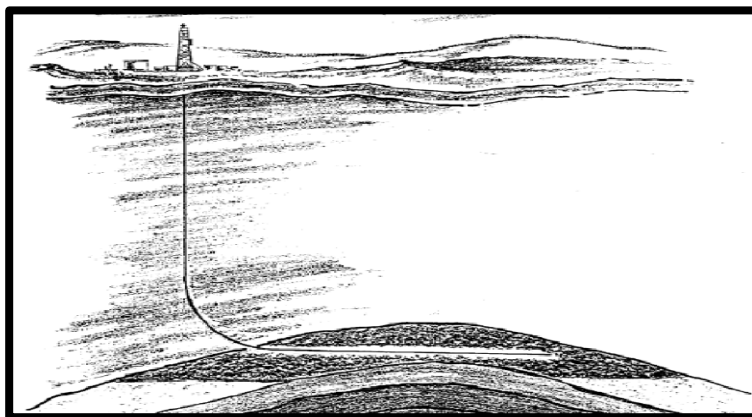


Figura 4.7 Pozo Horizontal.¹²

4.1.2 TIPOS DE POZOS SEGÚN SU TRAYECTORIA DIRECCIONAL.

La trayectoria direccional es uno de los primeros pasos que se realizan en la planeación de un pozo de perforación, esta se debe diseñar según algunos parámetros para que la realización del pozo sea exitosa, es necesario conocer la estructura geológica (domo salino, arenas múltiples, trampas en fallas, etc...) para poder plantear en primera instancia las diferentes trayectorias posibles, que nos permita reducir costos y obtener la mejor área de contacto optima con el yacimiento. Otro de los puntos principales para determinar la trayectoria direccional es la “TVD” que influirá directamente en los tipos de “BHA”, el espaciamiento entre pozos para un mejor control en posibles colisiones y por último el desplazamiento horizontal que tendrá el pozo para lograr el objetivo.¹³

¹² Muñoz C. Adriana. (2014). *Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo*. (tesis de pregrado) Universidad Nacional Autónoma de México, México D.C. P 9

¹³ Un Siglo de la Perforación en México. “Diseño de Perforación de Pozos”. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX. Print 2002. P 109.

Trayectoria de incrementar y mantener, tipo “J” (Build and Hold).

Esta trayectoria tipo “J” se caracteriza por perforar verticalmente hasta tener una profundidad de inicio de desviación (KOP – kick of point) poco profunda, luego de esto se inicia la fase de construcción de ángulo que dependiendo del objetivo pueden diferentes tasas de pata de perro “DL”, por último se construye la zona tangencial que se caracteriza por mantener – incrementar un ángulo máximo de inclinación.

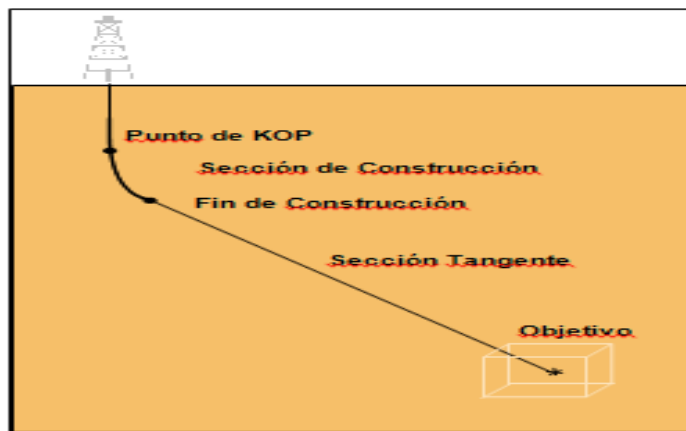


Figura 4.8 Trayectoria de incrementar y mantener tipo “J” (Build and Hold).¹⁴

Esta trayectoria más conocida como de curva tipo “S”, esta trayectoria también inicia con una perforación vertical y un “KOP” superficial, luego se entra en una fase de construcción de ángulo donde se encuentra la primera curvatura, posterior a terminar la primera curvatura se entra en la sección tangencial donde se mantiene un ángulo de inclinación y una dirección determina para alcanzar el desplazamiento horizontal deseado, la última sección conocida como de tumbado de ángulo puede tener diferentes variantes dependiendo del objetivo final que se tenga, puede consistir en:

¹⁴ Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “Manual de operaciones de perforación” capítulo 13, “Perforación direccional”, Colombia, Ecopetrol S.A. P 21

- Construye, mantiene y tumba ángulo hasta la vertical.
- Construye, mantiene, tumba ángulo, pero no hasta la vertical manteniendo una tangente hasta el objetivo.
- Construye, mantiene y tumba ángulo dentro del yacimiento.

Algunos de los usos que tiene esta trayectoria son la perforación de múltiples zonas productoras, es recomendable hacer uso de esta trayectoria en circunstancias donde el objetivo final se encuentra a grandes profundidades, esto para evitar en lo posible problemas de torque y arrastre por los altos niveles de curvatura, además este tipo de pozos también es usado como perforación para pozos de alivio.¹⁵



Figura 4.9 Trayectoria de incrementar, mantener y disminuir parcialmente, tipo “S modificada” (build and partial drop and hold).

El perfil de la trayectoria de este tipo de pozo es semejante con la del tipo “S” sus cambios se evidencian en la fase posterior a la fase tangencial, la cual consiste en una disminución

¹⁵ Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “Manual de operaciones de perforación” capítulo 13, “Perforación direccional”, Colombia, Ecopetrol S.A. P 22

de ángulo de inclinación que no alcanzara la vertical, se disminuirá ángulo hasta un valor predeterminado de inclinación que se mantendrá hasta alcanzar el objetivo.

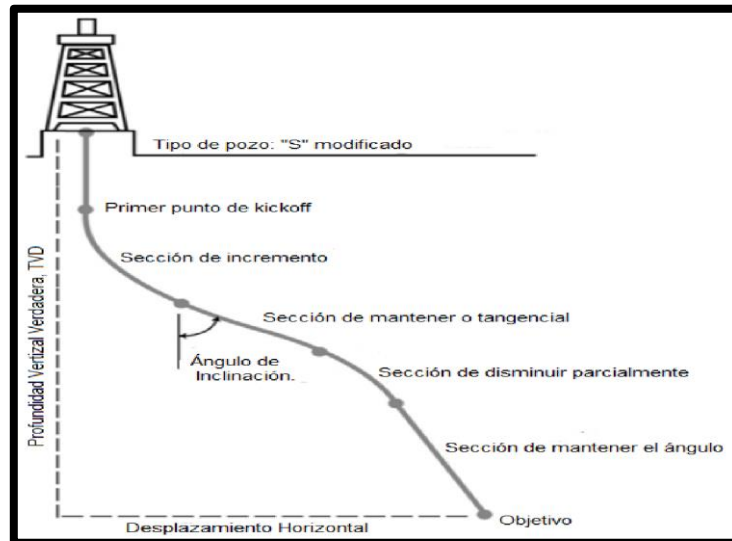


Figura 4.10 Trayectoria de incrementar, mantener y disminuir parcialmente "S modificada" (build and partial drop and hold).¹⁶

Trayectoria direccional horizontal.

Estos pozos son planeados para que el objetivo se alcance y sea atravesado paralelamente al intervalo productor de esta manera el pozo adquiere una mayor área de drene, en esta trayectoria direccional es posible alcanzar ángulos de inclinación de 90° o mayor.

Uno de los puntos más importantes en la planeación de un pozo horizontal es el "KOP" este debe ser localizado en un punto específico que permita orientar el pozo de manera horizontal en el objetivo, para esto se definen 3 configuraciones o categorías para los pozos horizontales; radio corto, radio medio y radio largo, estos son diferenciados por la tasa de construcción de ángulo en el pozo o "BUR" (BUILD UP RATE) expresada en grados por

¹⁶ Muñoz C. Adriana. (2014). *Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo*. (tesis de pregrado) Universidad Nacional Autónoma de México, México D.C. P 30

cada 100 pies ($^{\circ}/100'$), la cual determina la distancia en la cual el pozo pasara de una posición vertical a una posición horizontal.¹⁷

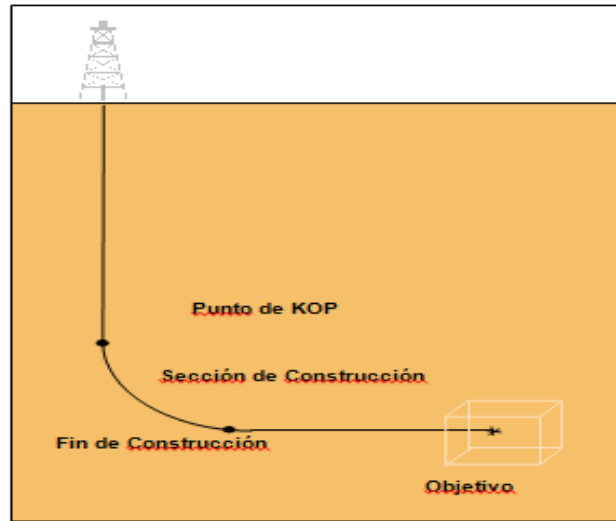


Figura 4.11 Trayectoria direccional horizontal.

4.1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES DE ACUERDO A SU RADIO DE CURVATURA

Radio largo

Estos pozos se caracterizan por tener una radio de curvatura de entre 1000 a 3000 pies, su tasa de construcción de ángulo oscilan entre los 2 a 8 grados de inclinación por cada 100 pies, esto deriva en pozos de largas secciones horizontales, con un “KOP” que se localiza de manera superficial para alcanzar los objetivos que generalmente para estos “BUR” se encuentran alejados de la localización superficial del pozo. Este perfil se perfora con herramientas de perforación direccional convencionales.¹³

¹⁷ Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “Manual de operaciones de perforación” capítulo 13, “Perforación direccional”, Colombia, Ecopetrol S.A. P 23

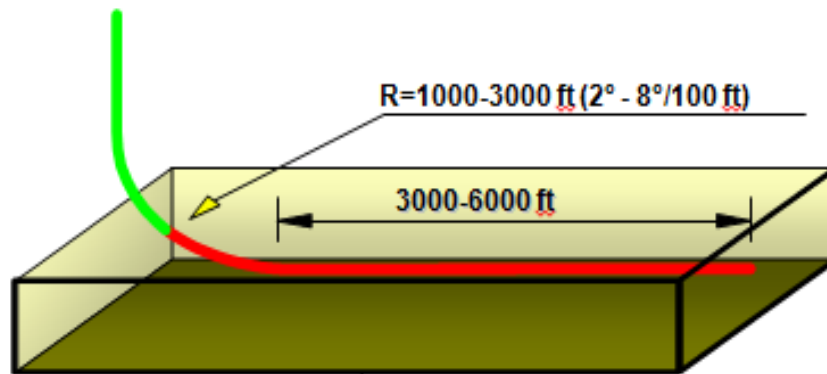


Figura 4.12 Perfil de pozo radio largo.¹⁸

Radio medio

Las tasas de construcción de ángulo para este perfil pueden variar de 8 a 60 grados de inclinación por cada 100 pies, alcanzando radios de curvaturas de 700 a 100 pies, los pozos horizontales de radio medio deben tener en cuenta ciertas características a la hora de su diseño y planeación.

- El “BHA” usado para construir la sección de construcción no puede ser rotado debido a los altos esfuerzos sobre las conexiones de los motores direccionales y sistemas de registros M-LWD, en el mejor de los casos se puede rotar limitadamente.

¹⁸ Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “Manual de operaciones de perforación” capítulo 13, “Perforación direccional”, Colombia, Ecopetrol S.A. P 24

- Debido a la curvatura de la sección de construcción, el componente del esfuerzo de la tubería de perforación puede presentar doblamiento suficientemente alto para que la rotación deba ser hecha únicamente en tensión.¹⁹

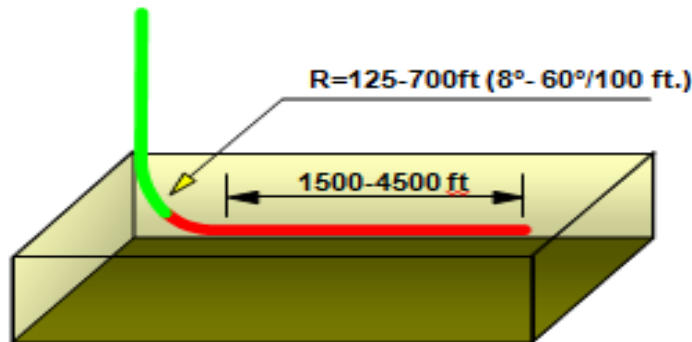


Figura 4.13 Perfil de pozo radio medio.²⁰

Radio corto

Los pozos horizontales que se perforan con la técnica de radio corto generalmente son pozos de características especiales como: pozos de tipo (Reentry) o reingreso perforando pozos ya existentes, Yacimientos con un estructura de tamaño limitado, se utilizan sistemas de perforación no convencionales como la perforación con Coiled tubing (Tubería en espiral - flexible) o TTRD por sus siglas en inglés (Trough-tubing rotary drilling / perforación rotaria mediante tubería), entre otras aplicaciones. En cuanto a su radio de curvatura se manejan distancias de 20 a 40 pies, y tasas de construcción de 60 a 145°/100 pies.

¹⁹ Crespo, H. (2008). ANALISIS DEL SISTEMA GEO – PILOT PARA PERFORACIÓN DIRIGIDA EN POZOS PETROLEROS (tesis de pregrado). Escuela politécnico nacional, Quito – Ecuador. P 7

²⁰ Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “Manual de operaciones de perforación” capítulo 13, “Perforación direccional”, Colombia, Ecopetrol S.A. P 25

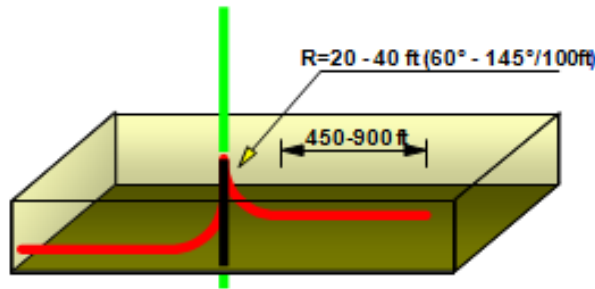


Figura 4.14 Perfil de pozo radio medio.²¹

A continuación, se presentará una figura que relacionara las tasas de construcción o BUR para los distintos tipos de pozos horizontales con el tipo de herramienta a utilizar en la perforación, tipo de MWD y otros.

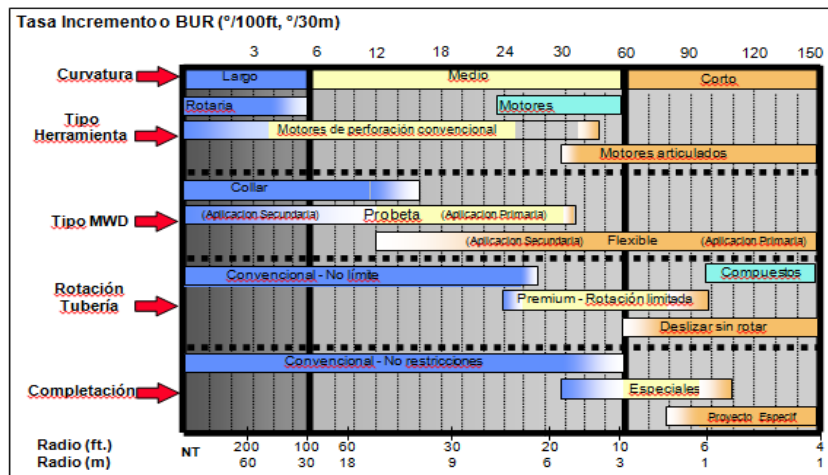


Figura 4.15 Clasificación de los pozos horizontales de acuerdo a su radio de curvatura

4.1.4 CONCEPTOS INFLUYENTES EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

PUNTO DE INICIO “KOP” (Kick Off Point).

²¹ Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “Manual de operaciones de perforación” capítulo 13, “Perforación direccional”, Colombia, Ecopetrol S.A. P 25

El KOP se puede definir como la profundidad o localización a la cual se inicia una desviación hacia una dirección previamente determinada, a la cual se quiera posicionar el pozo.

SECCIÓN DE INCREMENTO (Build Section).

Es la sección de la trayectoria del pozo después del punto de inicio KOP, donde el ángulo de inclinación aumenta.

SECCIÓN TANGENCIAL (HOLD SECTION).

Es el intervalo en la trayectoria direccional del pozo donde el ángulo y la dirección se mantiene constante, este intervalo es el más propicio para ubicar la bomba de producción.

FIN DEL INCREMENTO “EOB” (End Off Build).

Es el punto donde se da por finalizada la sección de construcción de ángulo en el pozo, es decir el punto de mayor inclinación en el pozo.

PUNTO DE ATERRIZAJE (Landing Point).

El landign point es definido como el punto donde la trayectoria del pozo alcanza la horizontalidad, aterrizando en la formación deseada, este punto solo es determinado cuando se confirma el contacto con el tope de la formación objetivo o yacimiento, y es la localización donde se empieza trabajo de geo navegación, perforando en la horizontal.

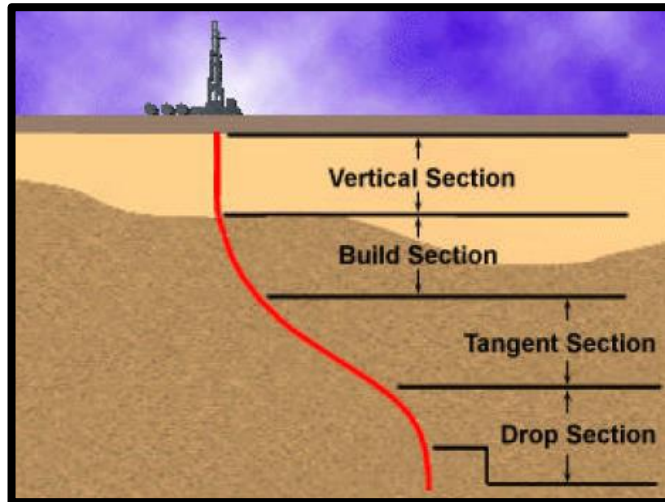


Figura 4.16 Estructura de un pozo direccional convencional por secciones.²²

PATA DE PERRO (DL - DOG LEG).

El DL se puede definir como el ajuste o cambio severo en el ángulo que posee la dirección del agujero, o en la inclinación de dos secciones o registros del hoyo.

SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO (DLS).

Este concepto está determinado por la medición de la tasa de cambio de un intervalo a otro en la DL, esta magnitud se estandarizó para medir los grados de DL por cada 100 ft, se deberá tener un control óptimo en esta tasa puesto que, según el tipo de trayectoria direccional, puesto que podría formar ojos de llave, o rigidez en la sarta.

TOOL FACE – TFO (Cara de la Herramienta).

El término se usa en relación a las herramientas desviadoras o a los motores dirigibles; se puede expresar en dos formas:

²² Muñoz C. Adriana. (2014). *Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo*. (tesis de pregrado) Universidad Nacional Autónoma de México, México D.C

- Física: el lugar sobre una herramienta desviadora, señalado comúnmente con una línea de marca, que se posiciona hacia una orientación determinada mientras se perfora, para determinar el curso futuro del pozo.
- Conceptual: en el pozo, “cara de la herramienta (tool face)” es a menudo utilizado como frase corta para referirse a la orientación de la misma (orientación del tool face). Por ejemplo, este término puede ser la orientación del sustituto de navegación de un motor dirigible, expresada como una dirección desde el norte o desde la boca del pozo.

SURVEY.

Los SURVEYS son estaciones o puntos dentro del pozo donde se toman datos de medidas geométricas para determinar la dirección (azimut) e inclinación en un profundidad precisa del pozo.²³

REFERENCIA DE INCLINACIÓN (Drift).

Ángulo medido en grados entre una tangente a la trayectoria del pozo y una línea vertical, dada por el vector local de gravedad, en un punto determinado del pozo, esta puede ser medida con péndulo, acelerómetro, giroscopio o herramientas direccionales (MWD).

²³ Muñoz C. Adriana. (2014). *Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo*. (tesis de pregrado) Universidad Nacional Autónoma de México, México D.C

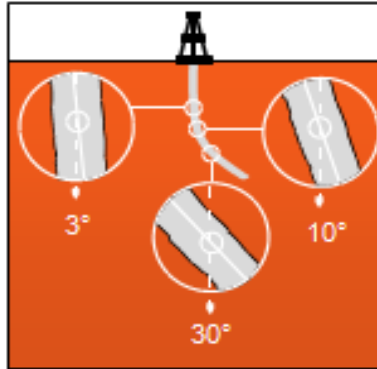


Figura 4.17 Grados de la vertical al lado alto (plano vertical)²⁴

AZIMUT.

El azimut de un pozo o rumbo es un punto determinado en la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj a partir del norte de referencia (0 – 360).²⁵

PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA (TVD – TOTAL VERTICAL DEEP).

Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad hasta un punto en la trayectoria del pozo. Para obtener la TVD, se calcula mediante la profundidad medida (MD), corrigiendo la desviación del pozo utilizando valores de Surveys.

PROFUNDIDAD MEDIDA (MD – Measure Deep).

Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales. Esta profundidad siempre se conoce, ya sea por conteo de tubería, por un medidor de profundidad del sensor de las

²⁴ Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “Manual de operaciones de perforación” capítulo 13, “Perforación direccional”, Colombia, Ecopetrol S.A.

²⁵ Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “Manual de operaciones de perforación” capítulo 13, “Perforación direccional”, Colombia, Ecopetrol S.A.

herramientas direccionales o por el contador de profundidad de la línea de cable de acero (wireline).

4.1.5 CONTROL DIRECCIONAL.

La perforación de pozos direccionales siempre generaran retos desde el punto de vista operativo para su eficiente control direccional, ya que estos pozos son milimétricamente programados, y el personal operativo que dirige y realiza estos pozos debe propender por mantener y ejecutar, dentro de una ventana operativa permitida, la trayectoria direccional y en nuestro caso de geonavegación dentro del yacimiento en la horizontal, algunas de las técnicas que se utilizan para un mejor control direccional, o para corregir diferentes parámetros influyentes en la trayectoria direccional y de geonavegación se mostraran a continuación como soporte teórico.

- **Modalidad Deslizando:** Esta operación es posible realizarla mediante un motor de lodo ya previamente ensamblado en la “BHA” junto con un empalme acodado (Bent sub o Bent Housing), en operaciones de perforación direccional. El modo de deslizamiento es el método predominante para incrementar y controlar o corregir el ángulo del pozo en las operaciones de perforación modernas. El proceso de perforación direccional es conceptualmente simple: la barrena se direcciona en la dirección deseada. Este direccionamiento se logra a través del empalme acodado, que posee un ángulo pequeño desplazado respecto del eje de la sarta de perforación, y un dispositivo de medición para determinar la dirección del desplazamiento. Sin girar la sarta de perforación, la barrena se rota con un motor de lodo, y perfora en la dirección en la que se dirige.

En operaciones de perforación de alta inclinación esta técnica es utilizada por el perforador direccional (DD – Directional Drilling), cuando se requiere un cambio o control en los parámetros direccionales, sea azimutal (giro de la broca y el motor direccional a la izquierda o derecha) o un cambio o control de la inclinación “Drift”. Esta modalidad se aplica al posicionar el TFO según la dirección que se requiera, si se necesita incrementar ángulo “**HIGH SIDE**” de inclinación el TFO deberá ser 0° , si se necesita tumbar (disminuir) ángulo “**LOW SIDE**” el TFO deberá ser de 180° . En cuanto al control azimutal se dirigirá el TFO dependiendo de la dirección a la que necesita realizar el giro 90° L (izquierda) o 90° R (derecha), cabe tener en cuenta que cuando se setea un TFO 90° significa que se quiere mantener la inclinación actual.

- **Modalidad de Rotación:** Esta es la modalidad convencional de perforación en la que se produce un giro o rotación en la sarta de perforación “BHA” por el Top Drive o la mesa rotaria y al mismo tiempo se produce una rotación en el motor de fondo direccional por el lodo, esta modalidad es utilizada para mantener ángulo y conseguir mayores tasas de ROP.

4.2 ENSAMBLAJES DE FONDO

El diseño del ensamblaje de fondo se realiza en base a las formaciones que se planean perforar y trayectoria del pozo. La óptima elección de un ensamblaje ahorrará gastos significativos de operación, ya que de ésta dependerá la transmisión efectiva de peso sobre la broca, además de soportar cargas torsionales, axiales, minimizar las vibraciones y mantener un buen ROP.

4.2.1 BHA ROTACIONAL

Construir ángulo (Principio de Fulcrum)

En el momento en el que la perforación necesite aumentar el ángulo de inclinación, se usa el principio de Fulcrum, el cual se basa en dejar una “zona flexible” en medio de dos estabilizadores usados como puntos de apoyo, los cuales al aumentar el peso, permitirá que el drill collar (LastraBarrenas) se flexione y produzca finalmente una curvatura hacia arriba, o también llamado punto de pivoteo. Mientras la distancia entre la broca y el primer estabilizador aumente, mayor será la velocidad de construcción.

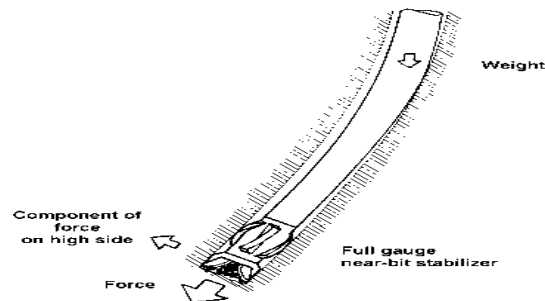


Figura 4.18 Diagrama principio de fulcrum²⁶

²⁶ Netwas Group Oil (2020), Fulcrum Assembly. <https://www.netwasgroup.us/engineering-4/workbook-xaw.html>

Mantener ángulo (Principio de estabilización)

Para estabilizar la perforación y evitar la desviación del pozo se deben reducir al máximo los esfuerzos laterales o cualquier efecto de deflexión. Para esto, se incorporan 3 o más estabilizadores por encima de la barrena donde entre más cercanos sean uno del otro, mayor rigidez provocará.

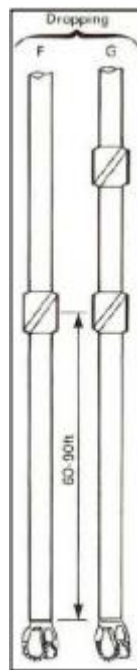


Figura 4.19 Ejemplo principio de estabilización²⁷

Disminuir ángulo (Principio de Péndulo).

Este principio de disminución de ángulo se basa en el diseño de un ensamblaje en el cual se incorpora un estabilizador a una distancia lejana de la broca, esta distancia y la fuerza gravitacional ejercida en la broca, hará que el drill collar se separe levemente de la pared

²⁷ Directional drilling Handbook, BHA

del pozo y tienda a desviarse hacia abajo. Si se desea disminuir más el ángulo de perforación se pueden manejar drill collars de diámetros mayores, esto permitirá un mayor peso en el ensamblaje y aumentará la inclinación.

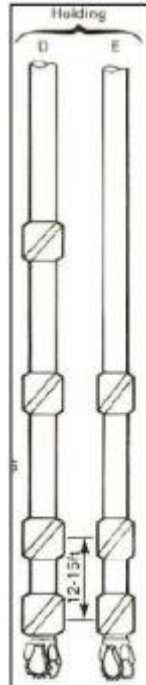


Figura 4.20 Ejemplo principio de péndulo²⁸

4.2.2 BHA MOTOR DE FONDO

En la perforación direccional este tipo de BHA permite rotar y direccionar la broca sin necesidad de rotar la sarta de perforación. Este sistema es principalmente accionado por el fluido de perforación y entre los más comunes se encuentran los motores de desplazamiento positivo y tipo turbina.

Motores de desplazamiento positivo.

²⁸ Directional drilling Handbook, BHA

La potencia del motor de desplazamiento positivo es generada mediante el sistema rotor/estator, los cuales poseen lóbulos helicoidales que se unen para darle sello a las cavidades. El flujo del lodo de perforación a través de estas cavidades produce el movimiento al rotor. Este motor posee un acople conectado al estator el cual también permite que el motor tenga un “codo” el cual se doble entre 0-3°, este acople ayuda a la transmisión del torque a un eje que empotra en un juego de balineras permitiendo finalmente la transmisión de carga axial y lateral a la broca.²⁹

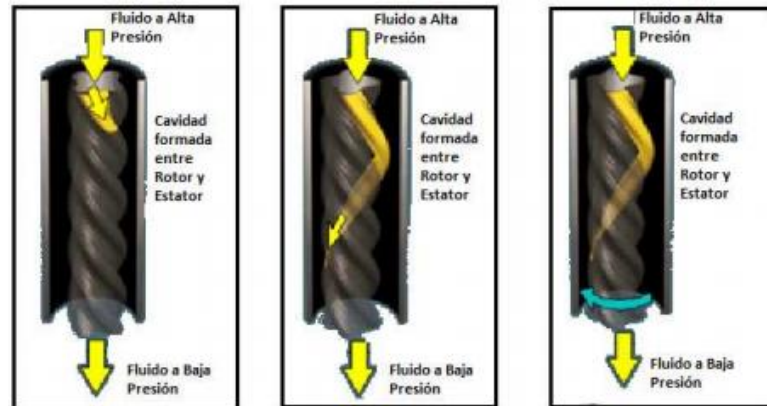


Figura 4.21 Diagrama motor de desplazamiento positivo³⁰

Substituto curvo o “Bent Sub”.

Herramienta la cual permite control sobre la dirección ofreciendo una desviación suave ya sea en construcción o descenso de ángulo. Este acople se sitúa encima del motor y la descentralización varía entre 1 y 3 grados comúnmente.

²⁹ Crespo Cevallos Hugo A., Escuela Politécnica Nacional, 2008. “Análisis del sistema Geo-Pilot para perforación dirigida en pozos petroleros”

³⁰ Perforación direccional, SPERRY SUN - HALLIBURTON

“Bent Housing” ajustable.

Este acople se sitúa en la parte inferior del ensamblaje del motor, cercano a la broca, dando un mayor control direccional, y el rango de inclinación varía comúnmente entre los 0 y 3 grados.

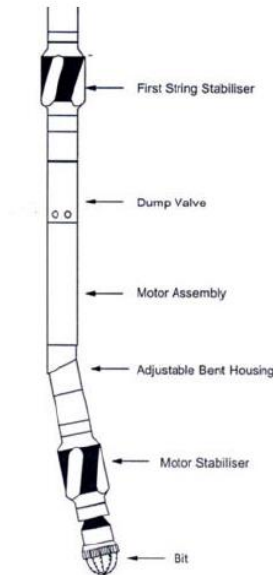


Figura 4.22 BHA con acople “Bent Housing”

Turbinas

Las turbinas, así como los motores de desplazamiento positivo se accionan mediante el lodo de perforación, el cual permite el movimiento de las aletas de metal que rotan la broca. Una de las desventajas de este tipo de BHA es la relación de la velocidad de la broca y la necesidad de torque, ya que, al incrementar el torque no necesariamente aumentará la presión. La velocidad de las turbinas comúnmente es mayor que la de los motores de desplazamiento positivo las cuales pueden ser útiles para formaciones demasiado duras.³¹

³¹ Crespo Cevallos Hugo A., Escuela Politécnica Nacional, 2008. “Análisis del sistema Geo-Pilot para perforación dirigida en pozos petroleros

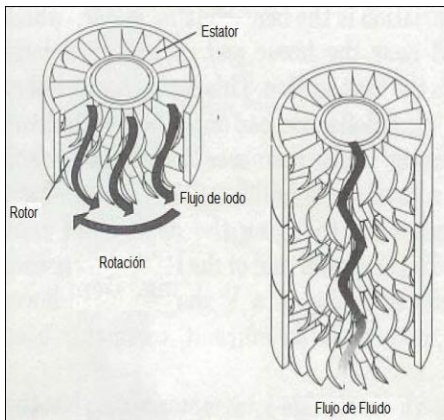


Figura 4.23 Diagrama movimiento rotor – estator³²

4.2.3 BHA MOTORES ORIENTABLES

Este tipo de BHA resulta de la combinación de un motor de fondo y un ensamblaje rotatorio, el cual permite perforar como un sistema de desplazamiento positivo, o en su defecto, rotado como un ensamblaje rotatorio. Una de las ventajas de este ensamblaje es la capacidad de modificar la orientación de la herramienta sin la necesidad de sacar la sarta de perforación siempre y cuando el control de los parámetros en superficie tales como RPM y WOB sean efectivos en la desviación de la broca.

³² Introduction to Directional and Horizontal Drilling. J.A. “Jim” Short. PennWell Books. P 64

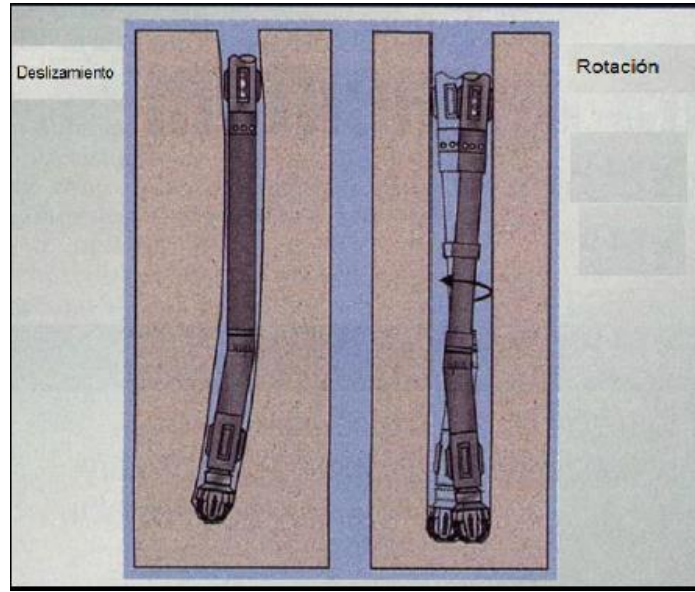


Figura 4.24 Operación de BHA con motor orientable³³

En modo deslizamiento, el motor rota la sarta con el fin de corregir el rumbo y obtener el “toolface” adecuado y posteriormente de “desliza” para seguir perforando sin necesidad de rotar la sarta. En modo rotario, la dirección del rumbo estará dada por la posición de los estabilizadores, en donde comúnmente se sitúan para una perforación recta, sin embargo, también se pueden situar para construir o disminuir ángulo de perforación.

4.2.4 BHA ROTATORIO DIRIGIBLE

El sistema de rotación dirigida al igual que el sistema con motor orientable no necesitan realizar viajes para cambiar la dirección de perforación, y contrario al sistema con motor orientable, este tipo de ensamblaje permite la corrección del “toolface” sin tener que deslizar, trabajando de forma continua en rotación y permitiendo dirigir la broca de forma activa. Una de las ventajas de este sistema es el aumento de torque, el mejoramiento en la limpieza del agujero, menos probabilidades de atascamientos, reducción de posibilidades de

³³ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P 7-26.

pata perro, y su efectividad en pozos horizontales o de alcance extendido debido a su óptima transferencia de peso sobre la broca.

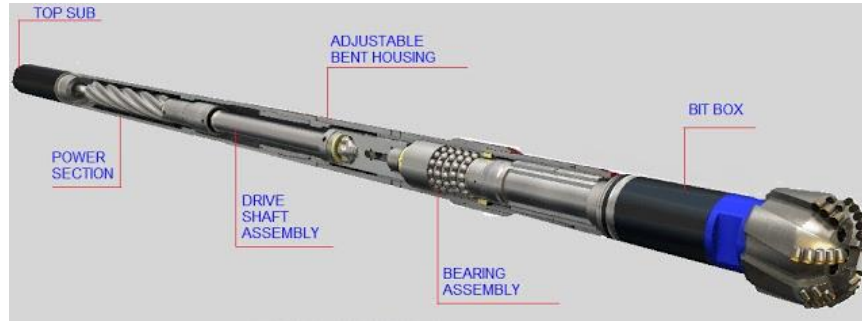


Figura 4.25 BHA con sistema rotario dirigible³⁴

4.2.5 TIPOS DE BROCAS DE PERFORACIÓN

Brocas triconicas.

Son brocas compuestas por 3 conos los cuales palean, trituran y cortan la roca girando cada uno sobre su propio eje. Los dientes generalmente pueden ser de carburo de tungsteno o de acero dependiendo de la dureza de la formación. A medida que los conos van girando, los dientes se levantan del fondo del pozo y permite que el lodo de perforación a alta presiones impacte los fragmentos de roca triturada y así ser removidos y transportarlos por el espacio anular hasta la superficie.³⁵

³⁴ Drilling Manual (2017), Steerable drilling systems. <https://www.drillingmanual.com/2017/11/steerable-drilling-systems.html>.

³⁵ Schlumberger Oilfield glossary, Barrena de conos giratorios

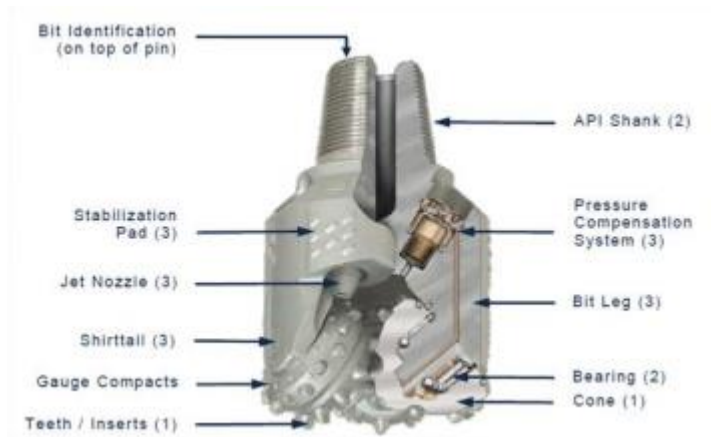


Figura 4.26 Partes generales broca tricónica³⁶

Brocas PDC (Polycrystalline Diamond Compact)

Este tipo de broca se caracteriza por tener en sus cortadores diamantes sintéticos y al igual que las brocas tricónicas, su diseño hidráulico está constituido por toberas para lodo. Su mecanismo de corte es por cizallamiento que permite una perforación menos agresiva, teniendo también como ventaja un aumento en la tasa de penetración consecuente a los volúmenes de corte resultantes en el cizallamiento.

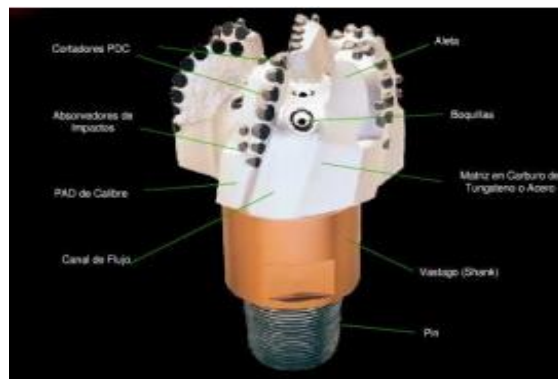


Figura 4.27 Partes de brocas PDC³⁷

³⁶ Holguín M.H., Ramirez L.V., Gonzáles A.A., 2010. Diseño del programa de brocas requerido para perforar el pozo direccional XD. Escuela Superior politécnica litoral. Ecuador.

³⁷ Partes de una broca PDC. Halliburton.

Brocas con diamantes naturales incrustados.

Esta broca se compone de cortadores con diamantes naturales incrustados que sumado al mecanismo de corte abrasivo, hace de esta broca una herramienta óptima para formaciones duras y abrasivas. A diferencia de la broca con diamantes sintéticos, esta broca realiza una remoción más eficiente, permitiendo que las pequeñas cantidades de roca que van restando en la trituración sean removidas por cada diamante. Las barrenas de diamante no usan toberas de lodos, están diseñadas de tal manera que el fluido de perforación circule por el centro de ésta, alrededor de la cara de la broca y entre los diamantes por unos canales llamados vías de agua o de circulación.³⁸



Figura 4.28 Broca con diamantes naturales³⁹

4.2.6 ESTABILIZADORES

Los estabilizadores son una herramienta corta de tubería la cual va integrada en el ensamblaje de fondo. Esta herramienta es usada para mantener la sarta concéntrica con el pozo, evitando efectos de pandeo, flexión y desviaciones involuntarias. Dependiendo de las zonas en donde sean colocados los estabilizadores cumplirán una función, por ejemplo, en caso de estar cerca a la broca de perforación, estas herramientas otorgarán un mayor control

³⁸ Escuela de perforación (2011). Barrenas

³⁹ Escuela de perforación (2011). Barrenas

direccional y una mejor rotación en la broca, en la sección superior de los collares, el funcionamiento de éstas estará más ligado a otorgar rigidez, centralizar la sarta, y minimizar cambios inapropiados en la dirección del pozo.

En pozos direccionales, y en la configuración de los ensamblajes rotacionales, los estabilizadores son pieza fundamental en la construcción, disminución, y estabilización del ángulo de desviación del pozo.

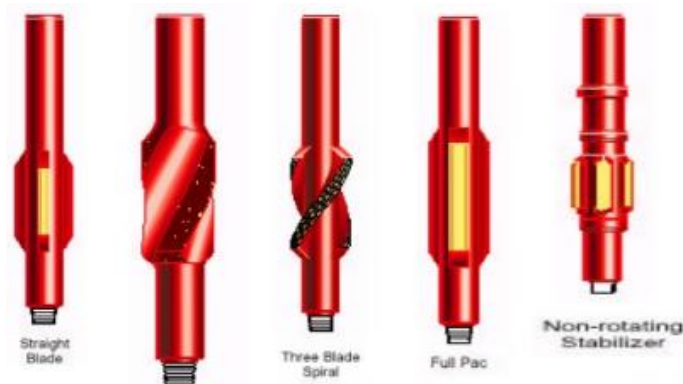


Figura 4.29 Tipos de estabilizadores⁴⁰

Normalmente en la industria se usan estabilizadores de aletas soldadas, o estabilizadores integrales de una sola pieza de acero dependiendo de los costos y formaciones a perforar. Los estabilizadores integrales son lo más recomendable en la perforación de un pozo, ya que al usar estabilizadores con aletas soldadas existen mayores posibilidades de perder la herramienta debido al gran desgaste generado en ellas.

⁴⁰ Schlumberger. Diseño de sarta de perforación y bha.

4.2.7 HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN

4.2.7.1 MWD (Measure while drilling)

Esta es una herramienta de gran importancia en la perforación direccional, cuyo objetivo principal es ofrecer datos físicos como temperatura, presión, datos de dirección e inclinación del pozo, torque y esfuerzos axiales en la tubería, peso sobre la broca, entre otros en tiempo real. La herramienta se compone básicamente de tres sistemas para su funcionamiento, los cuales son: Primero, un sistema de poder donde generalmente se usan baterías que proporcionen energía eléctrica, o en su defecto turbinas. Segundo, un sistema de telemetría que varía según la compañía, donde se puede encontrar telemetría acústica, eléctrica, electromagnética y probablemente la más utilizada, telemetría de pulsos en el sistema de lodo. Tercero, un sistema de transformación de los datos, que se realiza mediante el uso de transductores los cuales transforman las señales remitidas a un código binario en donde finalmente queda de fácil lectura en superficie.

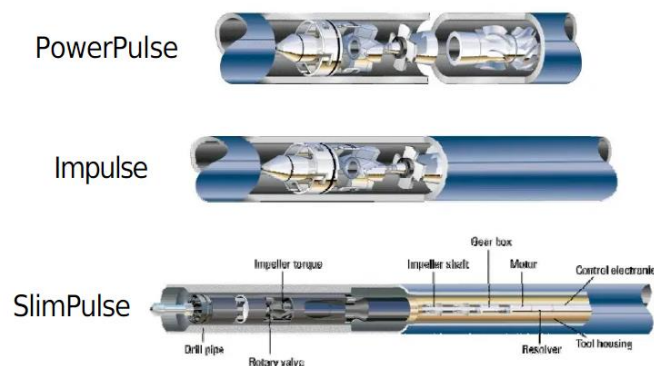


Figura 4.30 Herramienta MWD⁴¹

⁴¹ Schlumberger. Herramientas de MWD y LWD

Los sistemas de medición tienen dos métodos por los cuales se puede adquirir la información, Pueden ser en tiempo real (telemetría) o en memoria.

Método de telemetría.

La telemetría constituye un sistema de medición, transmisión y recepción de información a distancia. La medición de datos se realiza a través de sensores o transductores que se codifican para transmitir a la estación receptora. Existen diversos sistemas de telemetría.

- Telemetría eléctrica
- Telemetría con fibra óptica
- Telemetría acústica
- Telemetría mediante pulsos de lodo
- Telemetría Electromagnética

Telemetría Electromagnética: Este sistema utiliza una onda electromagnética para la propagación de la información esta onda presentará variaciones de frecuencia (2 a 15 Hz) dependiendo de la geología encontrada en el pozo. El medio de transmisión está a cargo generalmente por la tubería de perforación o la formación perforada su calidad dependerá de qué tan resistiva sea la formación, la información es recibida por una antena en superficie.

Telemetría Acústica: Este método de transmisión de datos es utilizado en pruebas DST (drill steam test), para este método se utiliza una memoria Buffer para transmitir y almacenar la información. Su funcionamiento consiste en generar energía acústica, para transmitir en tiempo real en las paredes de la sarta.

Telemetría por Pulsos del lodo: Este sistema utiliza un collar no magnético en el que se sitúa una sonda electrónica equipada con sensores que miden los diferentes parámetros codificados en sistema binario, que luego son enviados a superficie a través del lodo mediante una onda continua de pulsos de presión, este sistema puede ser implementado en pulsos de lodo positivo o negativo.

Herramienta LWD (Logging while drilling).

El sistema LWD tiene un funcionamiento muy similar al del MWD de transferencia de datos de subsuelo hasta superficie, arrojando datos en tiempo real para toma de decisiones al instante. Esta herramienta permite al ingeniero contar con información de las propiedades de la roca y detectar posibles zonas con hidrocarburos, donde se analizará la opción de desviación o un posible trabajo de revestimiento para cuidar la integridad del yacimiento.

Existen varios tipos de registros tomados en fondo de pozo, en los que se encuentran comúnmente los registros de rayos gamma, registros de densidad neutrón, registros de resistividad, registros sínicos, entre otros.

Giroscopio (Gyro)

El gyro es una herramienta la cual permite la lectura de azimut con referencia a una dirección ya conocida. Esta herramienta es usada regularmente cuando se encuentran zonas con interferencia magnética, o interferencias con otros pozos cercanos, en donde el MWD se ve afectado y se obtienen lecturas poco confiables de éste.

4.3 HIDRÁULICA.

4.3.1 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN MÁS COMUNES

Los fluidos de perforación o también conocidos como lodos de perforación, son uno si no el componente más importante en la perforación de un pozo, el lodo es un fluido que se prepara con químicos y diferentes configuraciones de fluidos (agua, aceite, gas o una combinación de estos), algunos de los lodos de perforación más usados son:

- **Fluidos gaseosos.**

Perforar con fluidos gaseosos de aire seco o cualquier otro gas genera las mayores ROP que con cualquier otro fluido de perforación, en cuanto a los recortes se ven reducidos a polvo generalmente por la pulverización y choque a altas velocidades con la BHA.

- **Fluidos mezcla gas – líquido.**

Estos fluidos se consiguen mezclando agua con agentes espumantes, también se puede conseguir mezclando una corriente de aire en fluidos de alta viscosidad (gelatinosos) que contenga un agente espumante, siendo la viscosidad la variable más importante para transportar recortes.

- **Fluidos base agua.**

Los lodos base agua se pueden subdividir en dispersantes cuando se encuentra una fase continua de agua por lo general de agua dulce y en la cual están suspendidos otros orgánicos y químicos como bentonita, sólidos y otros reactivos. También encontramos los lodos base agua emulsionados puede ser con aceite, diésel o crudo en una menor proporción del 5 al 10% del volumen total del lodo. En determinadas

circunstancias los lodos base agua pueden ser de agua salada, estos pueden tener aplicaciones en perforaciones de domos salinos para mantener estable la formación o en pozos costa afuera donde es muy abundante este componente.

- **Fluidos base aceite.**

Los lodos base aceite pueden caracterizarse por contener una base de aceite como fase continua y una fase dispersa en menor proporción de agua (hasta un 40% volumen de agua) estos lodos también son conocidos como lodos de emulsión inversa, otro lodo base aceite característico es un lodo con menos del 5% de volumen de contenido de agua (+ 90 % fase continua de aceite) este puede ser asfalto oxidado, ácidos orgánicos, alcalinos, agentes estabilizadores y diésel o aceites minerales no tóxicos. El uso de estos fluidos de perforación se reduce a situaciones especiales como: formaciones con altas temperatura, formaciones con lutitas hidrófilas, zonas de alta presión, perforación en la formación productora.

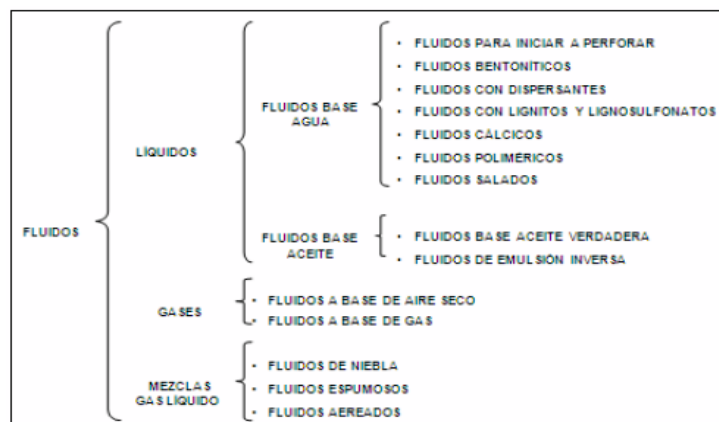


Figura 4.31 Clasificación de los fluidos de perforación.⁴²

⁴² Hernandez, J. (2010). Análisis de los fluidos de perforación de la industria petrolera (tesis de pregrado). Universidad de Veracruzana, Veracruz, México. P47

4.3.2 MODELOS REOLÓGICOS

Fluidos newtonianos

Son aquellos fluidos en los cuales la viscosidad no varía a ciertas condiciones de temperatura y presión, es decir, permanece constante. Matemáticamente, según el modelo newtoniano, el gradiente de velocidad es directamente proporcional al esfuerzo de corte. Algunos de los fluidos newtonianos más comunes utilizados en la industria son el agua y los geles.

Fluidos no newtonianos

Los fluidos no newtonianos son aquellos fluidos que al aplicar una tensión cortante o cambios de presión y/o temperatura alteran de forma significativa su viscosidad. Estos fluidos se dividen en fluidos plásticos, pseudoplásticos, tixotrópicos, y viscoelásticos. Existen varios modelos reológicos los cuales describen el comportamiento de estos fluidos según su velocidad de corte, los cuales son: modelo Plástico de Bingham, modelo de Ley de Potencia, modelo de Herscherl-Burkley.

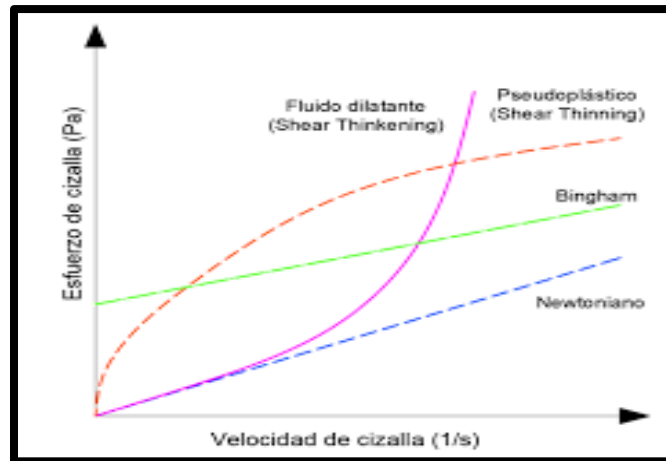


Figura 4.32 Comportamiento reológico de los fluidos⁴³

Modelo Plástico de Bingham

Este modelo reológico describe un comportamiento lineal de esfuerzo cortante y velocidad de corte. La pendiente de la línea recta está dada por la viscosidad plástica, donde se debe mantener en lo más bajo posible para evitar sólidos coloidales y permitir una perforación mucho más fluida.⁴⁴ Matemáticamente se puede expresar de la siguiente manera:

$$T = YP + PV(\dot{\gamma}) \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Dónde,

T= Esfuerzo cortante; $\dot{\gamma}$ = Velocidad de corte; YP= Límite de fluencia; PV= Viscosidad plástica

Modelo de Ley de Potencia

Este modelo describe el comportamiento de fluidos pseudoplásticos y dilatantes dependiendo del índice de comportamiento de flujo (n), el cual es uno de los parámetros

⁴³ Topon E.D. 2019. Comportamiento reológico de pastas de cemento con adiciones de metacaolín y nanosílice. Escuela técnica superior de ingenieros de caminos, canales y puertos. Madrid

⁴⁴ Schlumberger. Oilfield Glossary

asociados al modelo matemático junto con el índice de consistencia de flujo (K) tal como se describe a continuación:

$$T = K(\gamma)^n \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Donde,

T= Esfuerzo cortante; K= índice de consistencia de flujo; γ = Velocidad de corte; n= Índice de comportamiento de flujo

Modelo de Herscherl-Burkley

Este modelo describe un comportamiento generalizado de los fluidos no newtonianos, teniendo en cuenta como parámetro el esfuerzo de corte mínimo inicial.

$$T = T_0 + K(\gamma)^n \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Donde,

T= Esfuerzo cortante; K= índice de consistencia de flujo; γ = Velocidad de corte; n= Índice de comportamiento de flujo; T_0 = Esfuerzo cortante mínimo inicial.

4.3.3 ÁREA TOTAL DE FLUJO (TFA)

Es la suma de las áreas de las boquillas por las que el fluido de perforación fluye, donde el área de flujo de cada boquilla está dada en pulgadas cuadradas. Matemáticamente se calcula de forma muy sencilla,

$$TFA = \frac{D1^2 + D2^2 + \dots + Dn^2}{1303.8} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Dónde:

D: Diámetro de la boquilla, expresado en 1/32 pulg

4.3.4 VELOCIDAD EN EL JET

Esta velocidad es la velocidad la cual el fluido circula por el jet de la broca, el cual estará dada por el caudal el cual es bombeado en superficie y la sumatoria de los diámetros de cada boquilla. Matemáticamente se puede expresar:

$$V = \frac{417.2 \times Q}{(Dn1^2 + Dn2^2 + \dots)} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Donde:

Q= Caudal (gpm); Dn= Diámetro de la boquilla (in²)

4.3.5 VELOCIDAD MEDIA DE PROPAGACIÓN

Esta velocidad describe la velocidad de circulación de un fluido dependiendo del medio en el que se encuentre, ya sea en el espacio anular, o en tubería de perforación suponiendo un medio constante de velocidad plano donde no se forme flujo turbulento. Esta velocidad se halla mediante la división del caudal del fluido por el diámetro del espacio donde se encuentra el mismo.

4.3.6 VELOCIDAD CRÍTICA

Esta velocidad es aquella existente en la transición de flujo turbulento a flujo laminar, ya sea en el espacio anular o en el interior de la tubería de perforación.

4.3.7 POTENCIA HIDRÁULICA POR PULGADA CUADRADA (HSI)

La potencia hidráulica HSI es el producto de la caída de presión de la broca por el caudal de flujo, es decir, el trabajo ejercido por el fluido de perforación en un área específico de la broca, ya sea en un jet, o en el área total de flujo. Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$HSI = \frac{Q * \Delta P b}{1714} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Donde,

HSI: Potencia hidráulica (Caballos); Q: Caudal (gal/min); $\Delta P b$: Caída de presión a través de la broca (lppc)

4.3.8 FUERZA DE IMPACTO (FI)

Es la fuerza con la cual el fluido de perforación impacta la formación por medio de la broca, producto de la densidad del lodo, la rata de flujo, y la velocidad. Matemáticamente está dada por:

$$FI = \frac{\rho * Q * V b}{1932} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Donde,

ρ : Densidad del fluido (lb/gal); Q: Caudal (gal/min); Vb: Velocidad en la boquilla (ft/seg)

4.3.9 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA.

Uno de los factores más importantes en la hidráulica del pozo es la pérdida de presión del fluido en el sistema de circulación, la presión del fluido está determinada primordialmente por la capacidad y potencia hidráulica de la bomba. El análisis de las pérdidas por fricción del fluido se debe hacer en las distintas partes que involucran el sistema de circulación del lodo.

- Líneas de superficie, tales como el standpipe (tubería de subida), la manguera del Kelly o top drive y las bombas.
- Tubería de perforación y conexiones.
- Boquillas de la broca de perforación.
- Flujo en el espacio anular

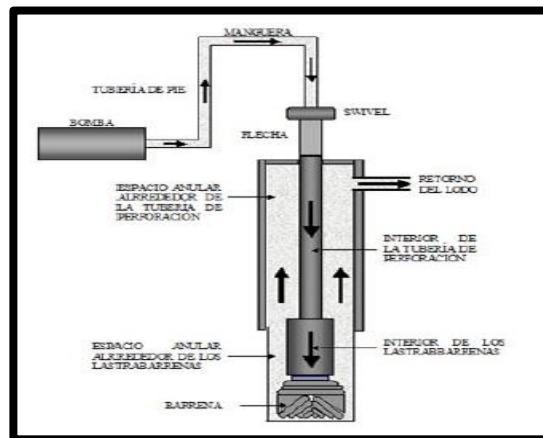


Figura 4.33 Sistema de circulación del pozo. ⁴⁵

Las pérdidas de presión por fricción están sujetas a las condiciones del fluido tales como: tasa de flujo, densidad y reología del lodo, también influye el tipo de flujo (laminar, turbulento o de transición), es por esto que para calcular cualquier pérdida por fricción en el

⁴⁵ Retes, A. (2014). Programa en Visual Basic para el cálculo de hidráulica básica, pérdida de presión por fricción, optimización de la hidráulica y la relación de transporte de los recortes

sistema es necesario determinar el tipo de flujo del fluido, para determinar la dinámica de un fluido a través de un conducto el ingeniero Osborne Reynolds, determinó un factor adimensional el cual se denomina número de Reynolds, este factor adimensional relaciona la velocidad de flujo con las propiedades del fluido, este se determina de la siguiente manera:

$$N_{RE} = \frac{\text{Fuerza de inercia}}{\text{Fuerza viscosa}} \quad \text{EC. (4.8)}$$

La ecuación que describe el número de Reynolds utilizando los factores N (índice de comportamiento del fluido) y K (índice de consistencia) de la ley de potencia que determina el régimen de flujo del fluido en el interior de la tubería es:

$$Re_P = \frac{928V_P D_P \rho}{\mu_{EP} \left(\frac{3N_P+1}{4N_P}\right)^{N_P}} \quad \text{EC. (4.9)}$$

Dónde:

V_p : Velocidad del fluido dentro de la tubería (pies/seg)

D_p : Diámetro interno de la tubería (pulg)

ρ : Densidad del lodo (lb/gal)

μ_{ep} : Viscosidad efectiva dentro de la tubería (cp)

n_p : Constante de ley de potencia para la tubería

De igual manera para determinar el régimen de flujo del fluido en el anular se utiliza la siguiente ecuación:

$$Re_A = \frac{928V_A (D_2 - D_1) \rho}{\mu_{EA} \left(\frac{2N_A + 1}{3N_A} \right)^{N_A}} \quad \text{EC. (4.10)}$$

Dónde:

V_A : Velocidad del fluido en el anular (pies/seg)

D_1 : Diámetro externo de la tubería (pulg)

D_2 : Diámetro del hueco (pulg)

ρ : Densidad del lodo (lb/gal)

μ_{ea} : Viscosidad efectiva en el anular (cp)

N_A : Constante de ley de potencia para el anular.

Es necesario aclarar que estas ecuaciones (1.2 y 1.3) son ajustadas al modelo matemático de ley de potencia que es utilizado comúnmente para la hidráulica de fluidos de perforación ya que se ajusta de una manera más real al comportamiento de los fluidos de perforación. Los valores con los que comúnmente se determinan el tipo de régimen de flujo; Laminar $NRe < 2300$, transicional entre $2300 < NRe < 4000$ y turbulento $NRe > 4000$ está determinado para el flujo de agua (fluido newtoniano) en una tubo circular, los fluidos que se utilizan en la perforación de pozos petroleros por lo general son de naturaleza no-newtoniano, por lo que para estos fluidos se determinó el número de Reynolds crítico que comprende mejor el comportamiento de estos fluidos.⁴⁶

- Flujo laminar $Re_c < 3470 - 1370 n$ EC. (4.11)

⁴⁶ Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “Manual de operaciones de perforación” capítulo 9, “Hidráulica”, Colombia, Ecopetrol S.A. P 13 – P 18

- Flujo transicional $3470 - 1370 n_p \leq Re_c \leq 4270 - 1370 n_p$ EC. (4.12)

- Flujo turbulento $Re_c > 4270 - 1370 n_p$ EC. (4.13)

FACTOR DE FRICCIÓN Y PÉRDIDAS DE PRESIÓN POR FRICCIÓN.

El fluido genera fricción en cualquier parte por donde se esté moviendo, estas fuerzas de fricción tienen gran efecto en las pérdidas de presión del fluido, por lo que se ha determinado un coeficiente de fricción para el cálculo de estas pérdidas denominado factor de fricción de Fanning, este coeficiente es función del número de Reynolds y de las condiciones de la superficie de la pared o medio de conducción.

Factor de fricción de Fanning para la tubería, flujo laminar:

$$f_p = \frac{16}{Re_p} \quad \text{EC. (4.14)}$$

Factor de fricción de Fanning para la tubería, flujo transicional:

$$f_p = \left[\frac{Re_p - (3470 - 1370 n_p)}{800} \right] \times \left[\frac{a}{(4270 - 1370 n_p)^b} - \frac{16}{3470 - 1370 n_p} \right] + \frac{16}{3470 - 1370 n_p}$$

EC. (1.8)

Factor de fricción de Fanning para la tubería, flujo Turbulento:

$$f_p = \frac{a}{Re_p^b} \quad \text{EC. (1.9)} \quad a = \frac{\text{Log } n_p + 3.93}{50} \quad \text{EC. (4.15)}$$

Factor de fricción de Fanning para la anular, flujo laminar:

$$f_a = \frac{24}{Re_a} \quad \text{EC. (4.16)}$$

Factor de fricción de Fanning para la anular, flujo transicional:

$$f_a = \left[\frac{Re_a - (3470 - 1370 n_a)}{800} \right] \times \left[\frac{a}{(4270 - 1370 n_a)^b} - \frac{24}{3470 - 1370 n_a} \right] + \frac{24}{3470 - 1370 n_a}$$

EC. (4.17)

Factor de fricción de Fanning para la anular, flujo turbulento:

$$f_a = \frac{a}{Re_a^b} \quad \text{EC. (1.13)}$$

$$b = \frac{1.75 - \text{Log } n_a}{7} \quad \text{EC. (4.18)}$$

Al determinar estos coeficientes es posible reemplazar el factor de fricción para calcular las pérdidas de presión, estas se aconsejan ser calculadas en cada sección por separado para luego hacer una sumatoria de todas estas. Para el cálculo de las pérdidas de presión solo se tiene en cuenta las partes divididas en secciones del sistema, el régimen de flujo no es considerado ya que se calcula el número de Reynolds en el factor de fricción por lo que solo se determina una ecuación para cada sección.

Para pérdidas de presión en la tubería:

$$P = \frac{DI \times Vi^2 \times L \times f}{3397.2 \times Di} \quad \text{EC. (4.19)}$$

Para pérdidas de presión en el anular:

$$P = \frac{DI \times Vi^2 \times L \times f}{3397.2 \times Di} \quad \text{EC. (4.20)}$$

Dónde:

P: Pérdida de presión en tubería de perforación o drill collar (psi)

DI: Densidad del fluido de perforación (gr/cm^2)

V_i^2 : Velocidad del fluido de perforación en el interior de la tubería (pies/min)

V_a^2 : Velocidad del fluido de perforación en el espacio anular (pies/min)

L: Longitud de la tubería o espacio anular

f: Factor de fricción (adimensional)

4.3.10 PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN LOS JETS O BOQUILLAS DE LA BROCA.

El fluido de perforación sufre la mayor pérdida de presión cuando fluye por las boquillas de la broca, al pasar el fluido por las boquillas que son orificios de diámetros de menor tamaño (generalmente de 1/32 pulgada) se producen altas pérdidas de presión por fricción y se aumenta la velocidad del fluido, si se maneja esta caída de presión de forma eficiente puede tener múltiples aplicaciones útiles para optimización de la perforación, mejorando fuerza de impacto en la formación o potencia hidráulica.

El total de la caída de presión a través de la broca se deriva del balance de energía de la ecuación de Bernoulli e incluye un coeficiente de boquilla de 0.95. ⁴⁷La ecuación para calcular la pérdida de presión en las boquillas se presenta a continuación:

⁴⁷ Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “Manual de operaciones de perforación” capítulo 9, “Hidráulica”, Colombia, Ecopetrol S.A. P 21-22, P 26

$$\Delta P_b = \frac{\rho \times Q^2}{10856 \times TFA^2} \quad \text{o} \quad \Delta P_b = \frac{156 \times \rho \times Q^2}{(J1^2 + J2^2 + \dots + Jn^2)^2} \quad \text{EC. (4.21)}$$

Dónde:

ΔP_b : Caída de presión total a través de las boquillas (lppc)

ρ : Densidad del fluido (lb/gal)

Q: Caudal de flujo (gal/min)

TFA: Área total de flujo de las boquillas (pulg²)

DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN.

Es común que para determinar presiones de un fluido este sea expresado en términos de densidad equivalente, para calcular la DEC se debe tener en cuenta no solo la presión a la salida de los jets y por consiguiente las pérdidas de presión en la tubería y en los mismos jets, sino también la presión hidrostática del fluido y las pérdidas por fricción en el anular, por lo tanto la presión total ejercida en cualquier punto del pozo que será la necesaria para sobrepasar las pérdidas por fricción en el anular y la presión hidrostática estará determinada por la densidad equivalente de circulación, calculándose así:

$$ECD = \frac{\sum Pa}{0.052 \times TVD} + \rho \quad \text{E.C (4.22)}$$

Dónde:

ΣP_a : Sumatoria de las pérdidas de fricción en el anular (lppc)

TVD: Profundidad vertical verdadera (pies)

ρ : Densidad del fluido (lb/gal)

4.3.11 FACTORES QUE AFECTAN TRANSPORTE DE RECORTES EN POZOS DIRECCIONALES.

Al perforar un pozo se generan detritos o recortes, estos recortes deben ser removidos del pozo por el fluido de perforación, y llevarlos hasta superficie, esta función se conoce como capacidad de acarreo, este índice de acarreo debe ser determinado por la hidráulica del lodo, es necesario garantizar una eficiente limpieza para evitar problemas en la perforación tales como:

- Pega de tubería
- Aumento de ECD (densidad equivalente de circulación)
- Daño prematuro en la broca
- Aumento de torque y arrastre
- Disminución de la ROP

Estos problemas son ocasionados generalmente por una mala limpieza del pozo, algunos de los factores que más afectación generan en el fluido y su capacidad de acarreo, pueden ser las velocidades tanto en el anular como las velocidades de deslizamiento de los recortes, la excentricidad de la sarta de perforación, una alta ROP que acelere la producción de recortes más rápido de lo que se pueda limpiar el pozo, las propiedades reológicas del fluido y una de los factores que más consideramos en este trabajo como lo es la inclinación del pozo.

Para pozos con secciones de inclinación de 10° – 40° se recomienda aplicar velocidades del fluido en el anular (V_a) mayores a las (V_a) para pozos verticales o de menor ángulo, al encontrarse en pozos con este grado de inclinación, se genera un fenómeno llamado “reciclaje de partícula” el cual se evidencia cuando los recortes son transportados hasta

cierto punto y posterior a eso se depositan en la parte inferior, para luego ser transportados por otra corriente del fluido, repitiendo este paso hasta alcanzar la superficie.

El transporte de recortes y limpieza del pozo donde su ángulo de inclinación es mayor a 40° presenta mayores dificultades, dado que en estos ángulos de inclinación los recortes no forman ese tipo “reciclaje” puesto que la gravedad los empuja hacia abajo formando acumulaciones de recortes llamadas “camas”, si éstas no son removidas a tiempo, se acumulan y se pueden depositar en el fondo del pozo al deslizarse, generando posibles pegas de tubería, esta situación debe manejarse con un régimen de flujo turbulento que arrastre y no permita la depositación de los recortes, así como la rotación continua de la sarta de perforación.

Por último, para pozos de inclinaciones mayores a 60° se recomienda de igual manera una (Va) alta que garantice un flujo turbulento, estos pozos de igual manera acumulan recortes en la parte inferior pero no se acumulan en grandes cantidades al no tener tanta injerencia de la gravedad por lo que no se deslizan al encontrarse cercanos a la horizontal.⁴⁸

4.4 PROBLEMAS GENERALES RELACIONADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS DIRECCIONALES DE ALTA INCLINACIÓN.

La industria petrolera ha venido aumentando el estudio de los factores físicos que mecánicamente afectan tanto a la tubería como al ensamblaje de fondo, estos daños pueden ser causados por un mal control en las fuerzas de tensión, compresión, y fricción las cuales toman un papel importante a la hora de realizar una perforación fluida y salvaguardar la

⁴⁸ Hernández, F. (2018). Aplicación de la teoría de perforación direccional (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México. P 91

vida de los equipos utilizados, más aún durante la ejecución de pozos direccionales de alta inclinación en donde los esfuerzos generados por la operación, y los generados entre la formación y la “BHA” aumentan considerablemente con respecto a un pozo convencional. Algunos de los factores más comunes que pueden generar problemas durante la perforación direccional son mencionados a continuación:

Vibración axial

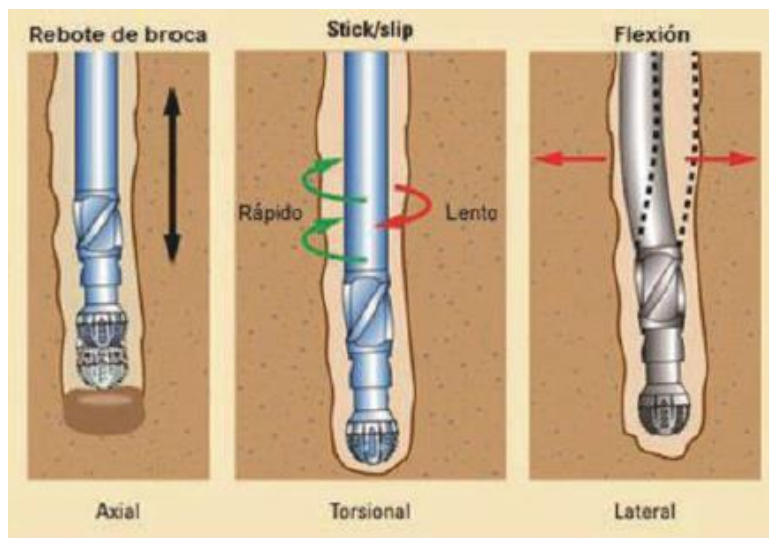
La vibración axial es el movimiento vertical generado por el impacto de la broca sobre la formación encontrada durante todas las fases de la perforación. Estas vibraciones pueden derivar en cambios en la ROP, fallas mecánicas en el bha, “Stick slip”, WOB errático, entre otros.

Vibración lateral

Es la vibración excéntrica del ensamblaje de fondo que genera impactos contra las paredes del pozo. Esta vibración puede traer problemas severos ya que aumentará el diámetro del pozo, producirá daños en los revestimientos, inestabilidad en el hueco, material metálico erosionado en fondo de pozo, reducción de ROP, entre otros.

Vibración torsional

La vibración torsional se genera a causa de la rotación de la sarta de perforación, la cual



produce una onda torsional que viaja hasta la broca y crea torsiones en las partes más flexibles de la sarta. Esta vibración se encuentra comúnmente en pozos horizontales o de alto ángulo de desviación y formaciones duras. Este movimiento rotacional acumula energía que al ser liberada conlleva a problemas como disminución en la velocidad de penetración, fallas por cizallamientos, daños en los cortadores debido a los cambios drásticos en cargas, viajes de pesca debido a los daños mecánicos en el BHA, atascamientos, entre otros.

Figura 4.34 Vibraciones producidas en la BHA

“Stick - Slip” (Atascamiento-deslizamiento)

El efecto stick slip es generado principalmente por las vibraciones torsionales en donde la broca queda atascada hasta que se genere la suficiente fuerza de torsión en superficie para vencer la fricción y permita el giro nuevamente de la broca y el BHA.

Torque friccional

Es la fuerza torsional generada por el contacto de la sarta de perforación y el hoyo.

Torque mecánico

Es la carga torsional generada por la tubería de perforación en conjunto con el ensamblaje de fondo y los ripios de la formación ya sea por cortes, derrumbes o hinchamientos.

Pega por Ojos de llave

Son pegas en el pozo generados por la continua rotación del ensamblaje en zonas donde se encuentra pata de perro; Estos agujeros generados por la sarta al momento de pasar el drill collar que tiene un diámetro mucho mayor, generará el atascamiento. Este fenómeno se presenta mayormente en secciones desviadas de hueco relativamente blandas y cuando se tienen uniones de tubería endurecidas.

Pega por recortes

Los pozos desviados y horizontales son más complejos de hacer una limpieza efectiva que los perforados verticalmente; Las probabilidades de pegas son más elevadas debido a que la inclinación de estos promueve la acumulación de los recortes creando una capa en la parte inferior, lo que lo hace más propenso a derrumbes y en consecuencia a atascamientos.

Pandeo

Es la deformación de la tubería debido al exceso de carga sobre ella. En pozos desviados la carga crítica de pandeo será más elevada que para pozos verticales debido al soporte provisto de la inclinación de este. El pandeamiento de la sarta mientras rota causará problemas tanto en el pozo como en la sarta, obteniendo fallas por fatiga.

Dificultad de transmisión de peso sobre la broca.

En pozos altamente desviados y horizontales, la fricción entre la sarta de perforación y el pozo incrementan hasta tal punto que la fuerza axial ejercida desde superficie no es lo suficientemente eficaz para darle continuidad a la perforación. Los constantes “pata de perro” y ondulaciones presentadas en esta clase de pozos aumenta la tortuosidad y la

fricción en el mismo, lo que hace muy arduo la finalización de un pozo de alcance extendido.

5. ANTECEDENTES

5.1 INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS DE REFERENCIA (OFF- SET) EN EL CAMPO “A”

En la siguiente sección se expondrán tres pozos (SJ 2, SJ 18, SJ 24) del campo “A” los cuales serán desarrollados cada uno por tres secciones según su diámetro de broca y ensamblaje de fondo. La implementación de la herramienta de oscilación axial (AgitatorTM) no fue tenida en cuenta para el desarrollo de estos. El objetivo de exponer estos pozos

es analizar cómo se comportan algunos parámetros y determinar los problemas encontrados en la perforación direccional específicamente en la sección 6-1/8”.

5.1.1 POZO SJ 18

Sección 12-1/4”

Esta sección denominada también sección guía empieza siendo perforada con BHA 1 constituida por broca PDC NOV de 12-1/4” y se extiende desde los 0 hasta los 1800 ft. Se planteó la ubicación un zapato guía de 9-5/8” (Casing) a 1795 ft.

- **0 - 125 ft (MD):** Se armó y perforó 125 ft con DC de 6-1/8”, con parámetros controlados para la bomba de 200 gpm, 60 rpm, se circuló lodo, se bombeó píldora abrasiva a 90 ft (30 bbl, 8.4 ppg) y se sacó sarta a superficie.
- **125 – 300 ft (MD):** Se perforó 175 ft con los siguientes parámetros: Q: 400 gpm, SPP: 640 psi, WOB: 5 – 10 klbs, RPM: 80, TQ: 1.5 klbf -ft, ROPprom: 50 ft/h.
- **300 – 702 ft (MD):** Se instalaron “DC” y se bajó a fondo observando problemas en la bomba, obteniendo presiones erráticas con variaciones de rango desde 500 a 0 psi lo cual obliga a detener la perforación y revisar sistema de bombeo. Se cambian parámetros de bomba y se decide perforar a 300 gpm y 70 rpm, tomando survey cada parada con 420 gpm, además, se decide disminuir el WOB a 2 – 5 klbs y el torque 1.5 – 2.5 klb-ft. Se circularon píldoras a 490 ft y 630 ft de MD (30 bbl, 8.7 ppg).
- **702 – 1500 ft (MD):** Se bombeó y circuló píldora viscosa de 8.7 ppg, posteriormente a 803 ft se corre registro Gyro teniendo inclinación de 0.319 grados y Azimut: 159. Se continúa perforando con los mismos parámetros.

- **1500- 1800 ft (MD):** Se continúa perforación con Q: 300 gpm SPP: 850 psi, WOB: 8-10 klbs, RPM: 80, TQ: 2-3 Klbf -ft encontrando tope de formación León a 1735

Componentes BHA - #1	Uniones	Long.(ft)	OD (in)	ID (in)	Conex.	ppf
Heavv Weieht Drill Pipe	10,00	622,94	4,000	2,250	NC40 IF	28.90
Cross Over	1,00	4,16	5,250	2,350	NC40 IF	28.90
Drill Collar	5,00	151,52	6,500	2,810		0.00
Drillina Jar	1,00	29,81	6,500	2,810		0.00
Drill Collar	4,00	121,33	6,500	2,875		0.00
Cross Over	1,00	2,87	6,250	2,810		0.00
Inteoral Blade Stabilizer	1,00	7,32	12,000	2,875		0.00
Cross Over	1,00	1,89	7,750	2,250		0.00
Drill Collar	1,00	30,21	6,500	2,810	NC50 XH	91.00
Bit Sub	1,00	3,67	7,937	2,875	NC50 XH	91.00
Polycrvstalline Diamond Bit	1,00	0,90	12,250		NC61	12.25
Longitud Total BHA		976,620	Peso Total BHA(ppf)		252,05	

ft.

Tabla 5.1 Componentes del ensamblaje de fondo para la sección 12-1/4” denominada BHA 1 para pozo SJ 18

LODO - GEL BENEX			
TMD (ft)	0	875	1802
ρ (ppg)	1.019	8.8	9.2
YP (lbf/100 ft ²)	10	12	13
FV (s/qt)	30	36	40
PV (cp)	5	7	8
Temp. (F)	-	105	115
PH	8	8	8.10
MBT (lbm / bbl)	5	12.5	20

Tabla 5.2 Propiedades del lodo para sección 12-1/4” pozo SJ 18

Parámetros

Profundidad MD (ft)	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM	SPP (psi)	TQ (lbf - ft)	ROP (ft / h)
0 - 125		200	60			
125 - 300	5 a 10	400	80	640	1.5	50
300 - 702	2 a 5	300	70	640	1.5	150
702 - 1500	2 a 5	300	70	640	1.5	120
1500 - 1800	8 a 10	300	80	850	2.0 - 3.0	120

Tabla 5.3 Parámetros de perforación para sección 12-1/4” para pozo SJ 18

Sección 8-3/4”

Sección intermedia de construcción caracterizada por broca NOV PDC 8-3/4” con perforación direccional de 1800 ft a 4500 ft (MD) donde se acentúa “landing point”. Se cementa con casing de 7 pulgadas.

- **1802 – 1889 ft (MD):** Se perfora con ensamblaje de fondo direccional BHA 2 constituida por broca PDC 8-3/4” y motor direccional 8-1/4” (Bend 1.5°, 0.33 rev/gal) con los siguientes parámetros: Q: 390 gpm, WOB: 10 – 20 Klbs, SPPoff: 1250 psi, SPPon: 1700 – 1800 psi, RPM: 129
- **1889 ft (MD):** Se hace medición Gyro para empezar zona de construcción (KOP).
- **1889 – 2710 ft (MD):** Perfora rotando y deslizando construyendo curva, usando Q: 470 gpm, SPPoff: 1600 psi, SPPon: 1800 psi, RPM: 50, WOB: 10 – 15 Klbs, ROP: 133 ft/hr
- **2710 – 3213 ft (MD):** Se bombeó píldora viscosa (40 bbl, 8.9 ppg). Se continúa construyendo curva y se perfora sección tangente con longitud de 265 ft donde se ubicará la “ESP”. Se perfora con parámetros de SPPoff: 1600 psi, SPPon: 1800 y aumenta WOB: 8 - 15 Klbs

- **3213 – 4029 ft (MD):** Se continúa perforando con mismos parámetros de bombeo, aumentando el WOB a 8 – 15 Klbs, y manteniendo un promedio de ROP: 120 ft/hr. Se toma survey registrando datos de inclinación de 77.9 °, azimut 234. 9°. Desde 3720 ft hasta 4029 ft se varía el caudal de la bomba a 460 gpm.
- **4029 - 4525 ft (MD):** Se perfora con ROP promedio de 108 ft/hr, se toma survey a 4483 ft, arrojando datos de inclinación de 87.9°, Az: 232.5° y se llega al Landing Point a 4525 ft. Al sacar tubería se produce un atascamiento a 3896 ft donde se impide el movimiento tanto vertical, como rotacional; Se tensiona la sarta de perforación y se le descarga todo el peso disponible hasta punto neutro. Al cabo de 1 hora se libera la tubería.

Componentes BHA - #2	Uniones	Long.(ft)	OD (in)	ID (in)	Conex.	ppf
Heavv Weieht Drill Pipe	12.00	218.08	4,000	2,250	NC40 XH	78.90
Cross Over	1.00	4.22	4,750	2,750		0.00
Hvdraulic Jar	1.00	28.79	4,750	2,750	NC38 IF	78.90
Cross Over	1.00	4.13	4,750	2,750		0.00
Heavv Weieht Drill Pipe	20.00	622.22	4,000	2,250		0.00
Drill Pipe	26.00	822.78	4,000	3,340		0.00
Heavv Weieht Drill Pipe	6.00	187.02	4,000	2,250		0.00
Cross Over	1.00	3.93	4,750	2,750		0.00
Drillina Jar	1.00	28.77	4,750	2,750		0.00
Cross Over	1.00	4.15	4,750	2,750		0.00
Heavv Weieht Drill Pipe	11.00	342.45	4,000	2,250	NC40 XH	78.90
Cross Over	1.00	4.16	6,500	2,812	NC50 XH	28.90
Universal BH Orientina Sub	1.00	2.63	6,750	2,250		0.00
Unknown	1.00	5.08	6,750	2,250	NC50 XH	91.00
Non-Maa Drill Collar	1.00	2.45	6,750	2,000	NC50 XH	91.00
Loacina While Drillina	1.00	10.55	6,750	2,156	NC50 XH	91.00
MWD Tool	1.00	16.79	6,750	2,250	NC50 XH	91.00
Non-Maa Drill Collar	1.00	1.67	6,750	2,250	NC50 XH	91.00
Bent Housina	1.00	22.95	6,791	4,772	NC50 XH	91.00
Polvcrvstalline Diamond Bit	1.00	0.80	8,750		API REG	91.00
Longitud Total BHA		2333.620	Peso Total BHA(ppf)		752.60	

Tabla 5.4 Componentes del ensamblaje de fondo BHA 2 para la sección 8-3/4” para pozo SJ 18

LODO – POLYTRAXX			
TMD (ft)	1802	3290	4525

ρ (ppg)	8.6	9.2	9.2
YP (lbf/100 ft ²)	15	18	22
FV (s/qt)	37	42	44
PV (cp)	7	11	13
Temp. (F)	115	130	120
PH	9.7	9.4	9.10
MBT (lbm / bbl)	1.25	8.75	16.3

Tabla 5.5 Propiedades del Lodo para sección 8-3/4” para pozo SJ 18

Profundidad MD (ft)	Parámetros							
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM	SPP on (psi)	SPP off (psi)	TQ on (lbf - ft)	TQ off (lbf - ft)	ROP (ft / h)
1802 – 1889	10 a 20	390	129	1700	1250	1.7 - 3.5	0.8 - 2.5	175
1889 – 2710	10 a 15	470	50	1800	1600	1.7 - 3.5	0.8 - 2.5	133
2710 – 3213	8 a 15	470	50	1800	1600	1.7 - 3.5	0.8 - 2.5	138.6
3213 – 4029	8 a 15	470	50	----	2200	3.5	2.5	120
4029 – 4525	4 a 15	470	50	2360	2200	3.5	2.2 - 2.5	108

Tabla 5.6 Parámetros de perforación para sección 8-3/4” para pozo SJ 18

Sección 6-1/8”

Esta sección se conoce como la sección de producción y será geo navegada en horizontal manteniéndose en el tope de las arenas basales de la unidad C7. Esta sección fue programada para ser perforada desde 4510 ft hasta 6322 ft (MD). Posterior a esto se propone bajar “liner” ranurado y colgarlo colocando el zapato a 6315 ft. El ensamblaje de fondo está compuesto por Broca NOV PDC 6-1/8”. Se planteó mantener control direccional de 234° azimutales.

- **4469 – 4525 ft (MD):** Se realizó drill out, con los siguientes parámetros: WOB: 2-5Klbs, Q:200 gpm, SPP: 1050 psi, RPM: 50. Se realizó cambio de fluido por lodo “Drill in” (bajo contenido de sólidos)
- **4525 – 4590 ft (MD):** Se inicia perforación de geo navegación con siguientes parámetros: Q: 210-220 gpm, SPP 1000 – 1050, RPM: 60, RPM motor 226, WOB: 3-4 Klbs, TQ: 1 – 1.8 Klb – ft. Se realiza perforación rotando con inclinación dinámica cerca de 91°, el cual fue seteado entre 89-90°, lo que se recomienda hacer control direccional por cercanía al top de reservorio.
- **4590 – 5366 ft (MD):** Continúa con la sección de geo navegación con caudal de 190-210 gpm, 900 – 1050 psi, RPM: 50, RPM motor: 216, 5 - 25 klbs de WOB, TQ: 1 – 2.5 klbs-ft, SPP: 900 – 1050. Se bombeó a 4990 ft 40 bbl de píldora viscosa de 8 ppg.

Control direccional: Al iniciar la geo navegación se presenta inclinación dinámica de 90.5°, se propone hacer control direccional sin resultados positivos. Se manejan inclinaciones entre 90.2 y 90.5°. Se orienta la herramienta a 88 – 89° y aproximadamente entre 20 y 30 ft cambia de perforación orientada a rotacional. El survey tomado a 4689 ft continúa arrojando datos de inclinación de 90.35° y azimut de 240.84°. Se estima una distancia del tope de las arenas basales de apenas 2.5 ft (TVD). Se dificulta control direccional ya que la formación conserva una tendencia a incrementar el ángulo de inclinación, además de impedir el control azimutal y obligar a un aumento de peso sobre la broca. Survey tomado a 5193 ft arroja una inclinación de 87.02°, Azimut de 255.34° observando cambio en la tendencia de la formación a tumbar. Se estima una aproximación de broca a 86° cuando su

proyección fue de 88°. Por último, se rompe total tendencia de formación a inclinar la herramienta y se recomienda recuperación de 90-91° puesto que se encuentra por encima del tope de la formación 10 ft. Se manejó un promedio de ROP rotando de 139 ft/hr y deslizando de 83.8 ft/hr.

- **5366 – 6060 ft (MD):** Se continúa perforación horizontal con los siguientes parámetros: Q: 190 - 210 gpm, SPP: 900-1050 psi, RPM: 50, RPM motor: 216, WOB: 5-25 Klbs, TQ: 1 – 2.5 Klb-ft. Adicionalmente, se bombean dos píldoras viscosas de 8.8 ppg y 40 bbl cada una a 4990 ft y a 5600 ft (MD).

Control direccional: Survey tomado 5380 ft arroja inclinación de 89.55° y azimut de 254.43°. Se inicia corrección de trayectoria a 92° para recuperar en la vertical y acercarse al tope de formación reservorio. De esta manera se opta por perforar rotando y orientando hasta 5680 ft buscando mantener una trayectoria a 92° para posicionar trayectoria paralela al tope de formación y mantener horizontalidad. Se reportan problemas en el manejo direccional presentando frecuentes colgamientos a la hora de perforar orientando (A 5725 ft, 5797 ft, 5808 ft, 5871 ft, y 5998 ft) lo que dificulta aún más el control tanto azimutal como de inclinación. Los problemas de orientación por colgamiento generan intervalos dinámicos de inclinación no esperados de casi 5° (88°-93°) lo que dificulta mantener la trayectoria planeada sobre el tope de la formación reservorio entre 3 y 3.5 ft (TVD) y su dirección azimutal. Se decide dar por finalizada la sección lateral 262 ft menos con respecto a la profundidad total planeada (6322 ft MD) esto debido a que el comportamiento errático de la herramienta direccional que puede generar un riesgo para la integridad del pozo.

String Components											
#	Component	S/N	Mfr	Gauge OD in	OD in	ID in	FN OD in	FN Len. ft.	Thread	Length ft	Total Len ft
20	Drill pipe		PTW		4	3.340	4 7/8	0.50	(BP) Box DS-40 - Pin DS-40	1700.51	6060.00
19	HWDP x 4	PTW 130	PTW		4	2 1/4	4 7/8	1.00	(BP) Box DS-40 - Pin DS-40	124.51	4359.49
18	Sub - X/O	PTW 130	PTW 130		4 3/4	3	4 3/4	1.00	(BP) Box DS-40 - Pin NC-38	4.22	4234.98
17	Jar		PTI		4 3/4	2 3/4	4 3/4	2.00	Box NC-38 - Pin NC-38	27.98	4230.76
16	NM Sub - X/O	PTW 130	PTW130		4 3/4	3	4 3/4	1.00	(BP) Box NC-38 - Pin DS-40	4.13	4202.78
15	HWDP x 25	PTW 130	PTW		4	2 1/4	4 7/8	1.00	(BP) DS38 - DS38	778.00	4198.65
14	Drill pipe x 90		PTW		4	3.340	4 7/8	1.00	(BP) Box DS-40 - Pin DS-40	2845.18	3420.65
13	HWDP x 4	PTW 130	PTW		4	2 1/4	4 7/8	1.00	(BP) Box DS-40 - Pin DS-40	124.81	575.47
12	Sub - X/O	PTW 130	PTW130		4 3/4	3	4 3/4	1.00	(BP) Box DS-40 - Pin NC-38	3.93	450.66
11	Jar		PTI		4 3/4	2 3/4	4 3/4	2.75	Box NC-38 - Pin NC-40	28.25	446.73
10	Sub - X/O	PTW 130	PTW 130		4 3/4	3	4 3/4	1.00	(BP) Box NC-38 - Pin DS-40	4.15	418.48
9	HWDP x 11	PTW 130	PTW		4	2 1/4	4 7/8	1.00	(BP) Box DS-40 - Pin DS-40	342.45	414.33
8	Sub - X/O	PTW 130	PTW		4 3/4	3	4 3/4	1.00	(BP) Box DS-40 - Pin NC-38	4.13	71.88
7	NM Sub - filter	11957439	BHGE		4 3/4	2 11/16	4 3/4	1.00	(BP) Box NC-38 - Pin NC-38	5.12	67.75
6	NM Sub - stop	12184480	BHGE		4 3/4	1 3/8	4 3/4	1.00	(BP) Box NC-38 - Pin T2	2.97	62.63
5	BCPM	12710458	INTEQ		4 3/4	1 3/8	4 3/4	2.00	Box T2 - Pin T2	11.06	59.66
4	OnTrak - MWD	13326770	INTEQ	5.333	4 3/4	2.132	4 3/4	2.00	Box T2 - Pin T2	23.16	48.60
3	NM Sub - stop	13593192	BHGE		4 3/4	2 7/32	4 3/4	1.00	(BP) Box NC-38 - Pin NC-38	2.76	25.44
2	Motor	12012665	BHGE	5 7/8	4.874	3.421	4.874	3.42	(BB) 3 1/2 IF - 3 1/2 Reg	22.04	22.68
1	Bit - PDC - fixed cutter	E246459	NOV	6 1/8	6 1/8				3 1/2 Reg	0.64	0.64

20 String components with a total length of 6060 ft.

Tabla 5.7 Componentes ensamblaje de fondo BHA 3 para sección 6-1/8” para pozo SJ

18

LODO - DRILL IN			
TMD (ft)	4525	5745	6060
ρ (ppg)	8.8	8.8	8.8
YP (lbf/100 ft ²)	16	19	19
FV (s/qt)	40	44	44
PV (cp)	9	11	11
Temp. (F)	120	120	120
PH	9.6	9.4	9.40
MBT (lbm / bbl)	2.5	2.5	2.5

Tabla 5.8 Propiedades del lodo para sección 6-1/8” para pozo SJ 18

Profundidad MD (ft)	Parametros						
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM (motor)	RPM (surface)	SPP (psi)	TQ (lbf - ft)	ROP (ft / h)
4525 – 4590	3 a 4	210 - 220	226	60	1000 - 1050	1 - 1.8	128
4590 – 5366	5 a 25	190 - 210	216	50	900 - 1050	1.0 - 2.5	120
5366 – 6060	5 a 25	191 - 210	216	50	900 - 1050	1 - 2.5	65.22

Tabla 5.9 Parámetros de perforación para sección 6-1/8” de pozo SJ 18

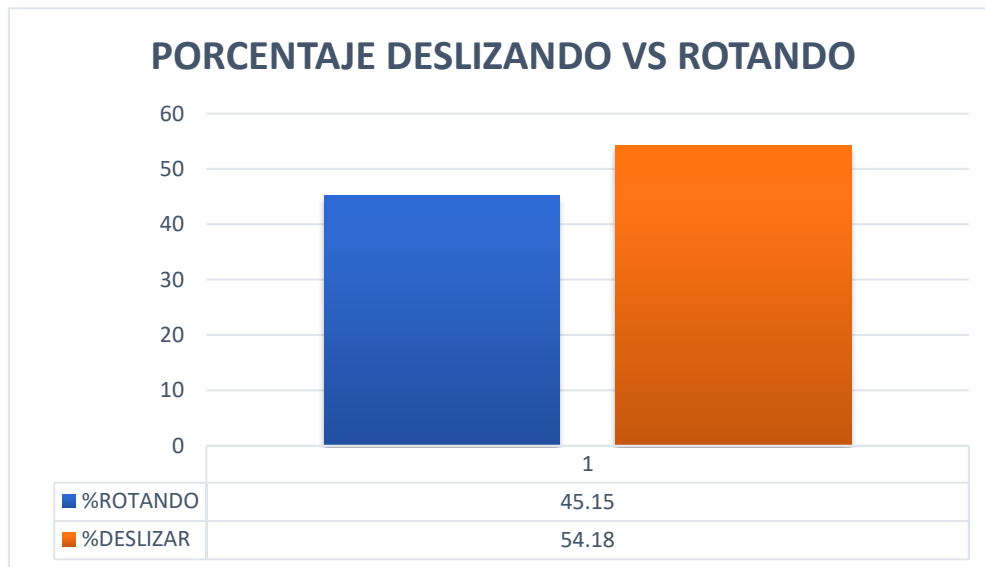


Figura 5.1 Porcentaje deslizando y rotando para la sección horizontal pozo SJ 18

5.1.2 POZO SJ 24

Sección 12-1/4”

Se determina la sección guía para el pozo desde 0 – 1230 ft (MD). Se ubica zapato guía de 9-5/8” a 1225 ft esto con el fin de aislar y sellar la formación Guayabo y prevenir contaminación de aguas superficiales.

- **0 – 316 ft (MD):** Se inicia perforación con broca 12-1/4” perforando un bolsillo hasta 300 ft para arme de BHA direccional. Se usaron los siguientes parámetros de perforación: Q: 200 – 350 gpm, SPP: 100 – 450 psi, RPM: 40 – 70, WOB: 2 – 10 Klbs. Se inicia con fluido de perforación tipo gel benex. Se tomó registro Gyro a 302 ft para determinar ubicación KOP, los cuales arrojó datos de inclinación de 0 – 12° y azimut de 338.26°

- **316 – 404 ft (MD):** Se inicia perforación armado de BHA 1 direccional con los siguientes parámetros: Q: 420, SPPoff: 460 psi, SPPon: 560 psi, RPM: 60, RPM motor: 165, WOB: 5Klbs, TQ: 1.5 klb -ft. Se sitúa KOP a 403 ft
- **404 – 1235 ft (MD):** Se continúa perforando hasta el punto donde se situará el casing con parámetros de Q: 600 gpm, SPPoff: 1200 psi, SPPon: 1400 psi, RPM: 60, WOB: 12 Klbs, TQ: 4.5 Klb – ft, se toma survey a 1165 ft, arrojando datos de inclinación de 10.82°, Azimut 198.06°. Se bombeó 30 bbls de píldora viscosa (9 ppg) para finalmente sacar BHA 1 y situar el casing 9-5/8”.

Componentes BHA - #1	Uniones	Long.(ft)	OD (in)	ID (in)	Conex.	ppf
Cross Over	1,00	5,00	6,500	2,813	NC38 IF	0.00
Drill Collar	6,00	186,00	6,500	2,813	NC50 XH	0.00
Cross Over	1,00	2,99	8,000	3,000	NC50 XH	28.90
Universal BH Orientina Sub	1,00	5,00	8,000	2,813	API REG	0.00
Non-Maa Drill Collar	1,00	29,99	8,000	3,000		0.00
Non-Maa Crossover Sub	1,00	1,50	8,000	5,900	API REG	91.00
MWD Tool	1,00	24,69	8,250	3,000		0.00
Non-Maa Crossover Sub	1,00	1,50	8,000	3,000	API REG	91.00
Float Sub	1,00	2,00	8,000	2,500		0.00
Bent Housing	1,00	27,60	8,250	6,250	API REG	91.00
Polycrystalline Diamond Bit	1,00	1,36	12,250		API REG	91.00
Longitud Total BHA		287,630	Peso Total BHA(ppf)		392,90	

Tabla 5.10 Componentes del ensamblaje BHA 1 para sección 12-1/4” SJ 24.

LODO – GEL BENEX			
TMD (ft)	0	324	1235
ρ (ppg)	8.5	8.5	9
YP (lbf/100 ft^2)	10	11	14
FV (s/qt)	30	32	37
PV (cp)	5	6	8
Temp. (F)	-	90	115
PH	8.1	8.1	8.10
MBT (lbm / bbl)	5	12	17.5

Tabla 5.11 Propiedades del lodo para sección 12-1/4” de pozo SJ 24

Profundidad MD (ft)	Parametros						
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM	SPP on (psi)	SPP off (psi)	TQ (lbf - ft)	ROP (ft / h)
0 -316	2 a 10	200 – 350	40 – 70	100 – 450	----		90.29
316 – 404	5	420	60 (210 Total)	460	560	1.5	87.52
404 – 1235	12	600	60 (210 Total)	1400	1200	4.5	87.52

Tabla 5.12 Parámetros de perforación para sección 12-1/4” de Pozo SJ 24

Sección 8-1/2”

Esta sección intermedia se extiende hasta los 3986 ft (MD) en donde se ubicará el Landing Point, asegurando con casing 7” hasta tope de C3.

- **1235 – 1316 ft (MD):** Se tomó survey a 1255 ft obteniendo inclinación de 10.28° y azimut de 198.42°. Para cada parada se repasó dos veces, perforando con parámetros de Q: 370 – 450 gpm, SPPoff/on: 900 – 1180/980 – 1270, RPM 30 – 40, WOB: 4 – 6 Klbs, TQ: 1.2 Klb -ft. Se presentó taponamiento por arcilla en la campana lo que obligó a detener la perforación y realizar limpieza.
- **1316 – 1505 ft (MD):** Se continúa perforando con BHA 2 presentando problemas con taponamiento de arcillas en la campana y en el urf line perdiendo tiempo de perforación en limpieza. Se realiza survey a 1444 ft (MD), y se corrige azimut para perforar según el plan de perforación. Se obtienen datos de inclinación de 6.43°, y azimut de 198.86°.
- **1505 – 1820 ft (MD):** Se varían los parámetros de perforación los cuales van anexados en la tabla 5.15 (**parámetros de perforación de la sección 8-1/2”**). A 1820 ft se aumenta la densidad del fluido de perforación realizando cambio de Gel

Benex a fluido POLYTRAXX . Posterior al cambio de lodo se redujo la presión y el ECD. Se tienen datos de inclinación de 2.33° y azimut 201.19°

- **1820 – 2033 ft (MD):** Se varían parámetros de perforación encontrando tope de formación León a 1840 ft (MD). Se repasa dos veces cada parada y se toma survey a 1970 ft (MD) arrojando datos de inclinación de 2.75° y azimut de 300.49° . Se estipula inicio de KOP A 1980 ft (MD) con el objetivo de aumentar considerablemente el rango de inclinación manejado. Se circulan 40 bbls de píldora viscosa (8.7 ppg) hasta retornos limpios observando gran cantidad de cortes en zarandas.
- **2033 – 2350 ft (MD):** Se continúa perforando con BHA 2 aumentando el porcentaje de longitud de construcción de ángulo a 42% (132 ft). Se toma survey a 2286 ft (MD) y se obtienen datos de inclinación de 12.52° .
- **2350 – 3986 ft (MD):** Se bombea 40 bbls de píldora viscosa a 2584 ft, 3050 ft, y 3540 ft de 9.0 ppg. A 2578 ft (MD) se presentan fugas en el standpipe. Se presenta fuerte colgamiento a 3242 ft, haciendo necesario emplear hasta 30 Klbs de peso. Se bombea 30 bls de píldora viscosa a 3950 ft (8.8 ppg).

Control direccional: En el intervalo 1255 – 1849 ft (MD) se busca tumbar inclinación con BUR negativos de -0.6° hasta -2.3° . A partir de 1898 ft (MD) se empieza a recuperar ángulo con tasas de BUR positivas para iniciar el KOP a 1980 ft (MD), elevando las tasas de inclinación hasta 5 y 6° por cada 100 ft. A 3242 ft (MD) se presenta fuerte colgamiento cuando la tubería de perforación ya presentaba

55.45° de inclinación y se profundiza deslizando, donde fue necesario intervenir la perforación aplicando hasta 30 Klbs de peso dificultando control direccional a pesar de tener tasas de incremento bajas (BUR). Se inició tangente con una inclinación de 80.34° y azimut de 23.72° el cual está desfasado con respecto al azimut esperado (27.65°). Se presentan problemas de orientación de “TFO” produciendo un deslizamiento poco efectivo. Se necesitó tomar medidas correctivas en la inclinación de la sarta para poder aterrizar en la formación con los 89.5° que originalmente se planeaban, lo que provocó tener un desfase de aproximadamente 100 ft entre el Landing point esperado y el Landing Point real.

Componentes BHA - #2	Uniones	Long.(ft)	OD (in)	ID (in)	Conex.	ppf
Heavv Weiaht Drill Pipe	16,00	499,80	4,000	2,563	NC38 IF	0.00
Hvdraulic Jar	1,00	28,76	4,750	2,250	NC38 IF	0.00
Heavv Weiaht Drill Pipe	6,00	186,07	4,000	2,563	NC38 IF	0.00
Drill Pipe	38,00	1192,48	4,000	3,240	NC38 IF	0.00
Heavv Weiaht Drill Pipe	6,00	185,62	4,000	2,563	NC38 IF	0.00
Hvdraulic Jar	1,00	28,15	4,750	2,250	NC38 IF	0.00
Heavv Weiaht Drill Pipe	6,00	184,29	4,000	2,563	NC38 IF	0.00
Cross Over	1,00	1,55	6,500	2,813	NC38 IF	0.00
Non-Maa Drill Collar	11,00	30,54	6,750	2,813	NC50 IF	0.00
Cross Over	1,00	1,50	6,970	2,813	NC50 IF	0.00
MWD Tool	1,00	24,80	6,750	5,109	NC50 IF	0.00
Cross Over	1,00	1,24	7,090	3,750	NC50 IF	0.00
Loacaina While Drilling	1,00	17,88	6,810	2,810	NC50 IF	0.00
MWD Tool	1,00	1,26	7,000	3,250	API REG	0.00
Float Sub	1,00	2,09	6,750	2,250	NC50 IF	0.00
Bent Housina	1,00	24,36	6,760	5,500	NC50 IF	0.00
Polycrvstalline Diamond Bit	1,00	0,82	8,500	6,400	4 1/2	0.00
Longitud Total BHA		2411,210	Peso Total BHA(ppf)			

Tabla 5.13 Ensamblaje de fondo BHA 2 para sección 8-1/2” para pozo SJ 24

LODO – POLYTRAXX			
TMD (ft)	1970	3635	4324
ρ (ppg)	8.7	8.8	9.1
YP (lbf/100 ft ²)	12	17	17
FV (s/qt)	35	38	41
PV (cp)	9	12	15
Temp. (F)	115	123	125
PH	8.1	9.3	8.50
MBT (lbm / bbl)	20	8.75	13.75

Tabla 5.14 Propiedades del lodo para sección 8-1/2” de pozo SJ 24

Profundidad MD (ft)	Parámetros							
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM (motor)	RPM (urface)	SPP on (psi)	SPP off (psi)	TQ (lbf – ft)	ROP (ft / h)
1183 – 1235	1 a 5	360 – 410	130 – 145	30	1050	900	1.0 – 1.7	----
1235 – 1316	4 a 6	370 – 450	133 – 166	30 – 40	980 – 1270	900 – 1180	1.2	54
1316 – 1505	4 a 7	370 – 500	143 – 180	40	950 – 1550	880 – 1500	1.2	63
1505 – 1820	4 a 8	500 – 550	180 – 194	40	1550 – 2150	1500 – 2100	1.2 – 1.8	105
1820 – 2033	4 a 6	500	180	40	1250 – 1450	1150 – 1200	1.8 – 2	85
2033 – 2350	6 a 8	400 – 500	152 – 180	40	1200 – 1450	1100 – 1200	1 – 1.2	63
2350 – 3986	12 a 30	400	136	40	1550	1400	4.2	73

Tabla 5.15 Parámetro de perforación para sección 8-1/2” de SJ 24

Sección 6-1/8”

Sección de geo navegación extendida hasta 6300 ft (MD) con broca PDC NOV 6-1/8”, donde finalmente se bajará liner ranurado y se colgará colocando zapato 4-1/2”.

- **3986 – 6300 ft (MD):** Se perfora sección horizontal con BHA 3 con resultados de deslizamiento de 60%. Se bombea 25 bbls pldora viscosa de 8.8 ppg a 4715 ft, 5110 ft, 5495 ft. Se manejaron rangos de inclinación entre 86° a 91° durante la geo navegación, para finalmente situarse en el tope de arenas basales.

String Components												
#	Component	S/N	Mfr	Gauge OD	OD	ID	FN OD	FN Len.	Thread	Length	Total Len	
				in	in	in	in	ft		ft	ft	
16	Drill pipe				4	3.340				1.00	4622.99	
15	Drill collar x 8				4 3/4	2 1/4				246.88	4621.99	
14	HWDP x 6				4	2 1/4			DS38 - DS38	185.32	4375.11	
13	Jar				4 3/4	2 3/4				28.45	4189.79	
12	HWDP x 21				4	2 1/4			DS38 - DS38	649.71	4161.34	
11	Drill pipe x 94				4	3.340				2952.40	3511.63	
10	HWDP x 6				4	2 1/4			NC 38 - NC 38	185.65	559.23	
9	Jar				4 3/4	2 3/4			NC 38 - NC 38	28.01	373.58	
8	HWDP x 9				4	2 1/4			NC 3838 - NC 38	277.05	345.57	
7	Sub - filter	11957427			4 3/4	2 3/4	4 3/4	4.60	(BP) NC38 - NC38	5.56	68.52	
6	NM Sub - stop	12184480			4 3/4	2	4 15/16	3.00	(BP) NC38 - 4 3/4 T2	3.00	62.96	
5	BCPM	10210623	INTEQ		4 3/4	2	4 15/16	6.30	4 3/4 T2 - 4 3/4 T2	11.10	59.96	
4	OnTrak - MWD	12565079	INTEQ	5.333	4 3/4	2.132	5	9.00	4 3/4 T2 - 4 3/4 T2	23.15	48.86	
3	NM Sub - stop	10432554	Baker		4 3/4	2	4 15/16	2.80	4 3/4 T2 - NC38	2.80	25.71	
2	Motor	12431078	Baker	5 7/8	4 7/8	3.421	4 7/8	1.38	(BB) NC38 - 3 1/2 Reg	22.02	22.91	
1	Bit - PDC - fixed cutter	7911118	Baker	6 1/8	6 1/8				3 1/2 Reg	0.89	0.89	

Tabla 5.16 Componentes del ensamblaje de fondo BHA 3 para la sección 6-1/8” para pozo SJ 24

LODO – DRILL IN		
TMD (ft)	5015	5933
ρ (ppg)	8.9	9
YP (lbf/100 ft^2)	19	23
FV (s/qt)	43	43
PV (cp)	12	14
Temp. (F)	123	123
PH	9.5	9.2
MBT (lbm / bbl)	2.5	2.5

Tabla 5.17 Propiedades del lodo para sección 6-1/8” para pozo SJ 24

Profundidad MD (ft)	Parámetros							
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM (motor)	RPM (urface)	SPP on (psi)	SPP off (psi)	TQ (lbf – ft)	ROP (ft / h)
3986 – 6300	15 – 20	210	113	40	1400	1200	4.0 – 5.0	76

Tabla 5.18 Parámetros de perforación para sección 6-1/8” para pozo SJ 24

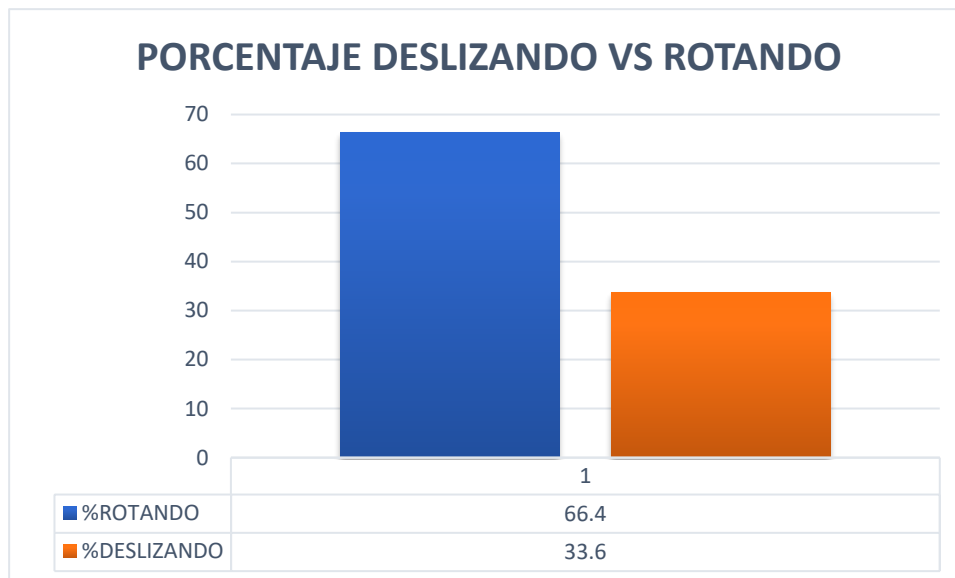


Figura 5.2 Porcentaje deslizado y rotado para sección horizontal pozo SJ 24

5.1.3 POZO SJ 2 (Pozo Side - track)

Este pozo es un pozo al cual se tuvo que intervenir en la construcción de un Side – Track aprovechando pozo anteriormente perforado cuya característica direccional es tipo J con inclinación de 13.47 °, con profundidad máxima en TVD de 3485 ft y 3500.41 ft MD para el pozo piloto. Se hace el diseño del Side-Track para el pozo, iniciando la construcción de la curva (KOP) a 1761 ft alcanzando Landing point de 4067.3 ft (MD) a 89.45° de inclinación, azimut de 311.7° y 3269 ft (TVD)

Sección 12-1/4”

Se determina la sección guía desde 0 – 1100 ft (MD) según geología hasta pasar nivel freático, se perfora con ensamblaje de fondo con broca 12-1/4” PDC de NOV, se ubica zapato guía de 9-5/8”OD y se asegura aislamiento de la formación guayabo.

- **0 – 440 ft (MD):** Se inicia perforación vertical con BHA 1 convencional con los siguientes parámetros: Q 180 – 400 gpm, SPP 400 – 500 psi, WOB 2 – 5 klbs, RPM 60 – 80, TQ 0.5 – 1.1 klb/ft, ROP 53.3 ft/h.
- **440 – 1147 ft (MD):** Se configuran nuevos parámetros de perforación para este intervalo: Q 400 gpm, SPP 300 – 800 psi, RPM 80 – 110, TQ 1 – 5.5 klb/ft, WOB 2 – 15 klb. Adicionalmente para limpiar el hueco se bombean 40 bbl de píldora viscosa de densidad 8.9. Saco tubería y tomó registros sin éxito, puesto que se encontró obstrucción a 491 ft (MD), para corregir se repasó este intervalo (400 – 600 ft MD) varias veces. Se baja zapato a 1142 ft (MD) con csg de 9-5/8” OD.

Componentes BHA - #1	Uniones	Long.(ft)	OD (in)	ID (in)	Conex.	ppf
Heavv Weight Drill Pipe	2,00	61,52	4,000	2,250	NC40 IF	28.90
Cross Over	1,00	4,16	5,250	2,350	NC40 IF	28.90
Drill Collar	5,00	151,52	6,500	2,810		0.00
Drillina Jar	1,00	29,81	6,500	2,810		0.00
Drill Collar	5,00	151,50	6,500	2,875		0.00
Cross Over	1,00	2,87	6,250	2,810		0.00
Inteoral Blade Stabilizer	1,00	7,32	12,000	2,875		0.00
Cross Over	1,00	1,89	7,750	2,250		0.00
Drill Collar	1,00	30,21	6,500	2,810	NC50 XH	91.00
Bit Sub	1,00	3,67	7,937	2,875	NC50 XH	91.00
Polycrvstalline Diamond Bit	1,00	0,90	12,250		NC61	12.25
Longitud Total BHA		445,370	Peso Total BHA(ppf)		252,05	

Tabla 5.19 Componentes del ensamblaje de fondo BHA 1 Sección 12-1/4” del pozo SJ

LODO - GEL BENEX			
TMD (ft)	0	450	1147
ρ (ppg)	8.4	8.7	8.9
YP (lbf/100 ft^2)	10	12	16
FV (s/qt)	30	32	39
PV (cp)	5	6	8
Temp. (F)	0	105	110

PH	8	8	8
MBT (lbm / bbl)	8.8	15	18.8

Tabla 5.20 Propiedades del lodo para sección 12-1/4” del pozo SJ 2

Profundidad MD (ft)	Parametros					
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM	SPP on (psi)	TQ (lbf - ft)	ROP (ft / h)
27 -404	2 a 5	180 - 400	60 – 80	450 - 500	0.5 - 1.1	73.3
404 – 1147	2 a 15	400	80 – 110	300 - 800	1 - 5.5	128.5

Tabla 5.21 Parámetros de perforación para sección 12-1/4” del pozo SJ 2

Sección 8-1/2” (Hueco piloto)

- **1158 – 3557 ft (MD):** Se realiza trabajo de drill out de 1095 a 1147 ft (MD). De 1158 – 1210 ft (MD) se continúa con sección vertical con cambio de parámetros según la tabla 5.23 (**Parámetros de perforación para sección hoyo piloto 8-1/2”**). A 1875 ft se desplazó el lodo Gel Benex por fluido POLITRAXX, se bombearon píldoras viscosas a 1350 ft, 1624 ft, 2200 ft, 2695 ft y 2820 ft, registrando topes de formación Leon a 1800 ft TVD, C1 a 2500 ft TVD, C2 a 2632 ft TVD y C3 2755 ft TVD. Se continuó con sección vertical piloto de 8-1/2” en el intervalo de 2900 – 3557 ft donde se encuentra la profundidad final del pozo. Se encuentra tope de formación C5 a 2960 ft TVD, C6 3225 ft TVD, Arenas Basales (C7) 3265 ft TVD y tope del paleozoico a 3522 ft TVD.

LODO – POLYTRAXX			
TMD (ft)	1854	2913	3357
ρ (ppg)	8.9	9.1	9
YP (lbf/100 ft ²)	15	16	12
FV (s/qt)	39	40	42
PV (cp)	11	12	16
Temp. (F)	120	125	130
PH	9	9.1	9.30
MBT (lbm / bbl)	12.5	16.2	15

Tabla 5.22 Propiedades del lodo para sección hoyo piloto 8-1/2”

Profundidad MD (ft)	Parámetros					
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM	SPP (psi)	TQ (lbf - ft)	ROP (ft / h)
1095 – 1158	3 a 5	360	60	700 - 800	----	----
1158 – 1210	5 a 10	400	90	860	2	42
1210 – 2900	10 a 20	450 - 500	80 - 110	1200 - 1900	3.0 - 5.0	73.48
2900 – 3557	10 a 20	500	80 - 100	1750 - 2100	3.0 - 5.1	48.67

Tabla 5.23 Parámetros de perforación para sección hoyo piloto 8-1/2”

Sección 8-1/2” (Side-Track)

Antes de realizar la operación de Side-Track se bombea tapón de abandono con tapón de cemento en el intervalo de 2825 ft a 3125 ft. Fluidos de cementación para el tapón: 1.7 Bbls de lavador/espaciador (Agua fresca) con densidad de 8.4 lbm/gal, lodo desplazante de 28 bbl, 26 bbl de cemento clase G con densidad de 16 lbm/gal, 43.1 bbl de fluido desplazante de 8.4 lbm/gal.

- **1700 – 2000 ft (MD):** Se bombea tapón tipo Side-Track balanceado de esta forma: 10 bbl de agua como espaciador, 26 bbls de cemento con densidad de 17 pg, más 1.7 bbl de agua para balance y se desplazó con 16 bbl de lodo.
- **0 – 1820 ft (MD):** Se baja ensamblaje de fondo BHA 3 libre mientras se continúa lavando con 30 RPM de rotación en sarta. A 1756 ft se toca cemento

(tapón del Side-Track) con WOB: 5 Klbs. Se inicia trabajo direccional en construcción de curva (KOP) a 1761 ft (MD) donde se encuentra en su totalidad cemento. Se perfora rotacionalmente hasta encontrar únicamente formación arcillosa a 1820 ft (MD).

- **1820 - 2570 ft (MD):** Se continúa perforando orientando y rotando con BHA 3 direccional de 8-1/2" con los siguientes parámetros de perforación Q: 400 gpm, SPP, 1550 psi, RPM:60, WOB: 5- 10Klbs, TQ: 2 – 3 Klbs – ft, ROP: 88 ft/hr. A 1854 ft se realiza cambio de fluido de perforación aumentando la densidad de 9.1 por 8.6 ppg.
- **2570 – 3460 ft (MD):** Se continúa con perforación direccional con los siguientes parámetros: Q: 420 gpm, SPP: 1800 psi, RPM: 60, WOB: 5 – 10Klbs, TQ: 2 -3 Klbs – ft, ROPprom: 74.2. Se inicia perforación de tangente donde se ubicará el sistema de bombeo electrosumergible desde 2850 ft (MD) hasta 3079 ft (MD).
- **3460 – 4002 ft (MD):** Se varían parámetros de perforación a Q: 450 gpm, SPP: 2000 psi, RPM: 60, WOB: 8 -14 Klbs, TQ: 2 – 3 Klbs – ft, ROP prom: 63.8 ft/hr.

Se presenta fuerte colgamiento a 3584 ft (MD). Se incrementa el ángulo de inclinación de 87.72° a 89.77° manejando un azimuth de 305.6°. Se bombea 40 bbl de píldora viscosa con 9.0 de densidad a 3737 ft (MD) y otra de 9.2 ppg de densidad de igual volumen a 4002 ft (MD). Se repasaron puntos apretados para finalmente darle paso a la sección 6-1/8" donde inicia Landing Point a 4002 ft (MD).

Componentes BHA - #2	Uniones	Long.(ft)	OD (in)	ID (in)	Conex.	ppf
Heavv Weiaht Drill Pipe	38,00	61,52	4,000	2,250	NC40 IF	28.90
Cross Over	1,00	4,16	5,250	2,350	NC40 IF	28.90
Drill Collar	4,00	151,52	6,500	2,810		0.00
Drillina Jar	1,00	29,81	6,500	2,810		0.00
Drill Collar	6,00	151,50	6,500	2,875		0.00
Cross Over	1,00	2,87	6,250	2,810		0.00
Intebral Blade Stabilizer	1,00	7,32	12,000	2,875		0.00
Cross Over	1,00	1,89	7,750	2,250		0.00
Drill Collar	1,00	30,21	6,500	2,810	NC50 XH	91.00
Intebral Blade Stabilizer	1,00	7,32	12,000	2,875		0.00
Bit Sub	1,00	3,67	7,937	2,875	NC50 XH	91.00
Polvcrvstalline Diamond Bit	1,00	0,90	8,500		NC61	8.50
Longitud Total BHA		452,690	Peso Total BHA(ppf)		248,30	

Tabla 5.24 Componentes de ensamblaje de fondo BHA 2 para sección Side track 8-1/2” para pozo SJ 2

LODO – POLYTRAXX			
TMD (ft)	2060	3837	4002
ρ (ppg)	8.6	9.1	9.2
YP (lbf/100 ft ²)	13	23	23
FV (s/qt)	38	45	46
PV (cp)	9	12	13
Temp. (F)	----	132	132
PH	9.7	9.4	9.10
MBT (lbm / bbl)	3.8	15	17.5

Tabla 5.25 Propiedades del lodo para Sección side track 8-1/2” para pozo SJ 2

Profundidad MD (ft)	Parámetros					
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM	SPP (psi)	TQ (lbf - ft)	ROP (ft / h)
1820 - 2570	5 a 10	400	60	1500	2.0 - 3.0	88.2
2570 - 3460	5 a 10	420	60	1800	2.0 - 3.0	74.2
3460 - 4002	8 a 14	450	60	2000	2.0 - 3.0	63.8

Tabla 5.26 Parámetros de perforación para sección side track 8-1/2” para pozo SJ 2

Sección 6-1/8"

- **4002 - 4860 ft (MD):** Se inicia geo navegación con los siguientes parámetros de perforación: Q: 200 gpm, SPP: 850 psi, 40 – 60 RPM, 266 RPM motor, WOB: 5 – 10 Klb, TQ: 3 – 5 Klb -ft repasando una vez cada parada perforada. Se bombeó 20 bbl de píldora viscosa a 4450 ft (MD) con densidad de 8.8 ppg. Se tomó survey a 4810 ft (MD) arrojando datos de inclinación de 89.12° y Azimut de 320.37°.
- **4860 – 5553 ft (MD):** Continúa perforación de Geo navegación con los siguientes parámetros Q: 210 gpm, SPP: 1080 – 1100 psi, RPM: 50, RPM motor 266, WOB: 5 – 10 Klbs, TQ: 3 – 5 Klbs – ft. Se repasó 1 vez cada parada. Se bombeó 20 bbls de píldora viscosa de densidad 8.8 ppg, a 4860 ft (MD) A 5220 ft (MD) se bombeó píldora viscosa de 30 bbls de 9.1 ppg. Se definió TD a 5553 ft (MD) teniendo inclinación de 88.52° y azimut de 324.31° a 3264.85 ft TVD.

Control direccional: Para el plan direccional se estipuló mantener inclinación de 89.56° para mantener horizontalidad y acentuar la sarta de perforación en el punto ideal para iniciar etapa de producción. En el control direccional se presentaron problemas debido a que la formación afectaba la inclinación de la broca con una tendencia a incrementar el ángulo a partir de los 5380-ft MD provocando Dog legs inesperados llevando la sarta a inclinaciones cercanas a los 94°. Se logra disminuir inclinación con control direccional, aunque la continua inestabilidad obliga a terminar la geo navegación a 5553 ft (MD).

Bottom Hole Assembly Details				
No	Item	Diameter		Length (ft)
		OD	ID	
1	6 1/8" PDC BIT SKR613M	6.12		0.62
2	4 13/16" Ultra Extreme - 1.5 AKO - 1.03 rev/gal	4.87	3.42	22.02
3	NM Sub Stop	4.75	2.000	2.76
4	OnTrack Sensor sub (Dir-GR-Resis-PWD)	4.75	2.130	23.16
5	BCPM (medium Flow: 330-570 gpm)	4.75	2.000	11.06
6	Stop Sub	4.75	2.000	2.97
7	Filter Sub	4.68	2.680	5.12
8	X/O 3 1/2" IF PIN - DS 40 BOX	4.75	2.500	4.13
9	(3) HWDP	4.00	2.250	280.06
10	X/O DS 40 BOX - NC 38 PIN	4.00	2.500	4.12
11	4 3/4" DRILLING JAR	4.00	2.250	28.74
12	X/O NC 38 BOX - DS 40 PIN	4.00	2.500	4.22
13	(6) HWDP	4.00	2.250	186.51
14	(3) DP 4"----->>>> (44 STD + 1 Sencillo STD 4"	4.00	3.340	2,808.76
15	(22) HWDP 4"	4.00	2.250	684.32
16	X/O DS 40 BOX - NC 38 PIN	4.00	2.500	4.15
17	4 3/4" DRILLING JAR	4.75	2.250	28.14
18	X/O NC 38 BOX - DS 40 PIN	4.00	2.500	3.93
19	(8) HWDP 4"	4.00	2.250	249.53
TOTAL				4354.32

Tabla 5.27 Componentes ensamblaje de fondo BHA 3 para sección 6-1/8" para pozo

SJ 2

LODO - DRILL IN			
TMD (ft)	4002	4921	5553
ρ (ppg)	8.8	8.8	8.8
YP (lbf/100 ft^2)	18	22	24
FV (s/qt)	40	42	45
PV (cp)	8	10	12
Temp. (F)	105	107	115
PH	9	9.2	9.10
MBT (lbm / bbl)	2.5	2.5	2.5

Tabla 5.28 Propiedades del lodo para sección 6-1/8" para pozo SJ 2

Profundidad MD (ft)	Parámetros						
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM (motor)	RPM (surface)	SPP (psi)	TQ (lbf - ft)	ROP (ft / h)
4002 - 4886	5 a 10	200	266	40 - 60	850	3.0 - 5.0	66
4860 - 5170	5 a 10	210	266	50	1090	3.0 - 5.0	120
5170 - 5553	5 a 10	210	266	50	1100	3.0 - 5.0	109.6

Tabla 5.29 Parámetros de perforación para sección 6-1/8” para pozo SJ 2

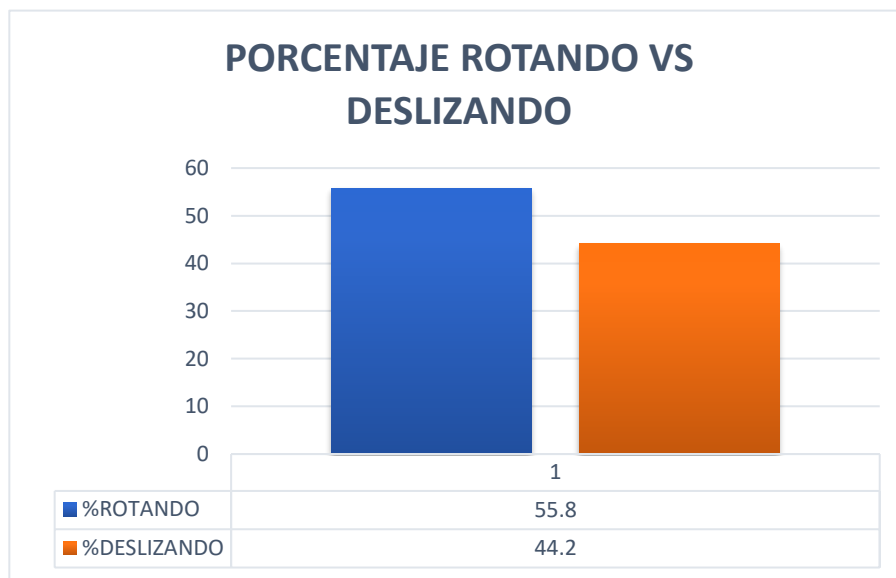


Figura 5.3 Porcentaje deslizamiento y rotación, sección horizontal para pozo SJ 2

6. IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA AGITATOR™ PARA TRES POZOS PILOTOS EN EL CAMPO “A”

AGITATOR™

La herramienta de oscilación axial tiene como objetivo mejorar el rendimiento de la perforación horizontal al reducir el “Stick – Slip”, el torque en la sarta de perforación, pandeos, la fricción y, por lo tanto, mejorando la transferencia de peso hacia la broca. También ha demostrado una mayor precisión a la hora de controlar la orientación de la herramienta (TFO) permitiendo al perforador direccional llevar una trayectoria del pozo acorde al plan proyectado. Este sistema se basa en tres mecanismos principales: una sección de generador de pulsos, una sección de válvulas y soporte, y una sección de excitación constituida por el amortiguador.

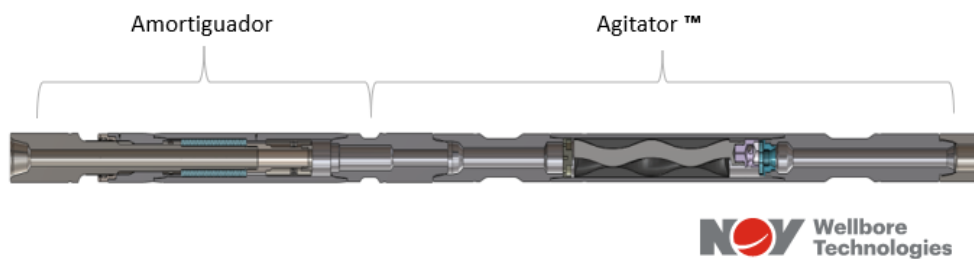


Figura 6.1 Sistema AGITATOR™ NOV wellbore technologies

Componentes y funcionamiento

La herramienta AGITATOR™ se compone básicamente de tres secciones, divididas por una sección de potencia, una sección de válvulas y una sección de excitación. La sección de potencia la cual es la encargada de generar los pulsos se compone de la combinación de un rotor dentro de un estator, que forman juntos un conjunto de motor de desplazamiento positivo.

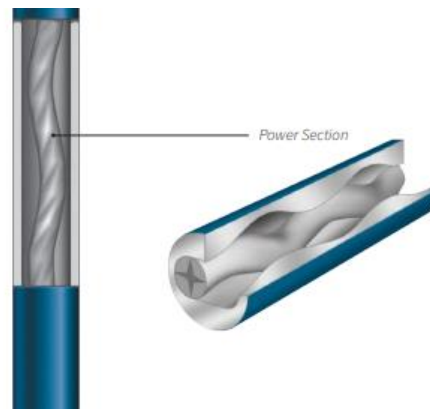


Figura 6.2 Sección de poder de AGITATOR™ NOV wellbore technologies

El motor de desplazamiento positivo genera potencia de rotación en respuesta al diferencial de presión del fluido aplicado. El fluido de perforación bombeado a través de la sección de potencia llena las cavidades selladas entre el acero y el elastómero y mueve progresivamente el rotor en la dirección opuesta al estator. Como resultado, se logra un movimiento de nutación, el rotor se mueve de un lado a otro del estator, así como alrededor de su propio centro.⁴⁹

La sección de válvulas consiste en un sistema de válvula oscilante (OVA) y un conjunto de válvula estacionaria (SVA). La nutación OVA provoca restricciones cíclicas en la

⁴⁹ A. Al Ali., S.Barton., A. Mohanna. 2011. Unique Axial Oscillation Tool Enhances Performance of Directional Tools in Extended Reach Applications. Brasil.

trayectoria del flujo a medida que pasa sobre la placa estacionaria convirtiendo la energía disponible del fluido de la bomba en una serie de fluctuaciones de presión. El área total de flujo (TFA) depende de cuando la válvula se encuentre cerrada o abierta, variando al mínimo TFA cuando la presión es alta, y al máximo cuando la presión es baja. De acuerdo al diámetro de la herramienta y caudal la herramienta maneja un rango de frecuencia entre 11 – 24 Hz.

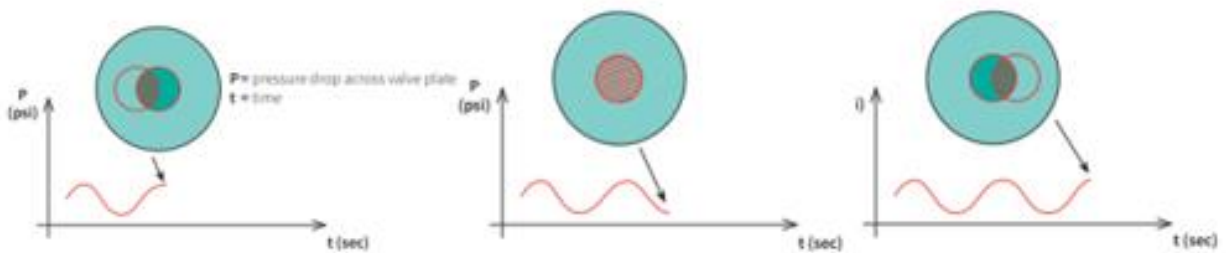


Figura 6.3 Operación de válvulas AGITATOR™ NOV wellbore technologies

En la sección de excitación el AGITATOR™ crea pulsos de presión de alta frecuencia que actúan sobre el mandril situado en la herramienta de choque, lo que resulta en la compresión y descompresión de los resortes en el amortiguador generando un movimiento mecánico axial. El mandril se extiende debido a la presión que actúa sobre el área de sellado de la herramienta, también conocida como área abierta de la bomba, si se elimina la presión, los resortes devuelven el mandril a su posición original.

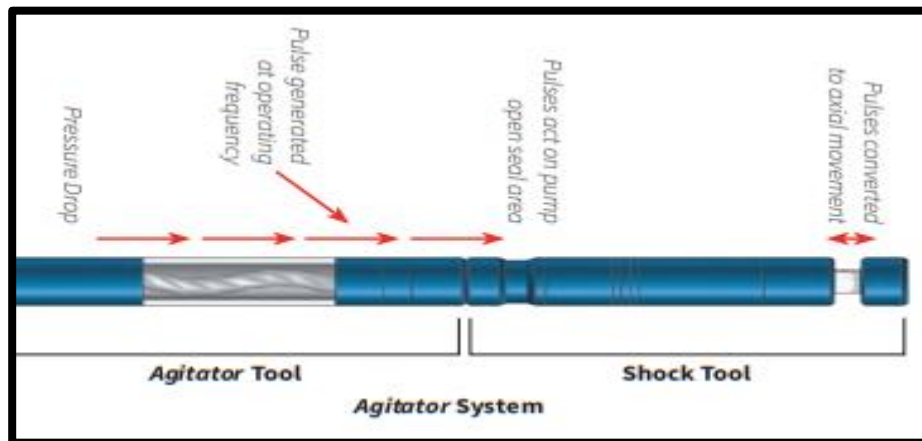


Figura 6.4 Operación sistema de choque AGITATOR™ NOV wellbore technologies

Selección SVP, densidad del lodo y ubicación de herramienta.

El tamaño de la placa del SVP y la densidad del lodo se define a partir de la hidráulica de perforación, teniendo como factores determinantes la caída de presión y el caudal a utilizar.

Para optimizar el rendimiento de la herramienta se recomienda manejar un caudal de perforación el cual provea la mayor cantidad de energía hidráulica dentro del sistema AGITATOR™

A continuación, se muestra como ejemplo el proceso de selección del tamaño de la placa y del lodo en el pozo SJ 20 A, el cual se ejecuta de la misma manera para los demás pozos con sistema AGITATOR™.

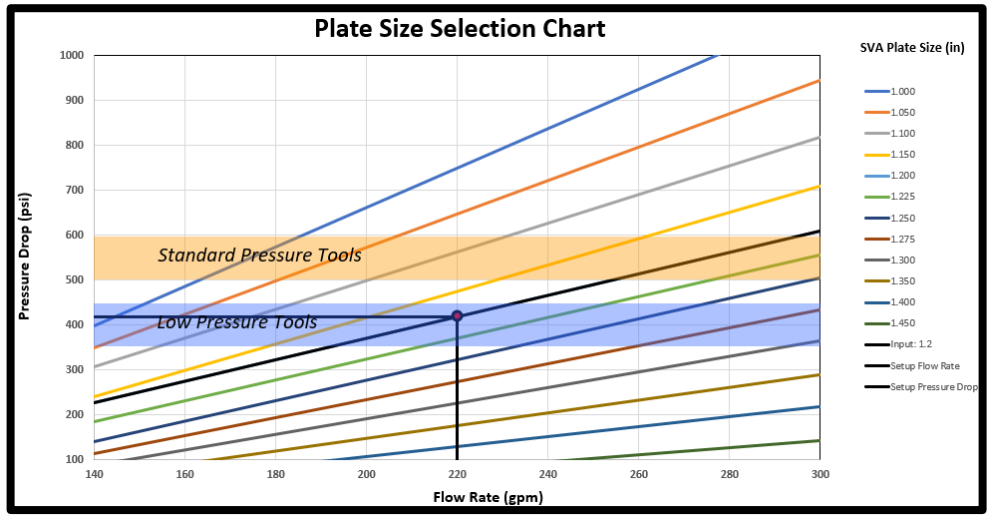


Figura 6.5 Selección de tamaño de plato

Para este caso, se define que el caudal más eficiente para la optimización de la herramienta es de 220 gpm buscando una caída de presión de 420 psi la cual será aprovechada por el “Shock Tool” (Herramienta de choque) que efectivamente romperá la fricción. Con estos valores ya definidos se entra a la gráfica de selección del plato SVP y de densidad de lodo y se obtienen los datos de selección que, para el pozo SJ 20 A es de SVP: 1.2 pulgadas y 8.9 ppg de densidad.

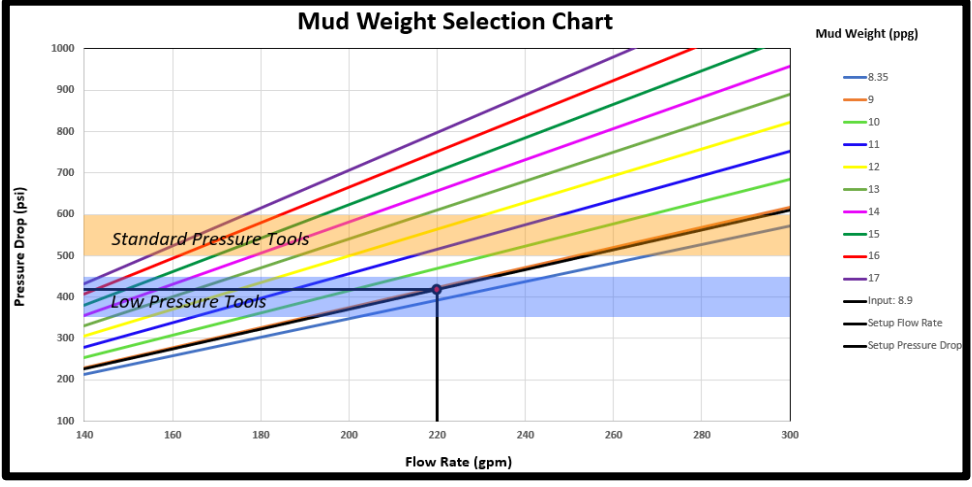
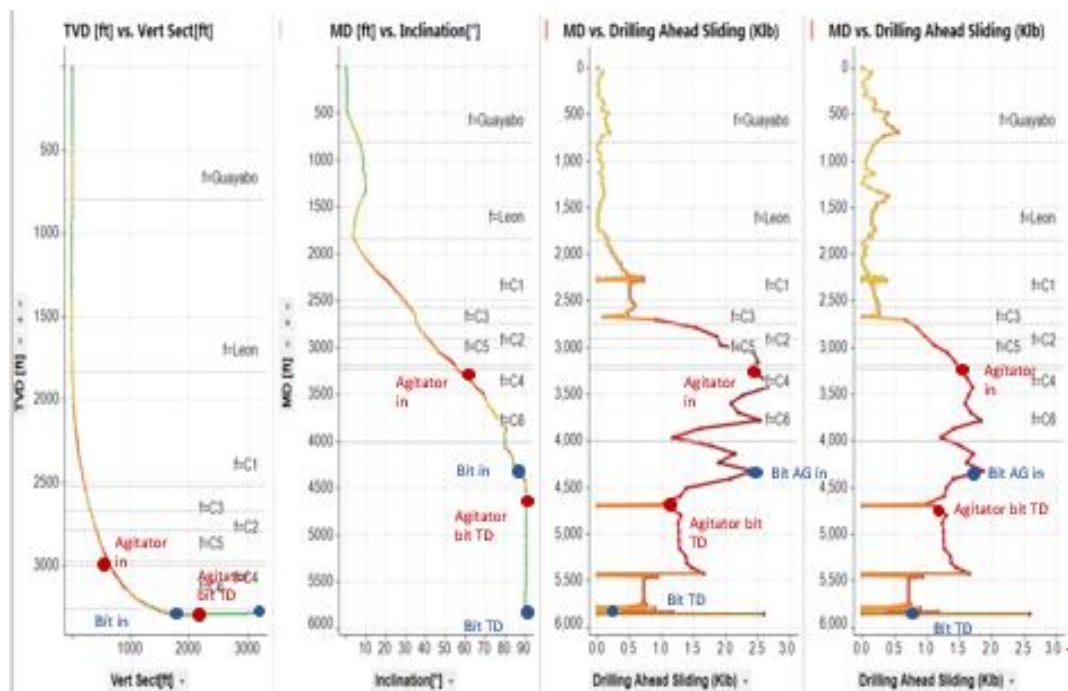


Figura 6.6 Selección densidad de lodo

Es necesario determinar la ubicación en donde la herramienta AGITATOR™ será aprovechada de manera más eficiente; por esto, se requiere realizar un perfil direccional en donde se muestren y detecten los puntos donde las fuerzas de contacto laterales actúan con mayor poder, con el objetivo de que en estas zonas la herramienta AGITATOR™ esté operando de manera satisfactoria y tenga mejor efecto en la transferencia de peso. A continuación, se muestra cómo se eligió la ubicación de la herramienta para el pozo SJ 20



A.

Figura 6.7 Perfil direccional para pozo SJ 20 A

Para este caso, se determina que cuando la BHA se encuentre recostada en la sección lateral, el AGITATOR™ ubicada a 1100 – 1200 ft de la broca, se encontrará dentro de la ventana operativa de mayor eficiencia, rompiendo fuerzas de fricción con el pozo, torques erráticos, y transfiriendo de manera efectiva el peso hacia la broca provocando una geo navegación más fluida.

Previo al uso de la herramienta en la sección horizontal del pozo se recomienda realizar un “Shallow test” (Prueba superficial) la cual dará soporte al óptimo funcionamiento de la herramienta y se detectará si existe interferencia entre la señal MWD y el AGITATOR™. Esta prueba arrojará los valores de frecuencia a la cual estará operando la herramienta en fondo de pozo, donde el ingeniero direccional corroborará con los datos de frecuencia calculados a partir del diámetro de la herramienta y el caudal del fluido. Para el pozo SJ 20 A se calcula de la siguiente manera:

Tool Frequency (Pulse Frequency) at any given flow rate

Frequency (Hz) = Flow rate (gpm) × Constant (see table)

Tool Size	Constant
1 1/16" (NEO)	0.215
3 1/8" (NEO)	0.043
3 1/2" (NEO)	0.037
2 1/8", 2 3/8"	0.225
2 7/8", 3 1/8", (High Flow)	0.125
3 3/4"	0.217
4 3/4", 5"	0.075
4 3/4" (High Flow), 5" (High Flow)	0.067
6 1/2"	0.038
6 3/4" (6 1/2" High Flow)	0.033
6 3/4" (High Flow)	0.020
8"	0.018
9 5/8"	0.013

Figura 6.8 Tabla de constantes para calcular frecuencia de operación

Para cualquier caso, se necesita conocer la constante de la herramienta dada por el diámetro de la misma, la cual será multiplicada por el caudal y finalmente se obtendrá la frecuencia de trabajo de la herramienta. Posterior a esto, se puede observar con el “Shallow test” si la herramienta está o no, respondiendo a estos parámetros de perforación.

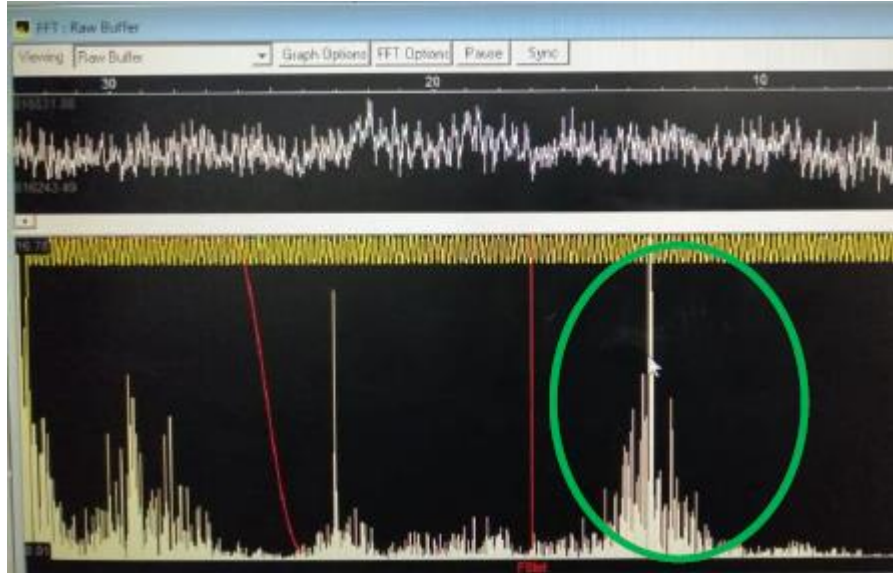


Figura 6.9 Frecuencia obtenida de “Shallow test” para pozo SJ 20 A

Para realizar esta prueba se recomienda iniciar con 25% del caudal e irlo incrementando de manera leve, en donde los pulsos del AGITATOR™ irán creciendo conforme se aumenta el caudal, siendo una variable directamente proporcional a la frecuencia de operación.

6.1 POZO SJ 19A

Sección 12-1/4”

0 – 305 ft (MD): Se inicia perforación con broca PDC NOV con TFA de 0.64 pulgadas cuadradas hasta 305 ft con los siguientes parámetros Q: 400 gpm, SPP: 500 psi, RPM: 70, WOB: 2- 5 Klbs, se bombeó píldora viscosa de 8.6 ppg se sacó BHA 1 y se bajó zapato del casing de 9-5/8” OD a 300 ft, ROPprom: 106 ft/h.

LODO - GEL BENEX		
TMD (ft)	0	305
ρ (ppg)	8.5	8.5
YP (lbf/100 ft ²)	8	10
FV (s/qt)	30	31
PV (cp)	4	5
Temp. (F)		100
PH	8	8.1
MBT (lbm / bbl)	10	10

Tabla 6.1 Fluido de perforación sección 12-1/4" del pozo SJ 19 A

Parámetros							
Profundidad MD (ft)	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM	SPP on (psi)	SPP off (psi)	TQ (Klbf - ft)	ROP (ft / h)
0 - 305	2 a 10	400	70	500	----		106

Tabla 6.2 Parámetros de perforación sección 12-1/4" del pozo SJ 19^a

Bottom Hole Assembly Details				
No	Item	Diameter		Length (ft)
		OD	ID	
1	12 1/4" PDC BIT SKH519M	12.25		1.13
2	Sub bit	8.00	4.00	3.61
3	NaviTrak (MWD)	8.00	3.280	34.28
4	String Stab	8.25	4.000	6.68
5	Filter Sub	8.24	2.780	5.59
6	UBHO	8.25	3.000	2.38
7	x/o	8.00	3.000	0.57
8	(6) DC 6 1/2"	6.50	3.000	181.45
9	X/O NC 38 BOX - DS 40 PIN	8.00	3.000	2.02
10	(9) HWDP 4'	4.00	2.250	280.19
11	X/O DS 40 BOX - NC 38 PIN	4.00	2.500	3.94
12	4 3/4" DRILLING JAR	4.75	2.750	27.98
13	X/O NC 38 BOX - DS 40 PIN	4.00	2.500	4.15
14	(4) 4" HWDP	4.00	2.250	124.59
TOTAL				678.56

Tabla 6.3 Componentes BHA sección 12-1/4" pozo SJ 19 A

Sección 8-3/4"

264 - 433 ft (MD): Se realizó drill out de 264 ft a 305 ft con broca PDC NOV TFA 0.89 pulgadas cuadradas, con motor de fondo de 8-1/4" con cama de 1.5° y 0.33 rpg y parámetros de SPP: 600 psi, Q: 420 gpm, RPM 50, WOB: 2-5 Klbs. Se realizó una sección vertical de 305 - 433 ft con ROP prom: 128 ft/hr con siguientes parámetros 380 gpm, SPP: 900 psi, RPM: 40, TQ: 1.5 – 2 Klbf-ft, WOB: 1 Klb. Se tomó gyro y orientó a 373 ft con inclinación de 0.77°, azimut 37.73° y TF 35.06°.

433 – 758 ft (MD): Se inicia primer KOP a 434 ft Se perforó sección vertical con parámetros ROP prom: 51 ft/hr, 380 gpm, SPP: 1000 psi, RPM: 40, TQ: 1.5 – 2 Klbf-ft, WOB: 1 Klb. Se toman datos de Gyro y se orienta a 568 ft con inclinación de 1.47°, azimut: 149.88° y TF: 168.45°, a 695 ft se tiene inclinación de 3.42°, azimut de 184.87° y TF: 4.78°.

758 – 943 ft (MD): Se perfora sección vertical con parámetros de ROP 123 ft/hr, 400 gpm, SPP: 1100 psi, RPM: 40, TQ: 1.5 – 2 Klbf-ft, WOB: 1 Klb. Se toma gyro 882 ft y orientó con inclinación de 7.95° azimut de 179.94°, y TF: 86.63°.

943 – 1910 ft (MD): Se finaliza primer KOP a 1322 ft MD. Se manejan los siguientes parámetros, ROP 107 ft/hr, 430 gpm, SPP:1500 psi, RPM 60, TQ: 1.5 – 2.5 Klbf-ft, WOB: 5- 10 Klb. Adicionalmente en el intervalo 1730 ft se hizo cambio de lodo BENEX a fluido POLYTRAXX con bombeo 40 bbls de píldoras viscosas a 1060 ft y 1500 ft con densidad de 8.6 ppg y 8.8 respectivamente. Se inicia segundo KOP a 1793 ft MD.

1910 – 3686 ft (MD): Se perfora sección direccional con los siguientes parámetros, Q: 420 – 430 gpm, SPPoff: 1500 – 1750 psi, SPPon: 1550 – 1850, RPM prom: 60, TQ: 3-4 Klbf-ft,

WOB: 5-6 Klbs, ROP prom: 78 ft/hr. Se bombearon píldoras viscosas de 40 bbls a 2302 ft, 2631 ft, 3017 ft, y 3515 ft, con densidad de 8.8 ppg, 9 ppg, 9.1 ppg, 9 ppg respectivamente. Se tomó survey con datos de inclinación de 72.58 °, azimut 270.77° a 3139.72 ft TVD se declaran tope de formaciones de C1 a 2445 ft MD/ 2428 ft TVD, C2 a 2600 ft MD/ 2565 ft TVD, C3 2742 ft MD/ 2680 ft TVD, C4 2987 ft MD/ 2852 ft TVD.Y C5 a 3070 ft MD/ 2907 ft TVD. Se construye tangente para posicionar bomba 2881 ft – 3083 ft MD.

3686 - 4052 ft (MD): Se continúa sección direccional con los siguientes parámetros: 400-430gpm, SPPoff/on: 1800-1900/1900-2000 psi, RPM: 60 (Total 192-209), WOB: 10 klbs. Avance: 366 ft, ROPprom: 61ft/hr. Se toma survey 4011 ft MD con datos de Inc: 87.63°, Az: 268.8°, 3200.19 ft TVD con proyección a la broca: 4052 ft MD, Inc: 89.15°, Az: 268.8°, 3201.34 ft TVD. Se declaran tope de formaciones Fm C6: 3610 ft MD/ 3156 ft TVD y Fm A. Basales: 3996 ft MD / 3200 ft TVD. Se encontró que el espesor de C6 es mucho mayor al pronosticado generando incertidumbre y provocando profundizar 80 ft en MD más manteniendo inclinación aproximadamente de 86° para continuar leyendo registros y analizar si el pozo se encuentra ya en la arena, o si está próxima a encontrarla. Se encuentra Arenas 3990 ft (MD) Se decide declarar inicio de sección horizontal Landing Point a 4052 ft MD, bajando zapato del Casing de 7 pulgadas.

LODO – POLYTRAXX				
TMD (ft)	438	1322	3336	4052
ρ (ppg)	8.6	8.8	8.9	9.2
YP (lbf/100 ft^2)	12	12	15	20
FV (s/qt)	32	33	38	45
PV (cp)	5	6	10	15
Temp. (F)	100	105	115	132
PH	8.2	8.2	9.30	9.2
MBT (lbm / bbl)	12.5	21.25	8.75	17.5

Tabla 6.4 Fluido de perforación para sección 8-3/4” del pozo SJ 19 A

Profundidad MD (ft)	Parámetros						
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM	SPP on (psi)	SPP off (psi)	TQ (Klbf - ft)	ROP (ft / h)
305 - 433	1	380	40	---	900	1.5 - 2	128
433 - 758	1	380	40	---	1000	1.5 - 2	51
758 - 943	1	400	40	---	1100	1.5 - 2	123
943 - 1910	5 a 10	430	60	---	1500	1.5 - 2.5	107
1910 - 3686	5 a 6	420 - 430	60	1550 - 1850	1500 - 1750	3 - 4	78
3686 - 4052	10	400 - 430	60	1900 - 2000	1800 - 1900	2 - 3	61

Tabla 6.5 Parámetros de perforación sección 8-3/4” del pozo SJ 19 A

Componentes BHA	Uniones	Long. (ft)	OD (in)	ID (in)	Conex.	ppf
Heavv Weight Drill Pipe	7,00	217,82	4,000	2,250	NC40 XH	28.90
Cross Over	1,00	4,22	4,750	2,750		0.00
Hvdraulic Jar	1,00	27,95	4,750	2,750	NC38 IF	28.90
Cross Over	1,00	4,13	4,750	2,750		0.00
Heavv Weight Drill Pipe	20,00	620,76	4,000	2,250		0.00
Drill Pipe	29,00	915,32	4,000	3,340		0.00
Heavv Weight Drill Pipe	6,00	186,94	4,000	2,250		0.00
Cross Over	1,00	3,93	4,750	2,750		0.00
Drilling Jar	1,00	28,02	4,750	2,750	NC38 IF	0.00
Cross Over	1,00	4,15	4,750	2,750		0.00
Heavv Weight Drill Pipe	11,00	342,51	4,000	2,250	NC40 XH	28.90
Cross Over	1,00	4,16	6,500	2,812	NC50 XH	28.90
Universal BH Orienting Sub	1,00	2,60	6,750	2,250		0.00
Unknown	1,00	4,62	6,750	2,250	NC50 XH	91.00
Non-Mao Drill Collar	1,00	2,04	6,750	2,000	NC50 XH	91.00
Logging While Drilling	1,00	10,61	6,750	2,156	NC50 XH	91.00
MWD Tool	1,00	16,79	6,750	2,250	NC50 XH	91.00
Non-Mao Drill Collar	1,00	1,47	6,750	2,250	NC50 XH	91.00
Bent Housing	1,00	22,95	6,791	4,772	NC50 XH	91.00
Polycrystalline Diamond Bit	1,00	0,80	8,750		API REG	91.00
Longitud Total BHA		2421,790	Peso Total BHA(ppf)		752,60	

Tabla 6.6 Componentes BHA 2 sección 8-3/4” Pozo SJ 19 A

Sección 6-1/8”

4052 – 4260 ft (MD): Se realiza drill out con parámetros de 2-5 klb WOB, 200 gpm, 1700-1800 psi, 50 rpm (206 rpm motor), TQ: 2.1-2.8 kft-lb. Se realiza cambio de lodo

POLYTRAXX por fluido DRILL IN de bajo contenido de sólidos. Se inicia sección de geo navegación con broca PDC NOV con TFA: 0.59 y motor direccional de 7-⁵/₈", cama de 1.5° y 1.03 rpg. Se ubica AGITATOR NOV de 4-³/₄" de diámetro a 1144 ft de la broca, probándola con caudal de 210 gpm y presión de 70 psi. Al finalizar el drill in se continúa perforando hasta 4260 ft con parámetros 210 gpm, P off/on: 1000 / 1100 psi, 60 rpm (216 rpm motor), 5-10 klb WOB, TQ: 1200-1300 Klb-ft.

4260 – 5752 ft (MD): Se tiene inclinación de 87°, 3 ft por debajo del tope de la formación buscando proyectar y mantener inclinación a 89° para conseguir estar 4ft de TVD del tope de la formación. Se continúa perforación hasta 5752 ft MD donde se finaliza sección horizontal con los siguientes parámetros 210 gpm, P off/on: 1100-1250 psi, 60 rpm (216 rpm motor), 10- 15 klb WOB, TQ: 3 - 5 Klb-f.

LODO - DRILL IN			
TMD (ft)	4052	4904	5752
ρ (ppg)	8.8	8.8	8.8
YP (lbf/100 ft ²)	16	19	21
FV (s/qt)	37	41	42
PV (cp)	8	9	10
Temp. (F)	100	116	122
PH	9.2	9.4	9.30
MBT (lbm / bbl)	1.2	1.2	1.2

Tabla 6.7 Fluido de perforación sección 6-1/8" para pozo SJ 19 A

Profundidad MD (ft)	Parametros							ROP (ft / h)
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM (motor)	RPM (surface)	SPP on (psi)	SPP off (psi)	TQ (Klbf - ft)	
4052 - 4260	5 – 10	210	216	60	1100	1000	1 - 1.8	---
4260 - 5752	10 - 15	210	216	60	1100	1250	3 - 5	---

Tabla 6.8 Parámetros de perforación sección 6-1/8" para pozo SJ 19 A

Componentes BHA	Uniones	Long. (ft)	OD (in)	ID (in)	Conex.	ppf
Heavy Weight Drill Pipe	4.00	124.79	4,000	2,250	NC40 XH	28.90
Cross Over	1.00	4.22	4,750	2,750		0.00
Hvdraulic Jar	1.00	27.98	4,750	2,750	NC38 IF	28.90
Cross Over	1.00	4.13	4,750	2,750		0.00
Heavy Weight Drill Pipe	25.00	777.41	4,000	2,250		0.00
Drill Pipe	54.00	1706.66	4,000	3,340		0.00
Cross Over	1.00	3.80	4,750	2,750		0.00
Unknown	1.00	22.30	4,000	2,250		0.00
Cross Over	1.00	4.15	4,750	2,750		0.00
Drill Pipe	18.00	568.70	4,000	3,340		0.00
Heavy Weight Drill Pipe	6.00	186.94	4,000	2,250		0.00
Cross Over	1.00	3.93	4,750	2,750		0.00
Drillino Jar	1.00	28.02	4,750	2,750		0.00
Cross Over	1.00	4.15	4,750	2,750		0.00
Heavy Weight Drill Pipe	9.00	280.15	4,000	3,000	NC40 XH	28.90
Cross Over	1.00	3.00	6,500	2,812	NC50 XH	28.90
Unknown	1.00	5.12	6,750	2,250	NC50 XH	91.00
Non-Mao Drill Collar	1.00	2.92	6,750	2,000	NC50 XH	91.00
Eccentric Stabilizer	1.00	3.29	6,750	2,000	NC50 XH	0.00
Logging While Drilling	1.00	11.08	6,750	2,156	NC50 XH	91.00
MWD Tool	1.00	23.41	6,750	2,250	NC50 XH	91.00
Non-Mao Drill Collar	1.00	2.72	6,750	2,250	NC50 XH	91.00
Bent Housing	1.00	22.04	6,791	4,772	NC50 XH	91.00
Polycrystalline Diamond Bit	1.00	0.64	6,125		API REG	91.00
Longitud Total BHA		3821.550	Peso Total BHA(ppf)		752.60	

Tabla 6.9 Componentes BHA Sección 6-1/8" pozo SJ 19 A

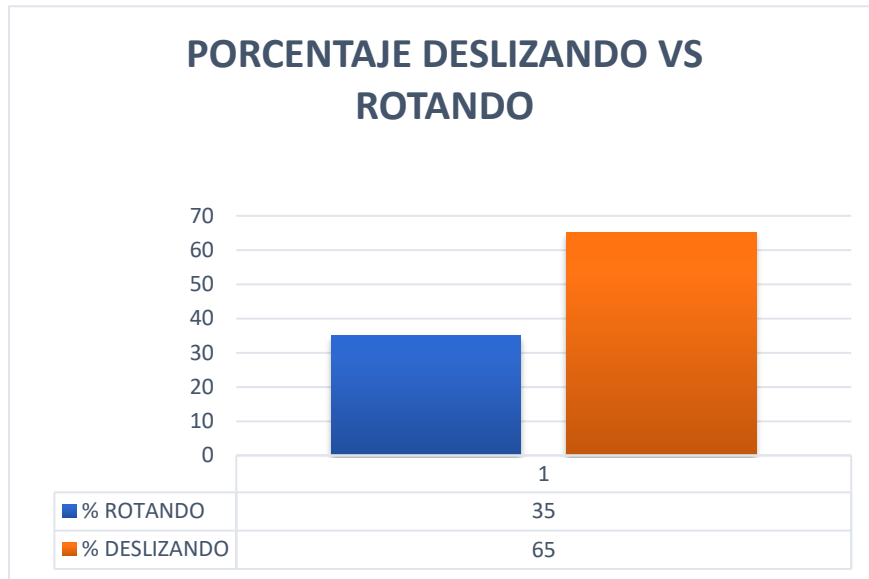


Figura 6.10 Porcentajes deslizando y rotando de sección horizontal para pozo SJ 19 A

6.2 POZO SJ 23A

Sección 12-1/4"

0 – 315 ft (MD): Se inicia perforación con BHA convencional de broca PDC 12-1/4" de NOV perforando bolsillo hasta 315 ft para armar BHA direccional con los siguientes parámetros Q: 240-340 gpm, SPP:70-240 psi, Top Drive: 60-70 rpm, WOB: 3-7 Klb.

315 – 420 ft (MD): Se inicia perforación direccional (KOP) con broca PDC 12-1/4" NOV, TFA: 0.981, motor de 8.03 pulgadas con ángulo de deflexión de 1.5° hasta 1114 ft MD. Se varían los parámetros de perforación a Q: 400 gpm, SPP: 850 psi, WOB: 5/7 Klb, TD: 0/40 rpm, MDF (Total): 88/123 rpm, Pdif: 100/200 psi, Torque: 3000 lb*ft, dens 8.5 ppg y se tomó datos de, Inc: 0.5°, Az: 356° a 336 ft.

420 – 1114 ft (MD): Se perfora tramo deslizando y rotando con diferencial de 200 psi para mantener ángulo en algunos tramos, se repasa dos veces por cada parada realizada con los siguientes parámetros de perforación Q: 400 gpm, SPP: 1000 psi, WOB: 7/15 Klb, TD: 0/40 rpm, MDF (Total): 88/123 rpm, Pdif: 100/250 psi, Torque: 3500 lb*ft, dens in-out: 8.8. y se realiza corrida de Gyro arrojando valores de Inc: 2.14°, Az: 341.89° a 558 ft y a 843 ft, Inc: 6.53°, Az: 339.27°.

LODO - BASE AGUA		
TMD (ft)	315	1114
ρ (ppg)	8.5	8.8
YP (lbf/100 ft ²)	10	15
FV (s/qt)	31	36
PV (cp)	6	9
Temp. (F)	85	-
PH	8.1	8.1
MBT (lbm / bbl)	5	17.5

Tabla 6.10 Fluido de perforación sección 12-1/4" del pozo SJ23A

Componentes BHA - #1	Uniones	Long.(ft)	OD (in)	ID (in)	Conex.	ppf
Heavv Weicht Drill Pipe	11,00	342,68	4,000	2,250	NC38 IF	0.00
Cross Over	1,00	2,73	6,500	3,000	NC38 IF	0.00
Drill Collar	6,00	182,86	6,500	2,810	NC50 XH	0.00
Cross Over	1,00	2,73	6,500	3,000	NC50 XH	0.00
Universal BH Orientina Sub	1,00	2,37	7,719	3,062	API REG	n nn
Unknown	1,00	5,26	8,250	2,750	API REG	n nn
MWD Tool	1,00	34,03	8,000	5,125	API REG	n nn
Positive Disolacement Motor	1,00	35,01	8,250	2,197	API REG	n nn
Polycrvstalline Diamond Bit	1,00	1,04	12,250		API REG	0.00
Longitud Total BHA		608,710	Peso Total BHA(ppf)			

Tabla 6.11 componentes de BHA 1 para sección 12-1/4” del pozo SJ23A

Profundidad MD (ft)	Parámetros						
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM	SPP on (psi)	SPP off (psi)	TQ (klbf - ft)	ROP (ft / h)
0 - 315	3 - 7	240 - 340	60	240	70		
315 - 420	5 - 7	400	40	850	750 - 650	3	184
420 - 921	7 - 10	400	40	900	800 - 700	3	184
921 - 1114	7 - 15	400	40	1000	900	3.5	65

Tabla 6.12 Parámetros de perforación sección 12-1/4” pozo SJ23 A

Sección 8-1/2”

1114 – 1260 ft (MD): Se arma BHA 2 direccional con broca PDC NOV de 8-1/2” con TFA: 0.89. Se perforó sección en su mayor parte en modo rotación con parámetros de Q: 360-400 gpm, SPP: 1350-1400 psi, RPM: 50, WOB: 5-10 klbs; Torque: 0.95-1.1 Klb*ft. Se repasó dos veces por cada parada realizada y se tomaron datos de survey, arrojando inclinación de 7.15°, 338.2° de azimut a 1207 ft de MD.

1260 – 1426 ft (MD): Se perfora con los siguientes parámetros de perforación 500 gpm, SPP: 1150-1200 psi, RPM: 40, WOB: 4-6 klbs; Torque: 1.8-2.0 Klb*ft. Se perfora en su mayoría rotando, perforando en modo deslizamiento 26 ft MD a diferentes profundidades y

repasando dos veces cada parada. Se toma survey a 1393 ft MD arrojando datos de inclinación de 4.69°, Azimut 341.81°.

1426 – 1842 ft (MD): Se perfora sección con BHA 2 con parámetros de perforación de 500 gpm, SPP: 1150-1300 psi, RPM: 40, WOB: 4-10 klbs; Torque: 1.8-2.0 Klb*ft. Se perfora mayormente en modo rotación, deslizando 86 ft en total a diferentes profundidades. Se encuentra tope de formación León a 1797 ft MD/ 1791 ft TVD. Se realiza cambio de fluido de perforación de Lodo Benex a fluido POLYTRAXX de 8.8 ppg de densidad.

1842 – 1945 ft (MD): Se toma survey a 1831 ft MD arrojando valores de inclinación de 6.9°, y Azimut de 148.11°. Se perfora y construye en modo gravimétrico con parámetros de 390-430 gpm, SPP: 1300-1500 psi, RPM: 40-50, WOB: 2-10 klbs; Torque: 1.5-3.0 Klb*ft. Se corrige dirección.

1945 – 2439 ft (MD): Se perfora en su mayoría rotando, deslizando 184 ft de la sección para algunas profundidades en modo high side con BUR de 0.065 °/ft – 0.098 /ft, repasando dos veces cada parada, con los siguientes parámetros 400 gpm, SPP: 1250-1350 psi, RPM: 50, WOB: 5-15 klbs; Torque: 2.0-5.0 Klb*ft. Se toma survey a 2352 ft arrojando datos de inclinación de 21.19°, azimut de 153.34°. Se perfora con giro leve hacia la izquierda para contrarrestar tendencia de la formación a la derecha.

2439 – 3222 ft (MD): Se presenta colgamiento de la sarta de 2880 ft – 2908 ft mientras se deslizaba. Se perfora rotando y deslizando, repasando dos veces cada parada, teniendo en su mayor parte de la sección perforación en modo rotación y 389 ft en modo deslizamiento a diferentes profundidades con parámetros de 400-450 gpm, SPP: 1800-2000 psi, RPM: 50,

WOB: 5-15 klbs; Torque: 2.0-5.0 Klb*ft. Se toma survey a 3168 ft MD arrojando datos de inclinación de 55.92°, Azimut de 148.94° y 2970 ft TVD.

3222 – 3788 ft (MD): Se presenta leve colgamiento de la sarta de 3314 – 3344 ft permitiendo deslizar con el arrastre. Se realiza control direccional para subir 5 ft con respecto al plan de perforación manejando BUR de 0.089° /ft y repasando dos veces cada parada con los siguientes parámetros: 400-450 gpm, SPP: 1900-2100 psi, RPM: 50, WOB: 5-18 klbs; Torque: 2.0-6.0 Klb*ft. Se toma survey a 3671 ft MD teniendo datos de inclinación de 78.36°, azimut de 151.02° y 3165 ft TVD.

3778 – 4296 ft (MD): Se perfora sección tanto en modo deslizamiento como en modo rotación, teniendo en 103 ft deslizados y 406 ft en modo rotación con parámetros SPP: 2000-2100 psi, RPM: 50, WOB: 5-15 klbs; Torque: 2.0-5.0 Klb*ft. Se toma survey a 4233 ft MD arrojando datos de inclinación de 86. 46 ° y azimut de 145.94°. Se determina Landing point a 4296 ft MD. Se bombea píldora viscosa de 9.1 ppg para preparar sacada de BHA 2.

LODO - BASE AGUA		
TMD (ft)	1974	3397
ρ (ppg)	8.7	8.8
YP (lbf/100 ft ²)	15	17
FV (s/qt)	35	35
PV (cp)	9	12
Temp. (F)	115	129
PH	9.3	8.5
MBT (lbm / bbl)	2.5	16.3

Tabla 6.13 Fluido de perforación para fase 8-1/2” para pozo SJ23A

Componentes BHA - #2	Uniones	Long. (ft)	OD (in)	ID (in)	Conex.	ppf
Drill Pipe		1379,41	4,000	3,340	NC38 IF	0.00
Heavv Weicht Drill Pipe	16,00	493,14	4,000	2,140	NC38 IF	0.00
Hvdraulic Jar	1,00	28,17	4,750	2,750	NC38 IF	0.00
Heavv Weicht Drill Pipe	12,00	374,07	4,000	2,250	NC38 IF	0.00
Drill Pipe	28,00	877,47	4,000	3,340	NC38 IF	0.00
Heavv Weicht Drill Pipe	6,00	187,88	4,000	2,250	NC38 IF	0.00
Hvdraulic Jar	1,00	28,67	4,750	2,750	NC38 IF	0.00
Heavv Weicht Drill Pipe	11,00	342,68	4,000	4,250	NC38 IF	0.00
Cross Over	1,00	2,73	6,500	3,000	NC38 IF	0.00
Cross Over	1,00	5,01	6,870	2,750	NC46 IF	0.00
Saver Sub	1,00	2,01	6,750	2,250	NC50 IF	0.00
Non-Mad Ponv Collar	1,00	10,61	6,750	2,000	NC50 IF	0.00
MWD Tool	1,00	21,49	6,750	2,156	NC50 IF	0.00
Saver Sub	1,00	2,37	6,750	2,250	NC50 IF	0.00
Bent Housing	1,00	31,45	6,791	4,772	NC50 IF	0.00
Polycrvstalline Diamond Bit	1,00	0,84	8,500		4 1/2	0.00
Longitud Total BHA		3788,000	Peso Total BHA(ppf)			

Tabla 6.14 componentes de BHA 2 para sección 8-½” del pozo SJ23A

Profundidad MD (ft)	Parámetros							
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM	SPP on (psi)	SPP off (psi)	TQ on (klbf - ft)	TQ off (klbf - ft)	ROP (ft / h)
1114 - 1260	5 - 10	360 - 400	50	1400	1350	1.1	0.95	112
1260 - 1426	4 - 6	500	40	1200	1150	2	1.8	112
1426 - 1842	4 - 10	500	40	1300	1150	2	1.8	112
1842 - 1945	2 - 10	390 - 430	40 - 50	1500	1300	3	1.5	112
1945 - 2439	5 - 15	390 - 400	40 - 50	1350	1250	5	2.5	112
2439 - 3222	5 - 15	400 - 450	50	2000	1800	5	2	114
3222 - 3788	5 - 18	400 - 450	50	2100	1900	6	2	141
3788 - 4296	5 - 15	400 - 450	50	2100	2000	5	2	141

Tabla 6.15 Parámetros de perforación sección 8-½” pozo SJ 23 A

Sección 6-1/8"

4296 – 4980 ft (MD): Se inicia sección horizontal con BHA 3 de broca PDC 6-1/8" NOV con TFA: 0.59, motor ultra Xtreme con 1.5° de deflexión, AGITATOR NOV con SVP 1.2 pulgadas el cual fue probada antes de iniciar perforación. Se perfora tramo horizontal rotando y deslizando teniendo porcentualmente 55% en modo rotación, sin observar torques o arrastres erráticos. Con los siguientes parámetros de perforación: 200 gpm, P off/on 1500/1550 psi, 40 rpm (256 rpm motor), 5 klb WOB, TQ: 3 Klb-ft. Avance: 684 ft (ROP avg: 51 ft/hr). Se desliza en algunos tramos en High side buscando conseguir inclinación de 91°. Se toma survey a 4886 ft MD arrojando valores de 91.03° de inclinación y 145.33° azimutal.

4980 – 5896 ft (MD): Se continúa perforación horizontal ubicando el pozo a 3 ft del tope de las arenas, y observando a 5687 ft MD la capa plana por lo que se mantiene trayectoria en 90°. Se perfora deslizando en un 31% y 69% en modo rotación con los siguientes parámetros: 200 gpm, P off/on: 1580/1700 psi, 40 rpm (256 rpm motor), 8-15 klb WOB, TQ: 5 Klb-ft. Avance de 916 ft(MD) - (ROP avg: 65 ft/hr). Se bombea 30 bbl de píldora viscosa a 5110 ft y 5515 ft MD con densidad de 8.9 ppg. Se toma survey a 5847 ft MD arrojando inclinación de 88.26°, Azimut de 143.4° y 3246.4 ft TVD. Proyección de la broca a 5896 ft MD arroja dato de inclinación de 90.1° , Azimut de 144° y 3247 ft TVD.

LODO - BASE AGUA			
TMD (ft)	4296	4868	5623
ρ (ppg)	9.1	8.35	9.1
YP (lbf/100 ft ²)	19	18	22
FV (s/qt)	42	42	42
PV (cp)	15	13	13
Temp. (F)	130	130	130
PH	8.7	9.3	9.40
MBT (lbm / bbl)	16.25	1.25	2.5

Tabla 6.16 Fluido de perforación para sección 6-1/8" del pozo SJ 23 A

Componentes BHA - #3	Uniones	Long. (ft)	OD (in)	ID (in)	Conex.	ppf
Drill Pipe		2025,96	4,000	3,340	NC38 IF	135.00
Heavv Weight Drill Pipe	12,00	493,14	4,000	2,140	NC38 IF	0.00
Hvdraulic Jar	1,00	28,17	4,750	2,750	NC38 IF	0.00
Heavv Weight Drill Pipe	33,00	374,07	4,000	2,250	NC38 IF	0.00
Drill Pipe	56,00	1758,41	4,000	3,340	NC38 IF	0.00
Accelerator	1,00	22,30	4,750	2,500	NC38 IF	0.00
Drill Pipe	18,00	563,95	4,000	3,340	NC38 IF	0.00
Heavv Weight Drill Pipe	6,00	187,88	4,000	2,250	NC38 IF	0.00
Hvdraulic Jar	1,00	28,67	4,750	2,750	NC38 IF	0.00
Heavv Weight Drill Pipe	11,00	342,68	4,000	4,250	NC38 IF	0.00
Cross Over	1,00	5,67	4,750	2,750	NC38 IF	0.00
Cross Over	1,00	2,98	4,750	2,000	NC46 IF	0.00
MWD Tool	1,00	3,29	4,750	2,000	NC50 IF	0.00
Non-Maa Ponv Collar	1,00	11,01	4,750	2,000	NC50 IF	0.00
MWD Tool	1,00	22,75	4,750	2,132	NC50 IF	0.00
Saver Sub	1,00	2,51	4,750	2,000	NC50 IF	0.00
Bent Housina	1,00	21,94	4,874	3,421	NC50 IF	0.00
Polycrvstalline Diamond Bit	1,00	0,62	6,125		3 1/2 IF	0.00
Longitud Total BHA		5896,000	Peso Total BHA(ppf)		135,00	

Tabla 6.17 Componentes BHA 3 para sección 6-1/8" del pozo SJ23 A

PARÁMETROS								
Profundidad MD (ft)	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM (motor)	RPM (surface)	SPP on (psi)	SPP off (psi)	TQ (Klbf - ft)	ROP (ft / h) PROM
4296 - 4980	5	200	256	40	1550	1500	3	51
4980 - 5896	8 - 12	200	256	40	1700	1580	5	65

Tabla 6.18 Parámetros de perforación sección 6-1/8" pozo SJ 23 A

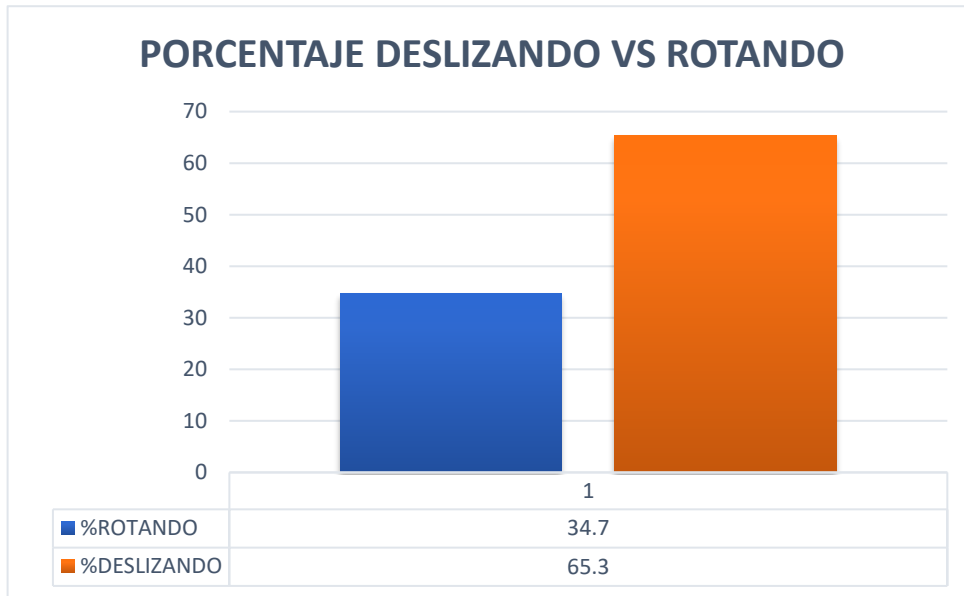


Figura 6.11 Porcentaje deslizando y rotando sección horizontal para pozo SJ 23 A

6.3 POZO SJ 20 A

Sección 12-1/4"

0 – 192 ft (MD): Se perfora un bolsillo hasta 192 ft para arme de BHA direccional, con broca PDC de 12-1/4", con un TFA = 0.65, utilizando los siguientes parámetros: Q: 250 gpm, P bomba: 170 psi, TD: 70 rpm, Torque: 1000 Klb*ft, WOB: 2/5 Klb.

192 – 1233 ft (MD): Se inicia perforación direccional, con un BUR de 2°/100 ft iniciando KOP a 451 ft de MD y finalizando EOB a 970 ft de MD, se perforó en modo deslizando el 23% de la sección (247 ft), hasta alcanzar 9° de inclinación y 305° de azimuth. Los parámetros utilizados para perforar esta sección son: Q: 400/450 gpm, Presión de la bomba: 950-1250 psi, Presión diferencial: 140 psi, TD: 40-50 rpm, Torque: 1.7-2.5 Klb*ft, WOB: 5/12 Klb. Último survey tomado en esta sección (1153 ft de MD) arrojó: inclinación de 9.3° y 304.36° de azimuth. Se corre casing de 9-5/8"OD desde 1233 ft hasta superficie.

LODO - GEL BENEX			
TMD (ft)	183	703	1233
ρ (ppg)	8.5	8.7	8.9
YP (lbf/100 ft ²)	10	12	14
FV (s/qt)	40	44	47
PV (cp)	7	10	12
Temp. (F)	100	110	120
PH	8.1	8.1	8
MBT (lbm / bbl)	6.25	12.5	18.75

Tabla 6.19 Fluido de perforación sección 12-1/4" pozo SJ 20 A

Profundidad MD (ft)	Parametros					
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM	SPP (psi)	TQ (klbf - ft)	ROP (ft / h)
0 – 192	2 - 5	250	70	---	1	65
192 – 1233	5 - 12	400 - 450	40 - 50	950 - 1250	1.7 - 2.5	112

Tabla 6.20 Parámetros de perforación para sección 12-1/4" pozo SJ 20 A

Components BHA - #1	Joints	Lenght.(ft)	OD (in)	ID (in)	Conector	ppf
Heavv Weight Drill Pipe	11.00	330.00	4,000	2,250	NC38 IF	0.00
Cross Over	1.00	2.73	6,500	3,000	NC38 IF	0.00
Drill Collar	6.00	182.46	6,500	2,810	NC50 XH	0.00
Cross Over	1.00	2.73	6,500	3,000	NC50 XH	28.90
Universal BH Orientina Sub	1.00	2.38	7,719	3,062	API REG	0.00
Unknown	1.00	5.51	8,250	2,750	API REG	91.00
MWD Tool	1.00	34.34	8,000	5,125	API REG	91.00
Bent Housina	1.00	29.14	8,250	2,197	API REG	91.00
Polvcrvstalline Diamond Bit	1.00	1.05	12,250		API REG	91.00
Total Lenght BHA		590,340		Total Weight BHA (ppf)		392,90

Tabla 6.21 Componentes BHA sección 12-1/4" Pozo SJ 20 A

Sección 8-1/2"

1233 – 1294 ft (MD): Se realiza drill out encontrado TOC 1173 ft de MD perforando hasta 1233 ft con los siguientes parámetros: Q: 210/250 gpm, SPP: 550/700 psi, TD: 30 RPM, WOB: 5 Klbs. Se continúa perforando una parada con los siguientes parámetros: Q: 360 gpm, SPP: 1080 psi, Presión dif: 400 psi, TD: 0/70 rpm, Torque: 2500 klb*ft, WOB: 1.5 klb.

1294 – 1550 ft (MD): Continúa con la perforación de la sección 8-½”, aplicando los siguientes parámetros: Q: 425 gpm, SPP: 1350 psi, Presión dif: 150 psi, TD: 0/60 rpm, Torque: 2690 klb*ft, WOB: 3.5 klb, Densidad del lodo a la salida: 8.8 ppg.

1550 – 2482 ft (MD): Se configuran nuevos parámetros de perforación: Q: 403 gpm, SPP: 1620 psi, Presión dif: 50 psi, TD: 0/60 rpm, Torque: 3482 klb*ft, WOB: 10/11 klb, Densidad del lodo a la salida: 9 ppg.

2482 – 3250 ft (MD): Se inicia KOP a 2865 ft (MD), manejando tasas de DLS dinámicas de 3° a 6.6°/100 ft, se desliza entre 30 y 50 ft por parada dada la variación que presentó la herramienta en el trabajo direccional. Este intervalo se perforó con los siguientes parámetros: Q: 415 gpm, SPP: 2150 psi, Presión dif: 70 psi, TD: 0/60 rpm, Torque: 3594 klb*ft, WOB: 12 klb.

3250 – 4135 ft (MD): En este intervalo se determinan los topes de las arenas C5 (3217 ft MD, 2997 ft TVD) y C6 (4019 ft MD, 3253 ft TVD) de la formación Carbonera, A partir de 3865 ft se perforaron 200 ft de tangente a 80° de inclinación para ubicación de la BES. Las formaciones C2, C3 y C4 presentaron un gradiente de construcción “BUR” menor que en las formaciones C5 y C6, donde con la misma cantidad de pies deslizados se obtuvieron mayores valores. Para este intervalo se configuraron los siguientes parámetros de perforación: Q: 395 gpm, SPP: 2107 psi, Presión dif: 70 psi, TD: 0/60 rpm, Torque: 3482 klb*ft, WOB: 10/11 klb.

- **4135 – 4420 ft (MD):** Se declara EOB según plan direccional, Landing Point a 4420 ft (MD), determinando tope de formación de arenas basales (C7 a 4291 ft MD y 3288 ft TVD). Último survey realiza proyección a broca de: 90.32° inclinación y

211.79° azimutales. Este intervalo fue perforado con los siguientes parámetros: Q: 415 gpm, SPP: 2150 psi, Presión dif: 50 psi, TD: 0/60 rpm, Torque: 4852 klb*ft, WOB: 10/11 klb. Se cementa casing de 7 pulgadas hasta fondo.

LODO – POLYTRAXX				
TMD (ft)	1920	2732	3708	4420
ρ (ppg)	8.7	9	9	9.1
YP (lbf/100 ft ²)	15	16	22	20
FV (s/qt)	40	43	45	12
PV (cp)	10	11	12	10
Temp. (F)	118	125	128	128
PH	9.5	9.4	9.50	9.5
MBT (lbm / bbl)	2.5	13.75	16.25	12.5

Tabla 6.22 Fluido de perforación sección 8-1/2” pozo SJ 20 A

Profundidad MD (ft)	Parámetros						
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM (surface)	SPP on (psi)	SPP off (psi)	TQ (Klbf - ft)	ROP (ft / h) PROM
1173 - 1294	1.5	360	70	1080	680	2.5	173
1294 - 1382	6	425	70	1050	800	1.2	54
1382 - 1550	3.5	425	60	1350	1200	2.69	74
1550 - 2482	10 - 11	403	60	1620	1550	3.482	139
2482 - 3250	12	415	60	2150	2080	3.594	139
3250 - 4135	10 - 11	395	60	2107	2000	3.482	120
4135 - 4420	10 - 11	415	60	2150	2100	4.852	120

Tabla 6.23 Parámetros de perforación sección 8-1/2” pozo SJ 20 A

Components BHA - #2	Joints	Lenght.(ft)	OD (in)	ID (in)	Conector	ppf
Drill Pipe		1694.07	4,000	3,340	NC38 IF	0.00
Heavv Weieht Drill Pine	16.00	499.93	4,000	2,140	NC38 IF	0.00
Hvdraulic Jar	1.00	28.04	4,750	2,750	NC38 IF	0.00
Heavv Weieht Drill Pipe	12.00	371.74	4,000	2,250	NC38 IF	0.00
Drill Pipe	38.00	1191.70	4,000	3,340	NC38 IF	0.00
Heavv Weieht Drill Pipe	6.00	187.14	4,000	2,250	NC38 IF	0.00
Hvdraulic Jar	1.00	28.14	4,750	2,750	NC38 IF	0.00
Heavv Weieht Drill Pipe	11.00	343.92	4,000	4,250	NC38 IF	0.00
Cross Over	1.00	1.55	6,500	3,000	NC38 IF	0.00
Cross Over	1.00	5.05	6,870	2,750	NC46 IF	0.00
Saver Sub	1.00	2.01	6,750	2,250	NC50 IF	0.00
Non-Mad Ponv Collar	1.00	10.61	6,750	2,000	NC50 IF	0.00
MWD Tool	1.00	21.49	6,750	2,156	NC50 IF	0.00
Saver Sub	1.00	2.37	6,750	2,250	NC50 IF	0.00
Bent Housino	1.00	31.43	6,791	4,772	NC50 IF	0.00
Polvcrvstalline Diamond Bit	1.00	0.81	8,500		4 1/2	0.00
Total Lenght BHA		4420.000	Total Weight BHA (ppf)			

Tabla 6.24 Componentes BHA sección 8-1/2” Pozo SJ 20 A

Sección 6-1/8”

4420 - 4819 ft (MD): Se inicia la sección horizontal armando BHA direccional, con broca PDC de 6-1/8” de la empresa NOV, con un TFA de 0.592, más motor direccional de 5-7/8” con ángulo de deflexión de 1.5°, se posiciona el sistema AGITATOR™ a 1155 ft de distancia a la broca, con un SVP de 1.2 pulgadas (caída de presión de 420 psi), se perfora deslizando y rotando para mantener inclinación y azimut, utilizando los siguientes parámetros: Q: 200 pm, SPP: 1590 psi, Presión dif: 0/50 psi, TD: 0/50 rpm, Torque:4.4 klb*ft, WOB: 2 klb, Densidad del lodo a la salida: 9.1 ppg.

4819 – 5975 ft (MD): Se continúa perforando la sección de geonavegación, la cual fue condicionada por parte del operador y la sección de geología para controlar un ROP moderado, no mayor a 130 ft/hr debido a la toma de registros que se estaba realizando durante la geonavegación. Este control en la ROP fue realizado hasta 5400 ft de Md donde se empieza trabajo de perforación con máxima ROP (200 ft/hr), se evidencia tendencia de

la formación a tumbar ángulo, se realiza control direccional exitoso deslizando entre 20 – 30 ft por parada, durante la geo navegación no se evidencia ningún tipo de colgamiento, deslizando con un WOB máximo de 5 klbs. Los parámetros de perforación utilizados para este intervalo son: Q: 200/213 gpm, SPP: 1690/1730 psi, Presión dif: 0/50 psi, TD: 0/50 rpm, Torque:4/5 klb*ft, WOB: 2 klb, Densidad del lodo a la salida: 8.9 ppg.

LODO - DRILL IN			
TMD (ft)	4811	5241	5975
ρ (ppg)	8.8	8.8	8.8
YP (lbf/100 ft ²)	20	25	25
FV (s/qt)	45	45	45
PV (cp)	10	10	10
Temp. (F)	128	128	128
PH	9.5	9..5	9.40
MBT (lbm / bbl)	1.25	1.25	1.25

Tabla 6.25 Fluido de perforación sección 6-1/8” pozo SJ 20 A

Profundidad MD (ft)	Parámetros						
	WOB (kbf)	Q (gpm)	RPM (motor)	RPM (surface)	SPP on (psi)	SPP off (psi)	TQ (Klbf - ft)
4052 - 4260	2	200 - 213	50	60	1730	1690	4 - 5

Tabla 6.26 Parámetros de perforación sección 6-1/8” pozo SJ 20 A

Components BHA -#3	Joints	Lenght.(ft)	OD (in)	ID (in)	Conector	ppf
Drill Pipe		698,26	4,000	3,340	NC38 IF	0,00
Heavv Weight Drill Pipe	16,00	499,93	4,000	2,140	NC38 IF	0,00
Hvdraulic Jar	1,00	28,04	4,750	2,750	NC38 IF	0,00
Heavv Weight Drill Pipe	14,00	420,00	4,000	2,250	NC38 IF	0,00
Drill Pipe	68,00	2040,00	4,000	3,340	NC38 IF	0,00
Accelerator	1,00	22,30	4,750	2,500	NC38 IF	0,00
Drill Pipe	16,00	480,00	4,000	3,340	NC38 IF	0,00
Heavv Weight Drill Pipe	6,00	187,14	4,000	2,250	NC38 IF	0,00
Hvdraulic Jar	1,00	28,14	4,750	2,750	NC38 IF	0,00
Heavv Weight Drill Pipe	11,00	343,92	4,000	4,250	NC38 IF	0,00
Cross Over	1,00	5,68	4,750	2,750	NC38 IF	0,00
Cross Over	1,00	2,95	4,750	2,000	NC46 IF	0,00
MWD Tool	1,00	3,30	4,750	2,000	NC50 IF	0,00
Non-Man Pouv Collar	1,00	11,08	4,750	2,000	NC50 IF	0,00
MWD Tool	1,00	23,17	4,750	2,132	NC50 IF	0,00
Saver Sub	1,00	2,44	4,750	2,000	NC50 IF	0,00
Bent Housino	1,00	21,95	4,874	3,421	NC50 IF	0,00
Polycrvstalline Diamond Bit	1,00	0,70	6,125		3 1/2 IF	0,00
Total Lenght BHA		4819,000	Total Weight BHA (ppf)			

Tabla 6.27 Componentes BHA sección 6-1/8” pozo SJ 20 A

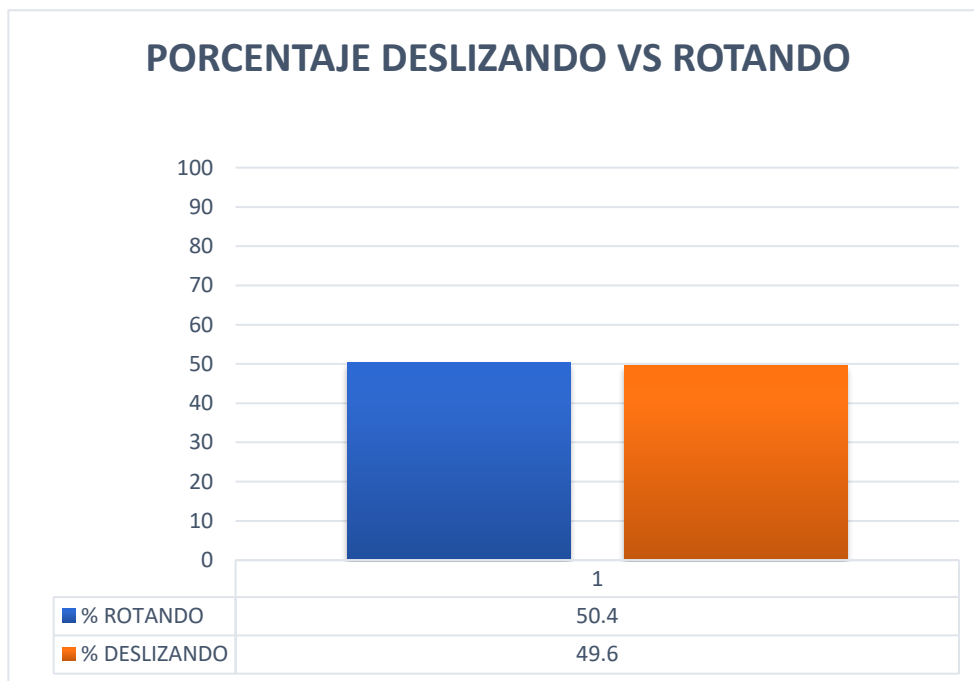


Figura 6.12 Porcentaje deslizando y rotando sección horizontal para pozo SJ 20A

7. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA AGITATOR™ EN EL CAMPO “A”

En esta sección se evaluará la viabilidad de la implementación de la herramienta Agitator™ para el caso estudio en el Campo “A” de los Llanos Orientales. Para evaluar esta viabilidad se realizará un análisis comparativo de diferentes parámetros (ROP, WOB, TFO) en los que influye el Agitator™ en la perforación horizontal, entre los pozos de referencia “Offset” vs Los pozos de aplicación de la herramienta, además se mostrará de forma gráfica en 3D la trayectoria direccional final de cada pozo con su respectivo plan direccional, en la cual se enfocará en analizar si se cumplió con dicho plan y el control direccional durante la geonavegación. De esta manera se podrá evidenciar si la aplicación de la herramienta Agitator™ influyó en mejorar el control direccional y los diferentes problemas que se han presentado en los pozos de referencia en la sección horizontal.

Durante la perforación de las secciones horizontales en el campo “A” se observaba constantemente para los pozos offset los efectos producidos por la formación, los cuales se traducen en una alta fricción, torques mecánicos frecuentes, sarta de perforación afectada significativamente por las fuertes vibraciones y el desgaste producido por usos excesivos de fuerza, además de la fuerte tendencia de giro a la derecha, y los fuertes y constantes colgamientos de la sarta. El control direccional era arduo para las secciones laterales, en donde los intentos por corregir los efectos negativos y la trayectoria del pozo era en su mayoría sin éxito, provocando una amenaza tanto para la integridad del pozo como para el éxito en el cumplimiento del plan de perforación.

	OFFSET	AGITATOR
WOB	<p>La transmisión de peso efectivo sobre la broca en esta sección siempre se vio afectado por la geometría de los pozos diseñados en este campo, puesto que al manejar Tasas altas de BUR para la sección de construcción, genera una mayor rigidez en la BHA, aumentada por las largas secciones en la horizontal.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● SJ 18: En cuanto al pozo SJ 18 se encontraron que la mayor parte de la sección horizontal manejo valores de WOB continuos de entre 10 y 15 (Klbs), evidenciando aún más la deficiencia de transmisión de peso a la broca finalizando la sección de geonavegación, (últimos 400 ft de MD) donde se localizaron 5 colgamientos todos mientras la perforación se encontraba en modo deslizando. ● SJ 2 Y SJ 24: En los pozos SJ 2 y SJ 24 se continúan evidenciando problemas en la transmisión efectiva de WOB, localizados en los intervalos (4606 – 4900, y 5070 – 5500) ft de MD para el pozo SJ 2. E 	<p>Uno de los objetivos de la implementación del Agitator es mejorar la transmisión de peso efectivo a la broca, la herramienta de aplicación Agitator que mediante las vibraciones axiales creadas por el movimiento longitudinal del amortiguador logra reducir la fricción generada entre las paredes del pozo y la BHA, lo que se espera se traduzca en una transmisión de peso suave y continuo a la broca.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● SJ 19 A: Para este pozo se dio inicio a la sección horizontal con valores de WOB entre (5 – 8) klbs, estos valores se lograron mantener sin presentar complicaciones como colgamientos o resistencia a deslizar durante los primeros 1200 ft de MD en la horizontal, a partir de 5210 ft de MD se sueltan hasta 10 klbs de WOB en el gancho para terminar la perforación del pozo con la longitud planeada y sin presencia de colgamientos durante la sección de geonavegación. ● SJ 20 A: La transferencia de

intervalos entre (4300 – 4400, y 4800 – 5050) ft de MD para el pozo SJ 24 presentando valores de WOB entre (10 – 15) Klbs. Además, se presentaron muy fuertes colgamientos en ambos pozos, finalizando el pozo SJ 2 a 5489 ft de MD se necesitó perforar en modo rotación una parada con más de 15 klbs, buscando romper el colgamiento. En cuanto al pozo SJ 24 se presentaron mayores problemas con muy fuertes colgamientos (4360, 4806 y 4846) ft de MD durante la sección de 6-1/8”, teniendo que implementar hasta 15 klbs durante más de 200 ft de MD.

Como se ha podido observar en estos pozos de referencia “Offset” los problemas de transmisión de WOB efectivo en la sección horizontal se presentan frecuentemente, desencadenando en fuertes colgamientos y la necesidad de soltar mayor peso sobre la BHA por encima del recomendado, aumentando riesgos de pandeo, de pesca y dificultando la continuación óptima y completa de la perforación, estos problemas se acrecientan a medida que se profundiza más en MD para esta sección, debido a la horizontalidad del pozo que genera una mayor excentricidad en la BHA, aumentando las fuerzas de fricción y fenómenos problemáticos como el Stick – Slip.

Es de resaltar que los problemas de colgamientos se presentaron en los 3 pozos “OffSet” mientras la perforación se realizaba en modo deslizando u orientando.

peso a la broca para este pozo fue la más efectiva de los 6 pozos de estudio. Inicia con intervalos de WOB de 2 – 5 klbs, durante los primeros 500 ft, no se presentan problemas de colgamiento o efecto de stick – slip, los siguientes 1100 ft perforados de MD en la horizontal, registraron valores no superiores a las 8 klbs de WOB, terminando con el plan direccional y alcanzando 120 ft más de MD respecto al plan, evidenciando una transmisión del WOB efectiva, sin colgamientos y sin mayores complicaciones de sobre esfuerzo en la BHA.

- **SJ 23 A:** Para este pozo, se evidenció que la respuesta por parte de la herramienta fue satisfactoria ya que a pesar de haber tenido que perforar en modo deslizar en varios tramos de la horizontal a causa de la inconsistencia del tope de las arenas, no hubo problema en la transmisión del peso hacia la broca en donde el valor máximo aplicado fue 8 klbs de fuerza, sin presentar colgamientos en ningún tramo de la horizontal.

Los resultados de la implementación de la herramienta Agitator son evidentes en los valores que se manejaron de WOB encontrando una diferencia de más de 6 Klbs de WOB máximo aplicado en pozos offset con respecto al máximo WOB de los pozos

		<p>con aplicación de la herramienta Agitator, a su vez la mayoría de las secciones laterales no fue necesario el uso de más de 6 Klbs de WOB, aun cuando en estos pozos fue necesario la perforación de varias paradas continuas en modo deslizando, gracias a la herramienta fue posible la transferencia de peso efectiva a la broca, sin presentar ningún colgamiento en los tres pozos de aplicación y disminuyendo los efectos por vibraciones torsionales y arrastre longitudinal que como lo evidencia los pozos offset aumenta a medida que se profundiza en la horizontal.</p>
<p>ROP</p>	<p>Las tasas de penetración “ROP” analizadas cuando la perforación se realiza en el modo deslizando u orientando también se ven afectadas por los problemas de colgamientos, ineficiencia de transferencia de peso a la broca por fricción, al igual que otros fenómenos ya explicados anteriormente (Titulo 4.4) que se presentan cuando se perforan largos tramos de horizontal. Estas bajas tasas de penetración son más notorias en mayores tiempos de perforación cuando se encuentran problemas en el control direccional y se necesita deslizar más paradas.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● SJ 18: La ROP para este pozo se vio afectada por los fuertes y continuos colgamientos presentados durante la sección horizontal, los cuales redujeron las tasas de penetración mientras se deslizaba y aumentaba el tiempo de operación. Se evidencia en diferentes intervalos la dificultad para deslizar con altas ROP por parte de la 	<p>Uno de los motivos por los cuales se propuso la implementación del sistema Agitator™ es la necesidad de mejorar las tasas de penetración en la sección de geonavegación que por medio del movimiento axial generado por los pulsos en el sistema de choque logran romper la fricción estática, esto a su vez genera una mayor fluidez a la hora de perforar en modo deslizamiento. De esta manera se busca optimizar la perforación en esta sección logrando mayores ROP, disminución en tiempos y costos de perforación.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● SJ 19 A: Las tasas de penetración para el primer pozo de aplicación de la herramienta Agitator™ tuvieron una gran mejora con respecto a los pozos offset, presentando una ROP promedio en el modo deslizamiento de 146.5 ft/hr, logrando una longitud total de 1560 ft de MD y un 64% de ft deslizados. Siendo el pozo <i>SJ 19 A</i>, el pozo con la mayor ROP promedio en los casos

	<p>formación, en el intervalo (4600 – 4950) ft de MD donde se encontraron valores de ROP promedio en modo deslizando de apenas 72 ft/hr, también en el intervalo (5655 – 6060) ft de MD con una ROP promedio deslizando de 100 ft/hr. Evaluando el desempeño del pozo durante la perforación en modo deslizar, se calcula el promedio de todas las ROP de la sección de geonavegación arrojando un valor de apenas 102 ft/hr.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● SJ 24: En este pozo es aún más notoria la deficiencia de la ROP de la perforación en modo deslizando encontrando intervalos de apenas 18.4 ft/hr de ROP promedio (4846 – 5022) ft de MD, cabe resaltar que también en este intervalo se presentó un muy fuerte colgamiento. El pozo SJ 24 contó con las tasas de penetración más bajas en modo deslizar de los seis (6) pozos del caso estudio, registrando en la sección horizontal una ROP promedio de 73.4 ft/hr, esto es atribuido a la poca capacidad de transmisión de peso a la broca (encontrándose como el pozo con los rangos más elevados de WOB), esto conlleva a la directa afectación de una perforación fluida, aumentando los tiempos operativos y costos. ● SJ 2: En este pozo las tasas de penetración durante la perforación en modo deslizar fueron moderadas a buenas, 	<p>estudiados.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● SJ 20 A: Este pozo requirió ser operado con una restricción en la ROP la cual debía ser controlada con un máximo de 120 ft/hr, debido a la necesidad de tomar registros en esta zona, ordenada por geología de la compañía operadora. Esta restricción se aplicó desde Landing Point a 4420 ft de MD hasta 5500 ft de MD en la horizontal, por lo que para fines de estudio este parámetro no es considerado viable para ser comparado con los demás pozos, ya que limita la ventana operativa del sistema Agitator en donde el análisis técnico se vería influenciado por decisiones gerenciales, y no logra exponer de manera correcta el efecto de la herramienta en la tasa de penetración en la perforación horizontal del pozo. Este pozo contó con una sección lateral de 1549 ft y una ROP avg de 96.5 ft/hr en modo deslizando. ● SJ 23 A: Para este pozo se lograron tasas de penetración promedio de 136.5 ft/hr en modo deslizando, logrando una distancia total 1524 ft de MD en la horizontal, se deslizaron 1040 ft de MD, un 65.3% de paradas deslizadas. <p>La implementación de la herramienta Agitator TM para mejorar la perforación de pozos horizontales en el</p>
--	--	---

	<p>con una ROP promedio de 120 ft/hr.</p> <p>La dificultad con las que fueron ejecutados estos pozos (Offset) por los problemas que se presentaron durante la geonavegación, cómo las fuertes tendencias de la formación en ciertos tramos a tumbar ángulo de inclinación, además de la constante tendencia de giro a la derecha, los ya mencionados problemas con la transmisión efectiva de “WOC”. Se verán directamente relacionados con las ROP promedio que manejan estos pozos.</p> <p>Es por esto que en la Figura 7.1 podemos evidenciar las diferencias entre las ROP promedio para los 3 pozos offset y los pozos con Agitator™, encontrando ROP mucho menores que las conseguidas en los pozos de aplicación, es aún más evidente al comparar la tasa de penetración promedio para los tres pozos “Offset” (ROP prom = 113.5 ft/hr) con la tasa de penetración promedio para los tres pozos Agitator™ (ROP prom = 143.4 ft/hr).</p>	<p>Campo “A” fue favorable, se observaron incrementos de velocidad en las secciones horizontales en un 49 % para el pozo <i>SJ 19 A</i> con respecto al promedio de los tres pozos offset, al igual que un incremento del 41 % en la ROP promedio para el pozo <i>SJ 23 A</i>, mejorando de 98 ft/hr de ROP promedio deslizando para los pozos offset a 142 ft/hr de ROP promedio deslizando para los pozos con aplicación de la herramienta Agitator™. Por lo cual se evidencia la mejora de una transmisión efectiva del WOB, la reducción notoria en la fricción y los fenómenos de stick – slip, factores que desencadenan en una mayor ROP.</p>
--	--	--

Tabla 7.1 Comportamiento de parámetros operacionales de pozos Offset vs pozos con Agitator

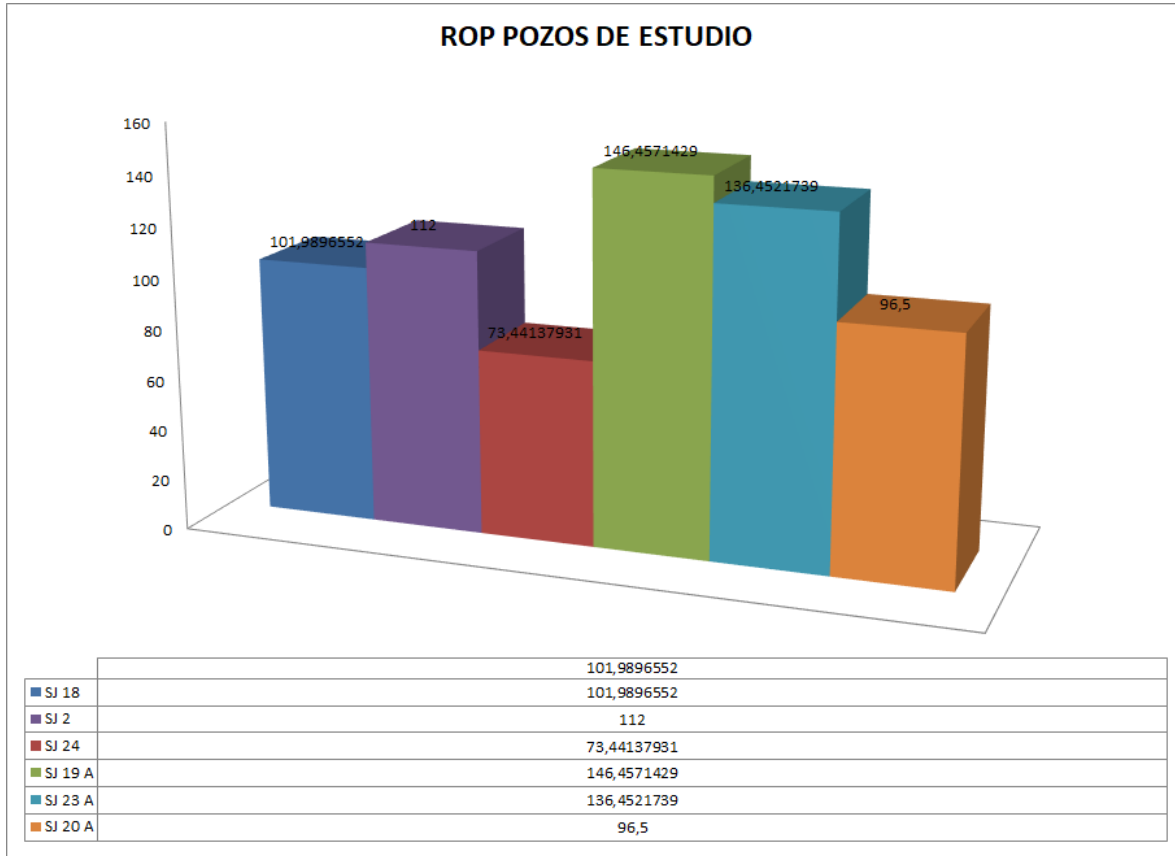


Figura 7. ROP promedio de los 6 pozos estudio

7.1 ANÁLISIS DIRECCIONAL DE LA TRAYECTORIA DE LOS POZOS DE ESTUDIO.

SJ 18								
	MODO DE PERFORACIÓN							
MD (ft)	Rotando	Deslizando	Inclinación	Azimuth	TFO	WOB (KLbs)	ROP (ft/hr)	Comentarios
4525	35		88.31	233.66		4	76 R	
4560	48	23	88.66	234.61	30R	5	-	
4624	65		89.8	238.1		5	245 R	
4689	46	17	90.35	240.84	0L - 110L	5	100 (D)	Se presenta fuerte tendencia de la formación, por giro a la derecha, obligando a
4752	46	17	89.92	242.74	120L	2	72 (D)	
4815	38	22	89.15	244.35	140L	5	140 (D)	

4875	26	56 (LS)	89.3	245.57	150L - 180 L	5	55.7 (D)	orientar la herramienta para corregir la desviación azimutal sin mayores resultados, también se observa tendencia a crear ángulo, recurriendo a perforar modo Low side o con orientación cercana a 180 L por más de 150 ft descuidando la corrección azimutal
4957	29	17 (LS)	89.98	250.09	180 L	0	117 (R)	
5003	27	36	89.12	250.46	170 L	10	49.86 (D)	
5066	18	53 (LS)	88.81	249.74	170 L	10	115 (D)	
5137	21	35	88.66	254.04	170 L	10	78 (D)	
5193	14	49 (HS)	87.02	255.34	10 L	10	90 (D)	El control direccional se dificulta, alcanzado proyección de broca a una inclinación de 86°, 4° por debajo del plan direccional, se perfora (deslizado) en modo High side buscando alejarse de la zona WOC distancia respecto al tope de formación de 8.5 (FT), el control azimutal no
5256	21	43 (HS)	86.89	253.89	10 L	10	120 (D)	

								fue posible alejándose más de 10° del plan.
5320	36	24	89.87	254.75	70 L	10	91.8 (O)	
5380	24	40	89.55	254.43	30 L	10	168 (O)	
5444	25	39	90.35	254.68	40 L	10	156 (O)	
5508	30	32	90.75	256.51	70 L	10	85 (O)	
5570		64	91.15	253.66	40 L	10	140 (O)	
5634	42	23	92.79	250.17	90 L	10	50 (O)	
5699	26	36	89.09	247.23	30 L	10	183.5 (O)	Se presentan fuertes colgamientos a 5725 y 5745 (ft - MD), se atribuye a las largas secciones de perforación en modo deslizar, debido al difícil control direccional para mantener la herramienta en la inclinación y orientación azimutal del plan direccional.
5761	11	52	89.24	245.12	30 L	10	68 (O)	Muy fuerte colgamiento a 5808 (ft - MD) Difícil control direccional.
5824	17	50	88.01	242.22	30 L	10	67.8 (O)	
5891	11	48	91.29	241.4	70 L	10	121.9 (O)	Se presentan continuos colgamientos

5950	1	62	88.62	236.72	10 L	10	122.5 (O)	a las profundidades (MD -ft) 5871 y 5998, se pide un mejor manejo operacional, puesto que se presenta una inclinación dinámica más de 93° (2 ft por debajo del tope de formación), que a su vez se proyecta en dirección a una posible colisión, limitando la ventana operativa y trabajo direccional, se decide dar por finalizada la sección, se declara TD a 6060 (ft).
6013		47	92.77	236.42		10		
6060			93	236.23		10		

Tabla 7.2 Análisis direccional pozo SJ18

SJ 18

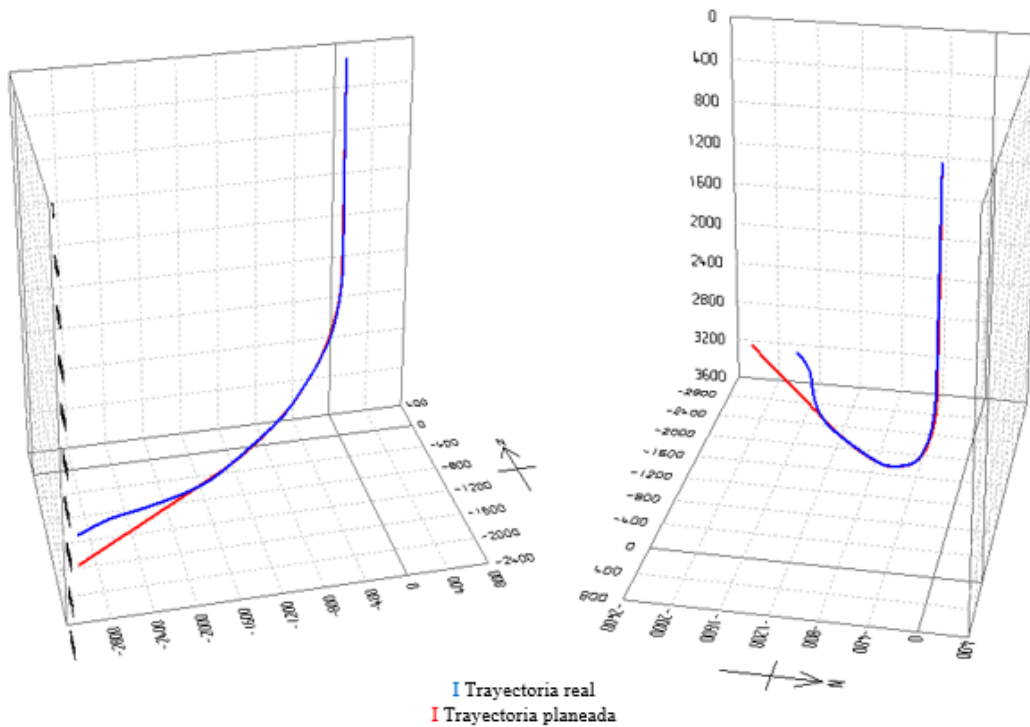


Figura 7.1 Trayectoria real vs planeada pozo SJ 18

La geo navegación del pozo SJ 18 se caracterizó por presentar un difícil control direccional encontrando un delta de inclinación hasta de 7° poniendo en riesgo la integridad del pozo alcanzando un intervalo cercano al WOC, así mismo el TFO como la proyección de la broca no fueron controladas debido a las fuertes tendencias de la formación a girar la BHA hacia la derecha y tumbar inclinación, alcanzando hasta 256° de azimuth, 12° por fuera de lo proyectado; Esto sumado a la ineficiente transmisión de peso hacia la broca que provoca 5 fuertes colgamientos y agudiza aún más corregir de manera óptima el control direccional. Se determina un TD a 6060 ft MD debido a los problemas operativos en el control direccional, que desencadenaron en la finalización del pozo SJ 18, 264 ft de MD antes del plan

SJ 20 A

SJ 20 A								
MD	MODO DE PERFORACION		Inclinación	Azimut	TFO	WOB (KLbs)	ROP (ft /hr)	Comentario
	Rotando	Deslizando						
4420	41	40	89.28	211.95	90 L	3	64 (O)	Se inicia la sección de geo navegación con un TFO de 90 L buscando corregir azimut del landing point, puesto que se encuentra alejado del landing point estipulado en el plan direccional (205.18°), se logra corregir el azimut y su tendencia de giro a la derecha posicionándolo en valores muy cercanos al plan direccional, en cuanto a la inclinación se mantiene muy estable entre 89°-90° continuando con una distancia cercana respecto al tope de ABS.
4501	38	25	90.05	212.83	90 L	3	100 (O)	
4564	27	36	89.96	212.24	60 L	3	98 (O)	
4627	12	51	89.12	211.33	70 L	4	110 (O)	
4691	11	51	89.53	209.77	80 L	4	145 (O)	
4753	21	42	89.46	208.71	70 L	7	126 (O)	
4816	5	59	89.65	207.16	45 L	7	110 (O)	
4880	18	42	90.61	205.72	45 L	5	126 (O)	
4940	64	0	91.90	203.97	-	4	82 (R)	
5004	36	27 (LS)	89.55	203.98	135 - 180 R	7	109 (O)	
5067	46	19	87.97	203.59	0 R	4	112 (R)	
5132	11	48	88.57	204.64	10 - 0 L	5	138 (O)	En este intervalo se continúa perforando la sección de geo navegación, se evidencia que el control direccional es
5191	47	15	90.64	206.05	5 - 10 R	7	96 (R)	
5253	49	15	90.20	207.93	95 L	8	140 (R)	

5317	26	37	88.31	206.62	80 - 15 L	7	100 (O)	<p>óptimo a pesar de la constante tendencia de la formación a producir giro a la derecha, manteniendo un azimut cercano al plan direccional, se realiza trabajo direccional con control de la inclinación puesto que se evidencia una fuerte tendencia de la formación a tumbar ángulo, alcanzando TVD 3297 ft , 4 ft por encima del TVD pedido por RNS (3293 ft), DD trabaja con control direccional High side logrando 93.34° de inclinación (continuando aun con tendencia a tumbar) que posicionan la sarta 3292.71 ft de TVD (5505 ft MD) a partir de ahí se continua con una inclinación cercana a los 90° manteniendo un TVD cercano al de la prognosis, También se evidencia una óptima transferencia de peso a la sarta manteniendo un</p>
5380	30	31	90.48	207.89	5 R	8	75 (O)	
5453	10	37	90.33	208.40	0 - 10 R	3	102 (O)	
5505	26	47	93.34	209.59	10 R	5	100 (O)	
5566	44	20	91.74	208.99	60 L	5	180 (R)	
5630	28	35	90.32	207.03	10 L	6	93 (O)	
5693	37	25	90.36	208.41	30 R	5	150 (O)	
5755	38	25	90.14	210.13	0 R	6	134 (R)	
5818	49	15	90.82	211.64	10 L	6	150 (O)	
5882	32	30	88.68	212.34	20 L	6	120 (O)	
5944	21	10	89.12	213.18	0 L	4	150 (O)	

									WOB de apenas 5 Klb aún con más de 1000 ft perforado en la sección horizontal, sin presentar ningún tipo de colgamiento o restricción en la BHA.
--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Tabla 7.3 Análisis direccional pozo SJ20A

SJ 20 A

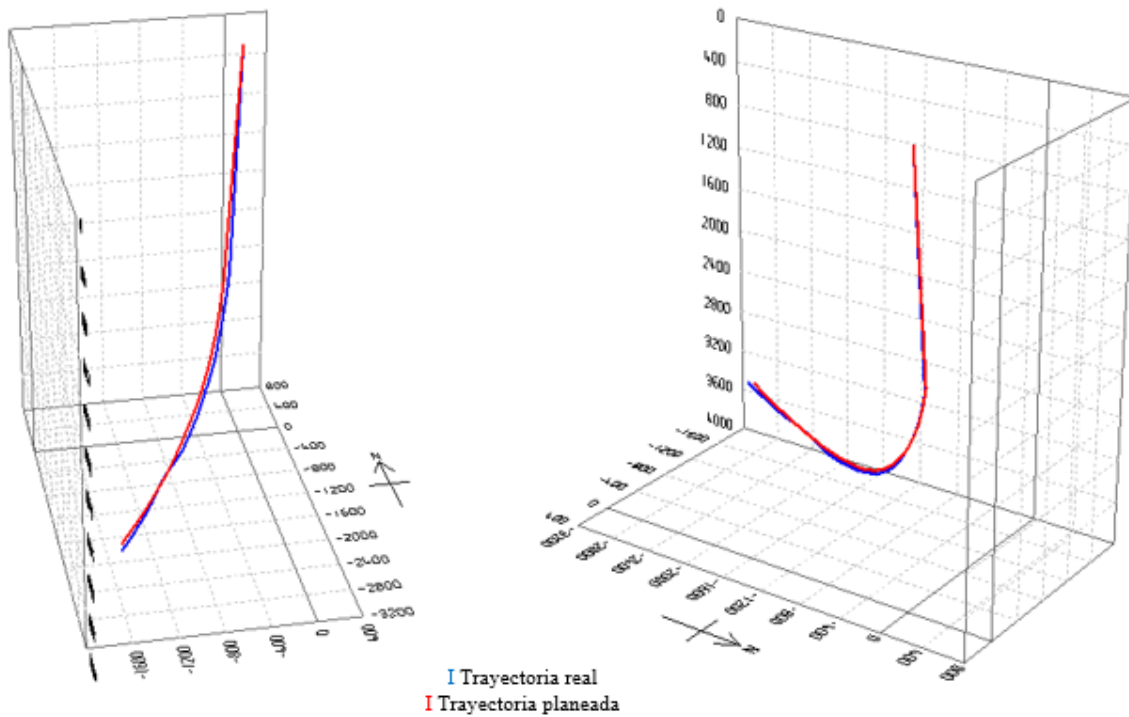


Figura 7.2 Trayectoria real vs planeada pozo SJ 20A

Durante la geo navegación del pozo SJ 20 A el cual contaba con la implementación del sistema AGITATOR TM se pudo evidenciar que la tendencia de la formación por girar la

BHA hacia la derecha y tumbar ángulo observada en los pozos offset se continúan presentando, sin embargo el control direccional se facilitó debido a la reducción de la fricción entre el BHA y las paredes del pozo transfiriendo de manera efectiva el peso hacia la broca, manejando valores de WOB 5-7 Klbs la mayor parte de la sección lateral sin presenciar efectos de colgamientos o Stick – Slip. Como se puede observar en la **Figura 7.2** La trayectoria del pozo SJ 20 A cumple de manera satisfactoria con el plan direccional.

SJ 2								
MD (ft)	MODO DE PERFORACIÓN		Inclinacion	Azimuth	TFO	WOB (KLb)	ROP (ft/hr)	Comentarios
	Rotando	Deslizando						
4002	52	12	89.96	307.09		4	196 R	Se inicia un drill out con parámetros cercanos a los determinador por el plan direccional (89.56 inclinación, 306.68° azimuth), sin embargo se evidencia una fuerte tendencia de giro a la derecha cercano a 2°/100 ft, se inicia control direccional para ubicar la BHA cercano a los parámetros del plan, evidenciando que a pesar de que el DD realiza operaciones de deslizar y orientar la
4066	69	29	89.8	309.09	50L - 60L	4	44 O	
4164	52	11	89.33	309.08	40L - 60L	4	90 O	
4227	26	37	89.86	312.11	60L	4	111 O	
4290	30	32	88.38	312.56	60L	4	120 O	
4352	31	32	88.81	313.73	70L	5	174 R	
4415	25	39	88.01	313.72	70L	5	156	
4479	23	40	88.38	314	80L	5	184 O	
4542	31	33	89	314.84	80L	8	104 O	
4606	41	22	90.41	315.55	80L	10	88 O	
4669	43	20	90.29	317.29	80L	10	150	
4732	29	33	88.56	318.95	80L	10	165	

								herramienta con rangos de TFO 70 – 80 L no logra romper tendencia de giro a la derecha.
4794	28	35	89.12	320.37	20L	10	116 O	
4857	30	34	89.15	322.13		10	170 R	Se observa muy fuerte tendencia de giro a la derecha de 2.8°/100 ft, se intenta realizar trabajo direccional orientando la herramienta hasta 70° a la izquierda sin lograr éxito en la operación. Se evidencia un control errático de la inclinación con un intervalo de hasta 5° mientras se intenta controlar el giro a la derecha, podemos observar también que a medida que se profundiza en la horizontal (MD) el control direccional se dificulta al igual que la carga efectiva que llega a la broca. Se evidencia en la operación antes de determinar TD un aumento de 4 Klb en el WOB, realizando un intento forzado
4921	20	44	91.16	321.79	50L	7	114	
4985	52	32	90.78	323.17	50L	7	160 R	
5069	24	17	88.56	324.94	40L	10	23.7 O	
5110	29	36	91	324.65	30L	9	56.8 O	
5175	20	10	91.37	326.11	50L	10	40 O	
5205	19	15	89.7	327.8	50L	10	128.6 O	
5239	40	23	89.53	327.42	55L	10	92 O	
5302	28	35	89.09	327.33	75L	10	150	
5365	22	39	91.65	326.75	55L	12	120 R	
5426	63		93.56	324.64		12	150	
5489	38	26	90.82	324.31	150L - 160L	15	60 O	
5553								

								<p>por corregir dirección azimutal y un mejor manejo de la inclinación sin tener éxito en casi 100 ft (MD) esto genera incertidumbre debido a que al alejarse tanto de la ventana operativa puede incurrir en una posible colisión por el alto desvío a la derecha, al igual que sobrepasar el tope de formación productora o la zona WOC, lo cual obligó a determinar un TD 300 ft antes de lo planificado (5832 ft (MD)).</p>
--	--	--	--	--	--	--	--	---

Tabla 7.4 Análisis direccional pozo SJ2

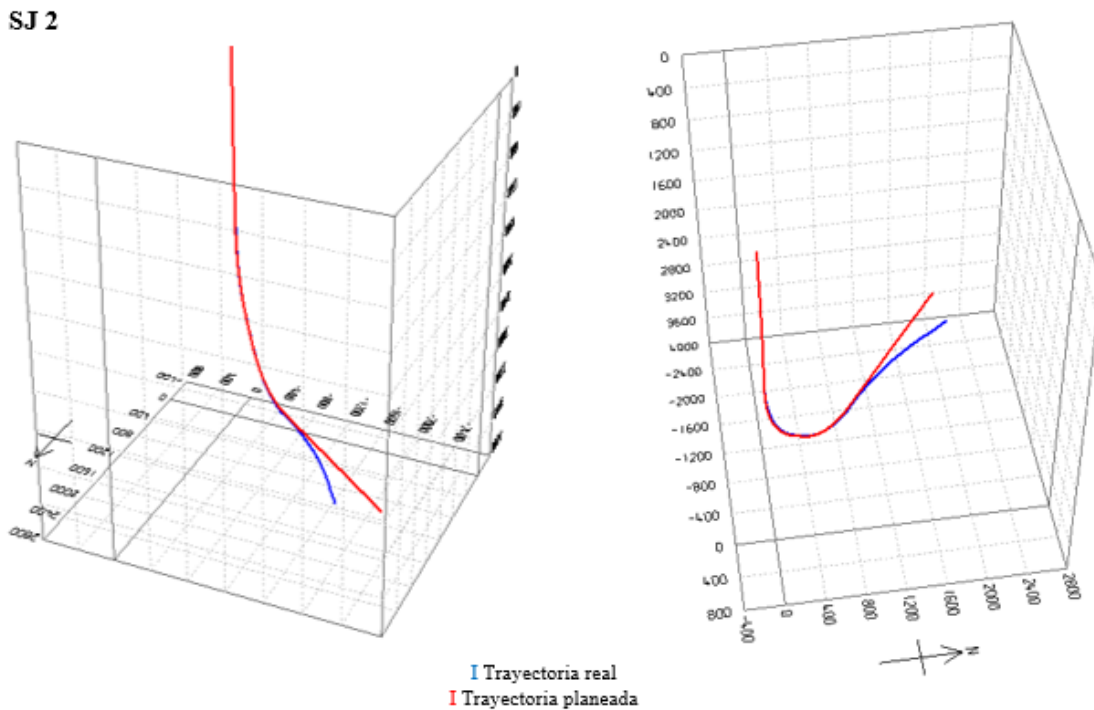


Figura 7.3 Trayectoria real vs planeada pozo SJ 2

Según la **Figura 7.3** Es evidente la desviación de la trayectoria real vs la trayectoria planeada, en donde se continúa presentando los problemas de geo navegación por tendencia de la formación a desviar la herramienta hasta casi 2.8° cada 100 ft en azimuth, el control direccional es ineficiente puesto que la tendencia a tumbar ángulo dificulta la operación, alcanzando hasta 14 ft de distancia al tope de las arenas basales, valores inaceptables para la integridad del pozo acercándose al contacto agua – aceite (WOC). La BHA tampoco logra romper con la fricción generada por las paredes del pozo aún suministrándole hasta 14 Klbs de WOB en la sección final del pozo en donde se presenta colgamiento de la sarta, desencadenando en la finalización del pozo 300 ft por debajo del TD propuesto

SJ 19 A

MD (ft)	MODO DE PERFORACION		Inclinación	Azimuth	TFO	WOB (klb)	ROP (ft/hr)	Comentarios
	Rotando	Deslizando						
4052	46	37	88.73	270.96	15 L	8	205.7 (O)	Se inicia sección de geo navegación buscando tope de las arenas las cuales son encontradas 8 ft de TVD por debajo del plan debido a que la formación presentaba 2.8° de buzamiento aparente teniendo proyección de broca de 88.73° de inclinación. Se desea una vez teniendo el TVD requerido ajustar inclinación a 89° y mantener horizontalidad a 4 ft del tope de la formación.
4135	45	18	90.11	272.38	15 L - 70 L	5.0 - 8.0	210 R	
4198	41	22	90.08	273.18	70 L	7	146.7 (O)	
4261	46	18	90.89	273.97	80 L	7	232.5 R	
4325	20	44	91.38	274.49	135 L - 180 L	7	124 (D)	
4389	10	54	90.11	276.79	90 L - 180 L	7	179 (D)	
4453	22	42	89.99	277.99	0 L - 90 L	7	156 (O)	
4517	0	63	91.57	278.5	(0 - 90 - 180) L	7	134 avg	
4580	0	64	88.08	278.2	90 L - 180 L	7	144	
4644	0	62	88.76	276.6	0 L - 90 L	7	252 avg	
4706	0	65	88.2	275.56	0 L - 75 L	7	140 avg	
4771	0	61	90.11	274.9	0 L - 80 L	7	104	
4832	0	64	90.45	274.96	0 L - 80 L	7	110.8	
4896	11	52	89.93	274.92	90 L	7	150 (D)	
4959	10	53	89.53	275.51	20 L	7	144.5 (D)	
5022	33	29	89.99	276.40	0L	7	113 R	
5084	5	60	89.56	275.75	90 L	7	350 (D)	
5149	14	47	90.24	275.25	15 L	7	352.2 (D)	
5210	18	43	89.90	272.99	50 L - 70 L	10	172.5	
5273	11	52	91.20	272.51	40 L	10	260 (D)	
5336	30	34	91.66	270.24	40 L - 60 L	10	240	

5400	37	25	89.50	269.27	30 L - 120 L	8	180 (D)	referencia de los pozos Offset perforados anteriormente. A partir de los 4517 ft MD se logra romper tendencia de giro a la derecha deslizando de forma efectiva impidiendo la desviación azimutal del pozo y acercándose a la trayectoria del plan direccional, Se observa también que de manera exitosa se logra alcanzar la inclinación requerida por RNS de 90-91° manteniéndola 4 ft del tope de las arenas.
5462	20	43	89.44	269.24	50 L - 60 L	8	190 (O) avg	
5525	44	20	89.25	269.91	60 L	8	440 R	
5589	26	37	89.25	269.28	30 L - 60 L	7	187 (O)	
5652	21	42 HS	90.02	268.27	50 L - 50 L	8	120 (O)	
5715	37		90.45	269.55		8	222	
5752			90.31	270.02				

Tabla 7.5 Análisis direccional pozo SJ19A

SJ 19 A

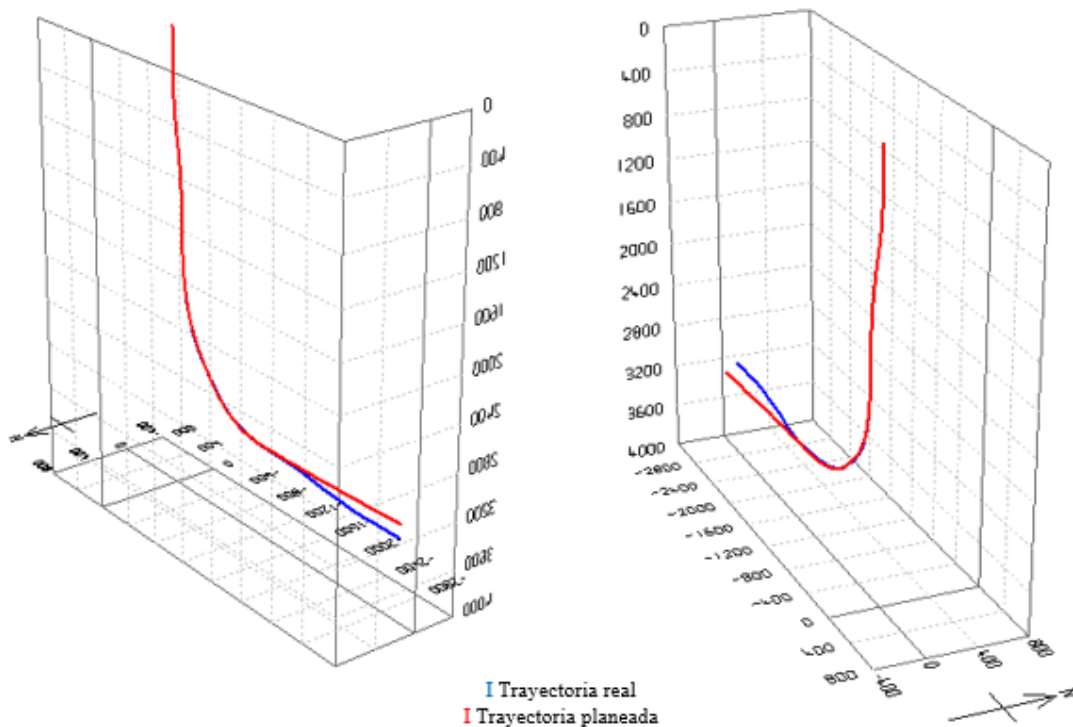


Figura 7.4 Trayectoria real vs planeada pozo SJ 19A

El pozo SJ 19 A con implementación AGITATOR™ logró perforar exitosamente 1700 ft de sección lateral, 200 ft más profundo del plan direccional. Durante la perforación no se presentaron problemas de colgamientos, pandeos o torques erráticos gracias a la efectiva transmisión de WOB, manejando las tasas de penetración más altas en modo deslizamiento de todos los pozos de estudio (ROP promedio = 146.5 ft/hr) evidenciando una mejora del 49% con respecto a los pozos en donde no se implementó la herramienta (Offset). En cuanto al control direccional se observó la tendencia marcada de la formación por girar la BHA hacia la derecha y tumbar ángulo de inclinación, sin embargo, el modelo RNS indicó que la sección lateral se inició a una mayor profundidad en TVD, en donde se decide hacer durante los primeros 400 ft de MD control direccional para corregir inclinación de la

herramienta y así acercarse al tope de las arenas, manejando una distancia máxima con respecto al tope de la formación de no más de 7 ft y manejando un delta de inclinación menor a 4°, demostrando que a pesar de la tendencia a tumbar ángulo, se logra controlar de manera exitosa. En cuanto al control azimutal, la necesidad por corregir la inclinación de la herramienta provoca el desvío de 9° azimutales del plan direccional, en donde a partir de este punto (4500 ft MD) se decide perforar varias paradas en modo deslizar logrando romper con éxito la tendencia de la formación y ubicar la BHA en valores cercanos al plan direccional, esto se puede evidenciar en la **Figura 7.4** en donde a pesar que se observa el desvío hacia la derecha se logra corregir de manera satisfactoria finalizando el pozo a las coordenadas esperadas en el plan.

SJ 24								
MD (ft)	MODO DE PERFORACIÓN		Inclinación	Azimut	TFO	WOB (klb)	ROP (prom)	Comentarios
	Rotando	Deslizando						
3986		18	88.5	75.87	70 R	5	32 (O)	Se inicia sección 6.125 Ø, se presenta tendencia de formación a tumbar ángulo, se intenta corregir deslizando buscando recuperar TVD sin éxito, alcanzando valores 7 ft por encima del TVD propuesto. Las largas secciones perforando en modo deslizar provocaron un fuerte colgamiento a 4310 ft (MD) necesitando aplicar hasta 15
4004	18	44	90.59	78.57		5	106 (O)	
4066	42	18	92.19	77.87	45 L	3	100 R	
4126	42	20	88.64	74.14	25 R	3	56 R	
4188	34	26	88.77	75.11	20 R	3	154 (O)	
4248	24	38	88.74	75.92	20 R	3	80 D	
4310	32	29	89.48	76.96	25 R	15	36 D	
4371	29	35	87.99	75.74	R	3	102 D	
4435	35	27	89.69	76.77	20 – 30 R	8	100 R	
4497	23	41	89.17	78.27	20 – 30 R	5	145 D	
4561	39	24 HS	89.35	78.78	20 – 30 R	5	228 R	

								klb de peso en la BHA.
4624	35	22	90.34	80.06	R	5	80 R	
4681	41	22	89.48	81.65	5 L	5	80 R	
4744	38	24	92.41	82.96	5 L	8	106 R	
4806	59	5 LS	91.91	80.88	160 – 170 L	10	56 R	A 4700 se dificulta el control direccional en la inclinación de la herramienta, ubicándola en valores cercanos de TVD al WOC, se busca corregir inclinación deslizando y orientando TFO en modo LS, presentando aún mayores inconvenientes con muy fuertes colgamientos en los intervalos (4828 – 4846) ft de MD, donde se hizo necesario la implementación de más de 15 Klb y tasas de ROP bajas, de igual modo se presentó fuerte tendencia de giro a la derecha intentando corregir con TFO sin encontrar resultados positivos
4870	52	10	91.02	80.59	160 L	15	73 R	
4932	38	25 LS	91.27	80.1	20 – 170 L	15	23.7 (O)	
4995	46	17 LS	87.28	77.99	170 L	15	60 R	
5058	34	30	88.67	78.75	L	7	165 (O)	
5122	50	13	90.83	82.75	35 L	3	120 R	
5185	20	42	90.56	83.31	30 – 45 L	5	122 (D)	
5247	50	12	91.73	83.35	45 L	3	135 R	
5309	48	15	89.17	83.63	40 L	3	180 (D)	
5372	35	27	90.4	83.51	30 – 40 L	10	73 (D)	
5434	36	27	89.44	82.88	30 L	5	60 (D)	

5497	50	13	90.34	83.91	30 L	3	144 R	
5560	34	28	91.33	85.35	30 L	5	87 (O)	
5622	48	15	91.45	86.59	25 L	5	156 R	
5685	44	19	92.04	87.86	30 L	10	70 R	La operación DD se centró en controlar la inclinación, perforando en modo deslizar (High side) para mantenerse dentro de la formación productora, sin evidenciar los resultados esperados en el TVD, el control azimutal fue casi nulo en más de 800 ft en MD, puesto que se alejó más de 9° azimutales del plan direccional.
5748	36	27	89.54	86.5	20 – 30 L	5	180 (D)	
5811	41	22	91.17	85.14	20 L	3	160 (D)	
5874	22	40	89.29	83.15	10 L	5	51 (D)	
5936	57	7 HS	90	82.49	10 L	5	84 (O)	
6000	54	8 HS	89.57	82.94	10 L	5	110 R	
6062	46	17	89.38	83.95	10 L	5	70 (O)	
6125	49	13	91.54	85.15	80 – 120 L	5	32 (O)	
6187	59	5	90.06	86.86	40 L	5	177 R	
6251	40	9	88.15	86.6	150 L	5	60 (O)	
6300			86.39	86.51				

Tabla 7.6 Análisis direccional pozo SJ 24

SJ 24

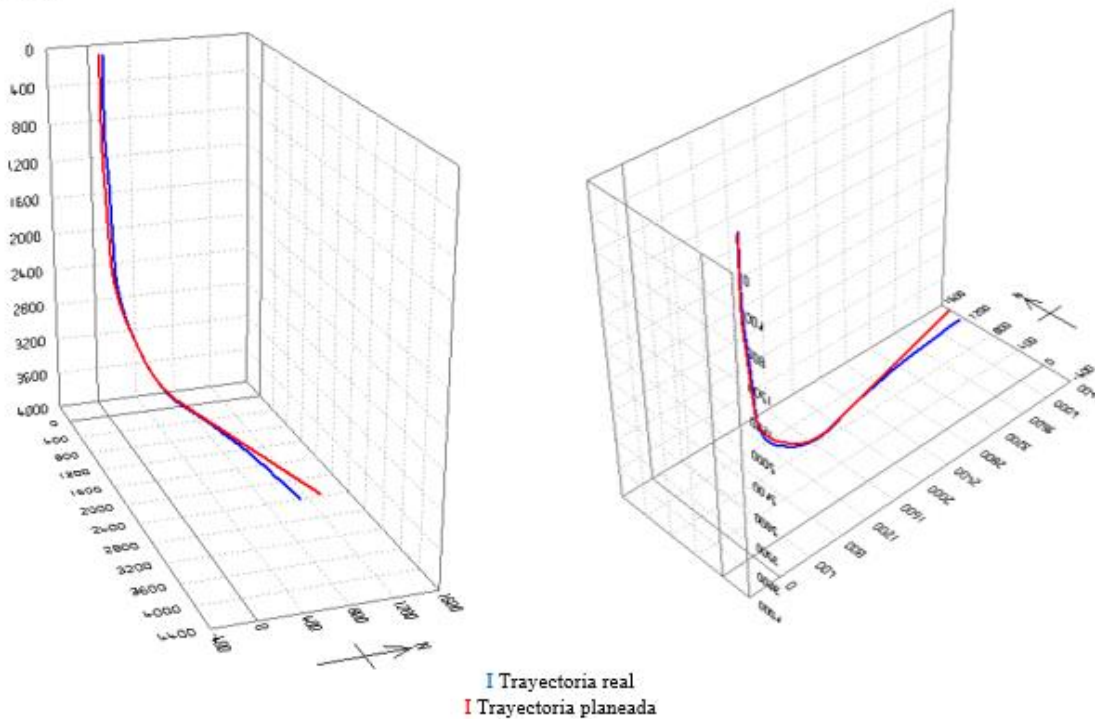


Figura 7.5 Trayectoria real vs planeada pozo SJ 24

Como se puede observar en la **Tabla 7.6** durante la geo navegación se presentaron 3 fuertes colgamientos evidenciando así la incapacidad de la BHA de romper las fuerzas de fricción y de entregar eficientemente el peso hacia la broca, teniendo que operar en varios tramos de la sección con hasta 15 Klbs, y perforando la sección horizontal con las tasas de penetración más bajas de los 6 pozos de estudio (ROP promedio deslizando: 73 ft/hr). En cuanto al manejo direccional, según se observa en la **Figura 7.5** La tendencia de giro a la derecha por parte de la formación provoca el desvío de la trayectoria del pozo 10° azimutales, sin tener respuesta por parte del BHA al intentar corregir dirección, ni en el intento por incrementar el ángulo de inclinación para acercarse al tope de las arenas y evitar intruir el contacto WOC.

SJ 23 A

SJ 23 A								
MD	MODO DE PERFORACIÓN		Inclinación	Azimut	TFO	WOB (klb)	ROP	Comentario
	Rotando	Deslizando						
4242			91.31	144.58		5		Se inicia perforación horizontal proyectando la broca 90-90.5° en inclinación estando a 6 ft TVD del tope, Se perforan aproximadamente 300 ft MD esperando horizontalidad del tope de la formación encontrando que ésta tiende a buzar hacia arriba, en consecuencia, se realiza control direccional con el fin de llevar proyección de broca a 92° y disminuir distancia con referencia al tope, la cual alcanzó los 10 ft TVD.
4304	10	52	88.08	145.97	40 - 30L	5	132 (O)	
4366	43	34	91.49	146.78	45 - 60L	5	320 (O)	
4443	8	45	91.31	144.58	60L	5	180 (O)	
4496	18	41	89.63	141.11	30L	5	164 (O)	
4555	18	44	89.45	140.18	20 R	5	320 (O)	
4617	3	52	91.66	141.35	10L	5	208 (R)	
4672	36	26	92.45	140.12	15-180L	5	480 (R)	Se obtiene de manera exitosa acercarse 4 ft TVD al tope de la formación por lo que se planea seguir perforando lateralmente con inclinación de entre 90 -90.5° sin encontrar problemas en el control azimutal ni relacionado a colgamientos durante la deslizada.
4734	25	48	88.38	139.79	30 R	5	288 (R)	
4807	16	48	90.89	143.08	60R	5	107 (O)	
4871	22	37	91.03	145.33	47 - 70 -0L	5	108 (O)	
4930	31	34	88.98	144.17	30L	5	136 (O)	
4995	20	44	90.39	146.64	45L	7	370 (O)	
5059	25	37	91.35	146.74	20-35L	7	85 (O)	
5121	22	41	90.15	142.06	70 - 90L	7	66 (O)	
5184	28	35	89.17	139.99	20-10R	8	80 (O)	En este rango de perforación es necesario hacer cambios en el control
5247	23	39	88.06	139.31	15R	8	93 (O)	
5309	26	38	88.97	139.14	25-30R	8	120 (O)	

5373	15	47	87.32	139.44	30-35R	8	115 (O)	<p>direccional, ya que se encuentra que la capa del reservorio está buzando hacia abajo (down dip), en consecuencia, se planea proyectar la broca a una inclinación de 88° y corregir distancia entre el tope y el pozo. Del mismo modo, se inicia corrección azimutal desviando el pozo hacia la derecha para coincidir con el plan direccional buscando 145° de azimut.</p> <p>En este último intervalo se observa que la capa de la formación es plana por lo que de manera satisfactoria se mantiene 90° de inclinación durante los 300 ft MD recorridos bajo esta condición. Entre 5790 y 5850 ft MD se observó una tendencia por parte de la formación a tumbar ángulo de inclinación, en donde de manera efectiva se logra corregir el ángulo y terminar la perforación direccional de acuerdo al plan proyectado sin mayores problemas en el control azimutal el cual respondía de manera positiva cuando se desviaba hacia la derecha de acuerdo al DD.</p>
5435	15	48	90.43	142.08	15-40R	7	167 (O)	
5498	25	38	91.81	142.31	15R	8	77 (O)	
5561	26	36	89.72	140.99	20R	7	120 (O)	
5623	24	37	90.1	140.55	40R	7	100 (O)	
5684	25	40	89.57	141.26	30-40R	7	123 (O)	
5749	20	42	89.11	141.99	35-15R	8	64 (O)	
5811	19	20	87.75	142.72	30R	7	120 (O)	
5850	3	20	88.26	143.51	20R	4	180 (R)	
5873	6	17	90.1	144	30R	4	180 (R)	
5896								

Tabla 7.7 Análisis direccional pozo SJ 23A

SJ 23 A

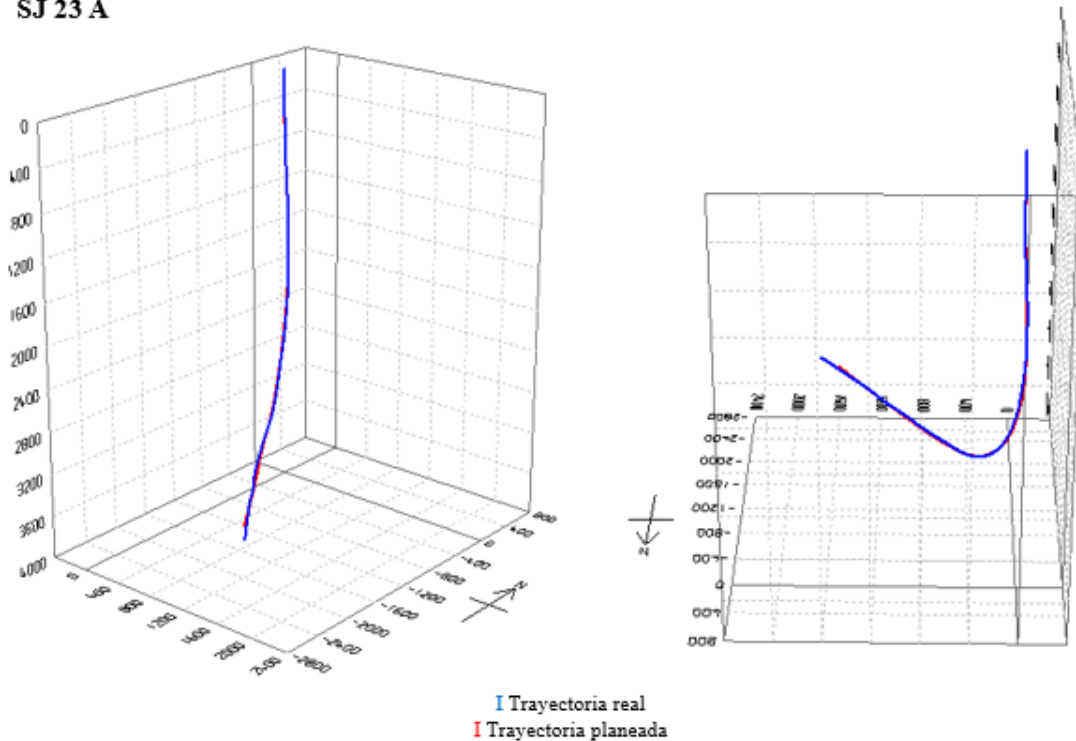


Figura 7.6 Trayectoria real vs planeada pozo SJ 23A

El pozo SJ 23 A fue uno de los pozos con los mayores retos operacionales en la geo navegación, ya que la capa de las arenas basales además de encontrarlas por debajo del TVD esperado se observó por 1258 ft de MD en la sección lateral que el tope del yacimiento variaba su buzamiento entre “down dip – up dip” en varios tramos de la sección y no horizontal como se esperaba según el plan, requiriendo de un control direccional mucho más preciso. Durante la geo navegación la distancia al tope se mantuvo dentro de los intervalos permitidos obteniendo una respuesta óptima por parte del BHA donde se encontraba implementada la herramienta AGITATOR™, permitiendo aumentar ángulo de inclinación y lograr mantenerla 90-91° cuando la capa se encontraba updip aun teniendo la tendencia por parte de la formación a tumbar ángulo y 88-90° cuando se encontraba

downdip. En cuanto al control azimutal, tal como se puede observar en la **Figura 7.6** Fue completamente satisfactorio cumpliendo con el plan direccional obteniendo una perforación 300 ft más profundo. También es de destacar que a pesar de los frecuentes tramos en modo deslizar, este pozo manejó una tasa promedio de ROP de 141 ft/hr en modo deslizar (44% de mejora con respecto los pozos offset) sin tener problemas de colgamientos ni Stick- Slip.

8. ANÁLISIS FINANCIERO

Este análisis financiero se realiza con base en la ROP promedio encontrada en la sección horizontal (sección 6-1/8”), entre los pozos de referencia “Offset” y los pozos de aplicación del sistema Agitator™. Para esto se determinaron dos escenarios (Escenario 1: Pozos de referencia) y (Escenario 2: Pozos Agitator™), los cuales serán comparados para determinar la viabilidad financiera de la implementación de la herramienta Agitator™ en los pozos del CAMPO “A” de la Cuenca de los Llanos Orientales.

El propósito de este proyecto es corregir los problemas que se han presentado en los pozos de referencia para la sección horizontal, facilitar las maniobras de operación en esta sección y así mismo reducir los tiempos de ejecución. Estas se enfocan en mejorar la transmisión de peso a la BHA (WOB), conseguir cumplir con el plan direccional y mejoras sustanciales en la ROP, que conlleva a una mejora en los tiempos de perforación reduciendo costos de operación.

Para realizar este análisis se comparará el costo de perforación en la sección de geonavegación entre el Escenario 1 y el Escenario 2, según la ROP promedio total en esa fase para cada escenario.

Para la evaluación financiera del proyecto, se van a tener en cuenta: como unidad monetaria de valor constante del dólar americano, se utilizará una tasa de interés de oportunidad (TIO) de 0.02% efectivo diario, el enfoque de esta evaluación financiera se hará desde una orientación académica debido a que este análisis se realiza a través de un parámetro técnico como es la ROP prom, donde se tendrá en consideración solo el momento en donde se

pueden determinar los efectos económicos del uso o no de la herramienta Agitator™. El horizonte de tiempo será de un día (períodos diarios). La determinación de tomar un día por periodo se debe a que se ha comprobado que este es el rango de tiempo más frecuente en la ejecución de la sección de geonavegación en pozos perforados en el campo “A”, el indicador financiero que se va a utilizar es el Valor presente neto (VPN), adicionalmente se presentan los costos día en la sección horizontal para cada pozo.

8.1 ANÁLISIS COSTOS.

Según *Polimeni et al*⁵⁰, costo es un valor monetario realizado para adquirir bienes y servicios.

8.1.1 Escenario 1.

A continuación se presentarán los costos de los servicios de perforación asociados a el tiempo de realización para la sección horizontal, esto se debe a que el análisis financiero se hará con base en el desempeño de la ROP en dicha sección, Los costos intangibles hacen referencia a los servicios de perforación como ingeniería, permisos y operaciones relacionadas a la perforación, los costos de equipos y herramientas hacen referencia a equipos utilizados durante las operaciones, la tubería de perforación, ensamblaje de fondo, cabezal de pozo y telecomunicaciones. Para cada uno de los escenarios a evaluar, se calcula un costo promedio por pozo.

1. En este escenario se presentan los costos de los servicios de perforación asociados al tiempo de realización para la sección horizontal. En la **Tabla 8.1** se presentan los costos asociados a cada uno de los pozos Offset.

⁵⁰ POLIMENI et al. Contabilidad de costos: Glosario. Tercera edición. Bogotá: McGraw Hill, 1997. P. 28.

COSTO SECCION HORIZONTAL			
Servicios	SJ 18	SJ 2	SJ 24
Servicios de perforación	\$ 25,373	\$ 25,702	\$ 19,768
Equipos y herramientas	\$ 27,930	\$ 27,930	\$ 30,059
Total	\$ 53,303	\$ 53,632	\$ 49,827

Tabla 8.1 Costos de los pozos offset sección horizontal.

Teniendo en cuenta que los pozos tienen una longitud similar en la horizontal (aproximadamente: 1600 ft de MD), se calcula el costo promedio por pozo para este escenario, que se presenta en la **Tabla 8.2**

COSTO PROMEDIO POR POZO	
SJ 18	\$ 53,303
SJ 2	\$ 53,632
SJ 24	\$ 49,827
PROMEDIO	\$ 52,254

Tabla 8.2 Costo promedio por pozo – Escenario 1.

Se evaluará la perforación de la sección horizontal de un pozo por período, los períodos están estipulados en 1 día que es en promedio el tiempo de realización de la sección horizontal, teniendo en cuenta el costo promedio por pozo para este escenario, como se muestra en la **Tabla 8.3**

Periodo	Costo sección horizontal	# de pozos	Costo total
1	\$ 52,254	1	\$ 52,254
2	\$ 52,254	1	\$ 52,254
3	\$ 52,254	1	\$ 52,254

Tabla 8.3 Costos de sección horizontal por periodo.

8.1.2 Escenario 2.

Al igual que en el escenario 1, en este escenario se presentan los costos de los servicios de perforación asociados al tiempo de realización para la sección horizontal. En la **Tabla 8.4** se presentan los costos asociados a cada uno de los pozos con la aplicación de la herramienta Agitator™.

COSTO SECCION HORIZONTAL			
Servicios	SJ 19	SJ 23	SJ 20
Servicios de perforación	\$ 23,512	\$ 25,178	\$ 24,888
Equipos y herramientas	\$ 32,030	\$ 30,735	\$ 29,571
Total	\$ 55,542	\$ 55,913	\$ 54,459

Tabla 8.4 Costos de los pozos offset sección horizontal

Teniendo en cuenta que los pozos tienen una longitud similar en la horizontal (aproximadamente: 1600 ft de MD), se calcula el costo promedio por pozo para este escenario.

COSTO PROMEDIO POR POZO	
SJ 19	\$ 55,542
SJ 23	\$ 55,913
SJ 20	\$ 54,459
PROMEDIO	\$ 55,305

Tabla 8.5 Costo promedio por pozo – Escenario 2

Al igual que en el escenario 1, se evaluará la perforación de la sección horizontal de un pozo por período, los períodos están estipulados en 1 día que es en promedio el tiempo de realización de la sección horizontal, teniendo en cuenta el costo promedio por pozo para este escenario.

Periodo	Costo sección horizontal	# de pozos	Costo total
1	\$ 55,305	1	\$ 55,305
2	\$ 55,305	1	\$ 55,305
3	\$ 55,305	1	\$ 55,305

Tabla 8.6 Costos de la sección horizontal por periodo.

8.2 EVALUACIÓN FINANCIERA.

Para determinar la viabilidad financiera de un proyecto es necesario realizar una evaluación financiera. Esta se realizará mediante la metodología del valor presente neto (VPN), que según Guillermo Baca⁵¹, es un indicador que pone la unidad monetaria utilizada en valor presente, teniendo en cuenta tanto los ingresos como los egresos futuros, de esta manera se facilita la toma de decisiones para poder realizar o no cierto proyecto, o en nuestro caso determinar su viabilidad o rentabilidad, desde un punto de vista financiero.

El valor presente neto es la sumatoria de los flujos de caja puestos en el día de hoy, que se representa en la siguiente ecuación.

⁵¹ BACA, Guillermo. Ingeniería Económica: Valor presente Neto. 8° Edición. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano. p. 197.

$$VPN(i) = R \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

Donde:

R = Pago periodico de igual valor

i = Tasa interés de oportunidad

n = tiempo

Figura 8.1 Valor presente neto para sumas uniformes.⁵²

Como se utiliza la metodología del indicador financiero valor presente neto (VPN), su resultado se interpreta, a dólares de hoy cuánto vale el proyecto. Esto debido a que sólo se tienen en cuenta en la proyección los egresos representados por el costo que genera la perforación de la sección horizontal para cada pozo del caso estudio, por lo cual en la proyección no se tienen en cuenta los ingresos.

La evaluación será en periodos diarios, por lo tanto la tasa de interés de oportunidad de 5,85% (IPP) efectiva anual, es necesario pasarla a efectiva diaria como se presenta en la

Figura 8.2

$$(1 + i_1)^{m1} = (1 + i_2)^{m2}$$

Dónde:

i₁ = Tasa conocida

i₂ = Tasa a calcular

m1 = Periodos tasa conocida

m2 = Periodos tasa a calcular

Figura 8.2 Equivalencia de tasas.⁵³

⁵² INFANTE, Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión: El concepto de interés. Bogotá: Editorial Norma, 1.988. p. 42.

⁵³ BACA, Guillermo. Ingeniería Económica: Equivalencia de tasas. 8° Edición. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano. p. 24.

Reemplazando la tasa de 5,85% y los periodos para cada tasa en la fórmula anterior se obtiene la tasa de interés diaria

$$(1 + i_1)^{m1} = (1 + i_2)^{m2}$$

$$(1 + 0.0585)^1 = (1 + i_2)^{365}$$

$$i_2 = 0.0002$$

$$i_2 = 0.02\% \text{ Efectiva Diaria}$$

Ec. (8.1)

Se obtiene una tasa de 0,47% efectiva mensual para realizar la evaluación financiera del proyecto.

8.2.1 Flujos de efectivo. Según Guillermo Baca⁵⁴, un flujo de efectivo es una representación gráfica de los ingresos y egresos en periodos determinados, durante un horizonte de tiempo de evaluación. A continuación se presentan los flujos de efectivo para la evaluación financiera del escenario 1 y del escenario 2, con un horizonte de tiempo de tres días (tres periodos diarios), para posteriormente analizarlos mediante la metodología del indicador valor presente neto y de esta manera determinar la viabilidad financiera del proyecto.

Es de resaltar que para este estudio el análisis financiero se realiza a periodos diarios debido a que se ha comprobado que este es el rango de tiempo más común en la ejecución de secciones horizontales en los pozos perforados del Campo “A” de la Cuenca de los

⁵⁴ BACA, Guillermo. Ingeniería Económica: Equivalencia de tasas. 8° Edición. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano. p. 24.

Llanos Orientales. Así mismo para poder aplicar el indicador VPN debemos recalculamos los pagos periódicos de igual valor (R), con el fin de que se refleje de manera consistente la influencia de tener o no la herramienta Agitator™ en esta sección. Para realizar este cálculo se tendrá en cuenta la ROP promedio de cada escenario y una longitud igual en todos los 6 pozos (1600 ft) analizados en la sección de geonavegación.

8.2.1.1 Escenario 1. En la **Figura 8.3** se presenta el flujo de efectivo para la evaluación del escenario 1. En él se observan los egresos para cada uno de los periodos.

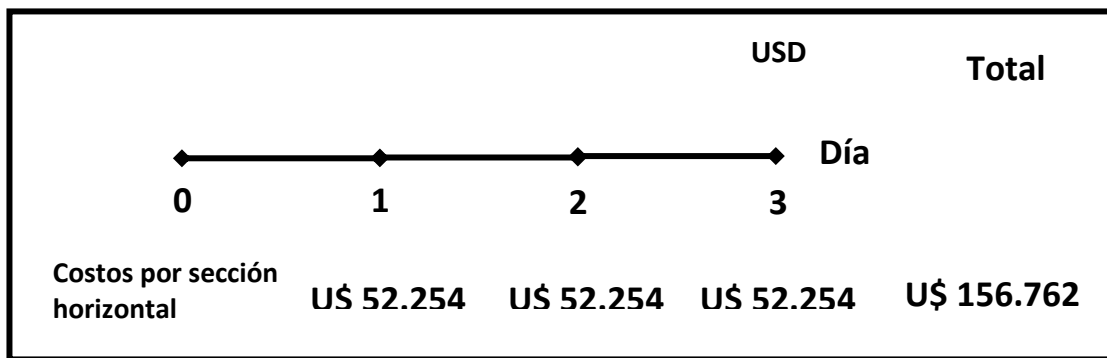


Figura 8.3 Flujo de efectivo – Escenario 1.

Para aplicar la fórmula del VPN es necesario recalculamos la variable (R) como lo mencionamos anteriormente.

$$R = U\$52,254$$

Se utiliza la ROP promedio ($ROP_{prom} = 113.5 \text{ ft/hr}$) tomada de la totalidad de la sección horizontal en los tres pozos offset que comprenden el escenario 1. Al igual que se toma una longitud de la sección horizontal promedio para los tres pozos determinada en 1600 ft de MD. Con estos datos se calcula el tiempo en horas en el cual se realiza la sección horizontal.

$$T = \frac{1600 \text{ ft}}{113.5 \text{ ft/hr}} = 14.098 \text{ hr}$$

Ec (8.2)

Luego tomamos el costo por hora para la sección horizontal y se multiplica por las horas que tomo la realización de la sección horizontal, con esto determinamos los pagos periódicos de igual valor (R) incididos por la ROP promedio.

$$R = \frac{\$52,254}{24 \text{ hr}} = \$2,177 * 14.098 \text{ hr} = U\$30,695.22$$

Ec (8.3)

Ahora se reemplazan los flujos de efectivo para cada periodo en la fórmula del valor presente neto (VPN), utilizando la tasa de interés de oportunidad de 0,02% efectiva diaria.

$$VPN(0,0002) = -30,695 \frac{(1 + 0,0002)^3 - 1}{0,0002(1 + 0,0002)^3}$$

$$VPN(0,0002) = -U\$92,048.84$$

Ec (8.4)

8.2.1.2 Escenario 2. En la **Figura 8.4** se presenta el flujo de efectivo para la evaluación del escenario 2. En él se observan los egresos para cada uno de los periodos.

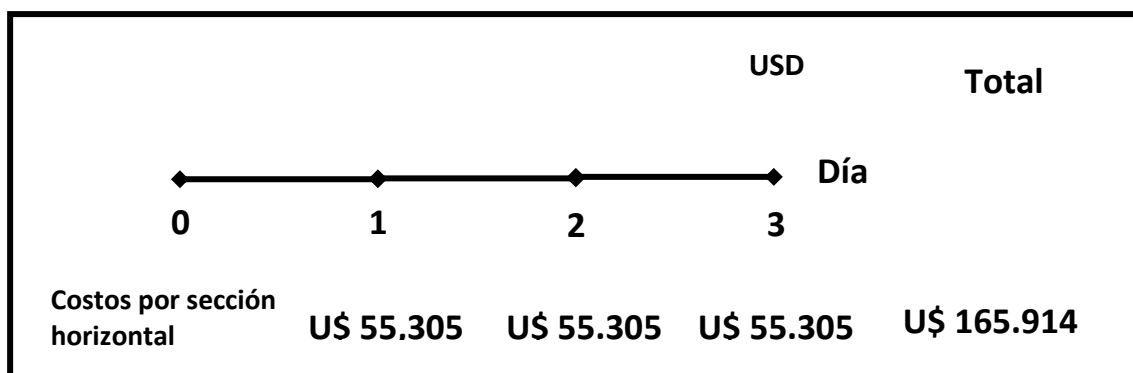


Figura 8.4 Flujo de efectivo – Escenario 2.

Al igual que en el escenario 1, en este escenario también es necesario recalcular la variable (R) y de esta manera poder aplicar la fórmula del VPN.

$$R = U\$55,305$$

Se utiliza la ROP promedio ($ROP_{prom} = 143.4 \text{ ft/hr}$) tomada de la totalidad de la sección horizontal en los tres pozos de aplicación de la herramienta Agitator™ que comprenden el escenario 2. Al igual que se toma una longitud de la sección horizontal promedio para los tres pozos determinada en 1600 ft de MD. Con estos datos se calcula el tiempo en horas en el cual se realiza la sección horizontal.

$$T = \frac{1600 \text{ ft}}{143.4 \text{ ft/hr}} = 11.16 \text{ hr}$$

Luego tomamos el costo por hora para la sección horizontal y se multiplica por las horas que tomó la realización de la sección horizontal, con esto determinamos los pagos periódicos de igual valor (R) incididos por la ROP promedio.

$$R = \frac{\$55,305}{24 \text{ hr}} = \$2,304 * 14.098 \text{ hr} = U\$25,717.12$$

Ec (8.5)

Ahora se reemplazan los flujos de efectivo para cada periodo en la fórmula del valor presente neto (VPN), utilizando la tasa de interés de oportunidad de 0,02% efectiva diaria,

$$VPN(0,0002) = -25,717.12 \frac{(1 + 0,0002)^3 - 1}{0,0002(1 + 0,0002)^3}$$

$$VPN(0,0002) = - U\$ 77,120.51$$

Ec (8.6)

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El campo “A” se caracterizó por tener a lo largo de su litología secuencias de arenas, lutitas y arcillolitas, en donde se destacan las arenas basales de la formación Carbonera de edad Oligoceno temprano – Mioceno medio, las cuales hacen la función de roca reservorio.
- Durante la perforación de los pozos del campo “A” se evidenció frecuentes problemas en la sección de geonavegación generados por las características de la formación productora a lo largo de su ejecución, observando efectos de Stick - Slip, alta fricción, torque errático, y fuerte tendencia a tumbar ángulo poniendo en riesgo la integridad del ensamblaje y de la ejecución del plan de perforación.
- Se comprobó que el uso de la herramienta Agitator™ mejoró la transferencia de peso sobre la broca (WOB) en comparación con los pozos de referencia “Offset”.
- El uso de la herramienta de oscilación axial demostró que puede ayudar a mejorar el control direccional (TFO), derivando en un mayor y mejor cumplimiento de la planeación direccional de los pozos del CAMPO “A”, logrando una mayor confiabilidad en la integridad de los pozos y su vida útil.
- Se demostró que la implementación de la herramienta Agitator™ provocó una perforación más fluida durante la geo-navegación, aumentó las tasas de penetración de más de un 20% comparado con la ROP promedio y redujo los frecuentes colgamientos observados en los pozos Offset.
- Se probó que la implementación de la herramienta de oscilación axial (Agitator™) es atractiva puesto que se presenta un ahorro en el tiempo de ejecución de la sección

geonavegación, que deriva en una disminución en los costos del 16.22% frente a los costos presentados en los tiempos de ejecución para la sección horizontal de los pozos de referencia Offset.

- Se recomienda realizar un estudio más completo del impacto financiero que genera la implementación de la herramienta AgitatorTM, ya que en este documento no se tuvo en cuenta el efecto económico que genera la ejecución de un pozo no prospectivo, la posible conificación de agua, y las demás implicaciones en el yacimiento que conllevan el aterrizar la BHA por fuera del plan establecido.
- El uso de la herramienta AgitatorTM fue enfocada en una configuración de BHA específica (Motor direccional de fondo) para todos los pozos pilotos. Por esto se recomienda analizar el comportamiento de la herramienta en otros tipos de configuración de la BHA como Fulcrum o Pendulo que con lleven a determinar la mejor configuración posible, con la finalidad de lograr el mejor rendimiento de la herramienta.
- Se recomienda analizar las afectaciones financieras que pueden derivar de una geonavegación poco controlada, donde la desviación azimutal conseguida sea alta con respecto al azimut del plan direccional, originando cambios en el área de drene del pozo, posibles interferencias entre pozos y en algunos casos pega de tubería.

10. BIBLIOGRAFÍA

ANH. 2007. Mapa geológico de Colombia. Colombia

UPME. 2018. Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Colombia.

Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “*Manual de operaciones de perforación*” capítulo 13, “Perforación direccional”, Colombia, Ecopetrol S.A.

Muñoz C. Adriana. (2014). *Guía Básica de Perforación Direccional con Aplicación en un Pozo*. (tesis de pregrado) Universidad Nacional Autónoma de México, México D.C.

Carden S. Richard, (2007). *HORIZONTAL AND DIRECTIONAL DRILLING*, Tulsa – Oklahoma, Petroskills LLC. AN OGCI company. CopyRight 2007. P5

Un Siglo de la Perforación en México. “Diseño de Perforación de Pozos”. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX. Print 2002. P 109.

Crespo Cevallos Hugo A., Escuela Politécnica Nacional, 2008. “Análisis del sistema Geo-Pilot para perforación dirigida en pozos petroleros

Introduction to Directional and Horizontal Drilling. J.A. “Jim” Short. PennWell Books. P 64

Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling. PetroSkills OGCI. PetroSkills,LLC.AN OGCI Company. CopyRight 2007. P 7-26.

Holguín M.H., Ramirez L.V., Gonzáles A.A., 2010. Diseño del programa de brocas requerido para perforar el pozo direccional XD. Escuela Superior politécnica litoral. Ecuador.

Hernandez, J. (2010). Análisis de los fluidos de perforación de la industria petrolera (tesis de pregrado). Universidad de Veracruzana, Veracruz, México. P47

Orlando Mercado, colaboradores, 2008, “*Manual de operaciones de perforación*” capítulo 9, “Hidráulica”, Colombia, Ecopetrol S.A. P 13 – P 18

A. Al Ali., S.Barton., A. Mohanna. 2011. Unique Axial Oscillation Tool Enhances Performance of Directional Tools in Extended Reach Applications. Brasil.

POLIMENI et al. Contabilidad de costos: Glosario. Tercera edición. Bogotá: McGraw Hill, 1997. P. 28.

INFANTE, Arturo. Evaluación financiera de proyectos de inversión: El concepto de interés. Bogotá: Editorial Norma, 1.988. p. 42.

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica: Valor presente Neto. 8° Edición. Bogotá D.C.: Fondo educativo panamericano. p. 197.

SIGLAS, ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS.

BHA: Ensamblaje de fondo (Bottom Hole Assembly)

TOC: Contacto con el tope de la formación productora (Contact Oil Top)

SVP: Plato de la válvula estacionaria (Stationary Valve Plate)

SVA: Ensamblaje de válvula estacionaria (Stationary Valve Assembly)

OVA: Ensamblaje de válvula de oscilación (Oscillating Valve Assembly)

WOB: Peso sobre la broca (Weight on Bit)

DD: Perforador direccional (Directional Driller)

RNS: Servicio de navegación del reservorio (Reservoir Navigation Services)

SPP: Stand Pipe Pressure

Q: Caudal

ROP: Rata de penetración (Rate of Penetration)

TQ: Torque

Stick - Slip: Atascamiento - deslizamiento

Offset: De referencia

BUR: Tasa o velocidad de construcción (Build Up Rate)

HSI: Potencia hidráulica por pulgada cuadrada (Horsepower per Square Inch)

TFA: Área total de flujo (Total Flow Area)

RPM: Revoluciones por minuto

Slinding: Deslizamiento

L-MWD: Login - Measure While Drilling

M-LWD: Measure - Login While Drilling

Sidetrack: Pozo de “re-entrada”. Una operación de desviación de la trayectoria de un pozo

WOC: Contacto Agua-Aceite (Water - Oil Contact)

Build and Hold: Construir ángulo y mantenerlo

Grados API: Unidad de medida establecida por el American Petroleum Institute (API) que indica la densidad de un líquido.

Coiled Tubing: (Tubería flexible) Una sección larga y continua de tubería enrollada en un tambor.

TTRD: (Through-tubing rotary Drilling) Técnica de perforación que consiste en utilizar la tubería de producción como sarta de perforación en pozos de muy pequeño diámetro.

Top Drive: Unidad de mando superior, es un motor eléctrico o hidráulico que se suspende en cualquier tipo de mástil de un equipo de perforación.

Fulcrum: El principio de fulcrum es usado para incrementar el ángulo de inclinación

SPPon: Es la medición de la suma de las pérdidas de presión por fricción durante la perforación. (StandPipe Pressure)

SPPoff: Es la medición de la suma de las pérdidas de presión por fricción mientras está detenida la perforación. (StandPipe Pressure)

Liner: Es una sarta corta o abreviada de revestimiento, usada para darle sostén a la zona de producción.

Up Dip: Por encima de la capa referenciada.

Down Dip: Por debajo de la capa referenciada.

Jets: Son las boquillas de la broca por donde sale el lodo de perforación.