

**EVALUACIÓN DEL USO DE LODOS BASE ACEITE PARA LA PERFORACIÓN  
DE LA SECCIÓN INTERMEDIA DE POZOS EN UN BLOQUE AL SUR DEL  
PUTUMAYO**

**CARLOS AUGUSTO CALDERÓN ERAZO  
LEIDY VIVIANA GIRALDO RAIGOZA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2020**

**EVALUACIÓN DEL USO DE LODOS BASE ACEITE PARA LA PERFORACIÓN  
DE LA SECCIÓN INTERMEDIA DE POZOS EN UN BLOQUE AL SUR DEL  
PUTUMAYO**

**CARLOS AUGUSTO CALDERÓN ERAZO  
LEIDY VIVIANA GIRALDO RAIGOZA**

**Proyecto integral de grado para optar el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
Juan Carlos Rodríguez Esparza  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2020**

Nota de Aceptación.

-----  
-----  
-----  
-----  
-----  
-----

-----  
Diego Camilo Araque

-----  
Oscar Armando Arenas

Bogotá D.C., mayo 2020.

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. Mario Posada García Peña

Consejero Institucional:

Dr. Luis Jaime Posada García Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados:

Dra. Maria Claudia Aponte González

Vicerrector Administrativo y Financiero:

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretaria General:

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Decano de la Facultad de Ingenierías:

Ing. Julio César Fuentes Arismendi

Director Programa de Ingeniería de Petróleos:

Ing. Juan Carlos Rodríguez Esparza

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

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	19
<b>1. MARCO TEORICO</b>	23
<b>1.1 CARACTERISTICAS DE LA CUENCA DEL PUTUMAYO</b>	23
1.1.1 Localización	23
1.1.2 Historia de exploración	23
<b>1.2 MARCO GEOLÓGICO</b>	24
1.2.1 Columna Estratigráfica de la Cuenca del Putumayo	24
1.2.2 Estratigrafía	25
1.2.3 Geología estructural	26
1.2.4 Geología del Petróleo	26
<b>1.3 FLUIDO DE PERFORACIÓN</b>	27
1.3.1 Fluidos de perforación base agua	27
1.3.2 Fluidos de perforación base aceite	27
1.3.3 Fluidos de perforación aireados	27
<b>1.4 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN</b>	28
1.4.1 Remoción de los recortes del pozo	28
1.4.2 Control de las presiones de la formación	28
1.4.3 Suspensión y descarga de los recortes	28
1.4.4 Obturación de las formaciones permeables	29
1.4.5 Estabilidad del pozo	29
1.4.6 Minimización de los daños a la formación	29
1.4.7 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la broca y del conjunto de perforación	29
1.4.8 Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la broca	29
1.4.9 Garantía de la evaluación adecuada de la formación	30
1.4.10 Control de la corrosión	30
1.4.11 Facilitación de la cementación y completamiento	30
1.4.12 Minimización del impacto sobre el medio ambiente	30
<b>1.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN</b>	31
1.5.1 Densidad	31
1.5.2 Propiedades reológicas	31
1.5.3 Filtración .....	32
1.5.4 Revoque	33
1.5.5 Pérdida de fluido	33
1.5.6 Sólidos	33
1.5.7 Propiedades químicas	34
1.5.8 Propiedades de fluidos de perforación base aceite	35
1.5.8.1 Estabilidad eléctrica	35
1.5.8.2 Relación agua – aceite	35
<b>2. METODOLOGÍA Y DATOS</b>	36
<b>2.1 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS</b>	37

<b>2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS LODOS USADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA</b>	39
<b>2.3 ESTUDIO DE LAS IMPLICACIONES TÉCNICAS, LOGÍSTICAS Y OPERACIONALES</b>	39
2.3.1 Pozo A	40
2.3.2 Pozo B	41
2.3.3 Pozo C	41
2.3.4 Pozo D	42
<b>2.4 IDENTIFICACIÓN DE LA INTERACCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON LAS FORMACIONES</b>	43
2.4.1 Densidad	44
2.4.2 Reología	44
2.4.3 Hinchamiento Lineal	45
2.4.4 Capacidad de intercambio catiónico	46
2.4.5 Difracción de Rayos X (XRD)	47
<b>2.5 DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES OPERACIONALES DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE RESPECTO A LOS FLUIDOS BASE AGUA</b>	49
<b>2.6 EVALUACIÓN FINANCIERA MEDIANTE LA RELACIÓN COSTO-BENEFICIO</b>	50
<b>3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	51
<b>3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS LODOS USADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA</b>	51
3.1.1 Pruebas de laboratorio pozo A	51
3.1.2 Pruebas de laboratorio pozo B	52
3.1.3 Pruebas de laboratorio pozo C	53
3.1.5 Pruebas de laboratorio pozo E	55
<b>3.2 ESTUDIO DE LAS IMPLICACIONES TÉCNICAS, LOGÍSTICAS Y OPERACIONALES</b>	56
3.2.1 Pozo A	56
3.2.1.1 Densidad	56
3.2.1.2 Punto Cedente	58
3.2.1.3 RPM Y ROP	59
3.2.1.4 Tiempo de operación y caudal	60
3.2.1.5 WOB y Torque	62
3.2.2 Pozo B	64
3.2.2.1 Densidad	64
3.2.2.2 Punto Cedente	65
3.2.2.3 RPM Y ROP	66
3.2.2.4 Tiempo de operación y caudal	68
3.2.2.5 WOB y Torque	70
3.2.3 Pozo C	72
3.2.3.1 Densidad	72
3.2.3.2 Punto Cedente	74

3.2.3.3 RPM Y ROP	75
3.2.3.4 Tiempo De Operación Y Caudal	77
3.2.3.5 WOB y Torque	78
3.2.4 Pozo D	80
3.2.4.1 Densidad	80
3.2.4.2 Punto Cedente	81
3.2.4.3 RPM Y ROP	83
3.2.4.4 Tiempo de operación y caudal	84
3.2.4.5 WOB y Torque	86
3.2.5 Pozo E	87
3.2.5.1 Densidad	88
3.2.5.2 Punto Cedente	89
3.2.5.3 RPM Y ROP	90
3.2.5.4 Tiempo de operación y caudal	91
3.2.5.5 WOB y Torque	93
<b>3.3 IDENTIFICACIÓN DE LA INTERACCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON LAS FORMACIONES</b>	95
3.3.1 Capacidad de intercambio cationico	95
3.3.2 Difraccion de rayos x	95
3.3.2.1 Formacion Orito-Belen	95
3.3.2.2 Formacion Rumiyaco	96
3.3.3 Hinchamiento lineal	97
3.3.3.1 Formacion Orito-Belen	97
3.3.3.2 Formacion Rumiyaco	98
<b>3.4 DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES OPERACIONALES DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE RESPECTO A LOS FLUIDOS BASE AGUA</b>	99
3.4.1 Torque	99
3.4.2 Punto Cedente	100
3.4.3 RPM	102
<b>3.5 EVALUACIÓN FINANCIERA MEDIANTE LA RELACIÓN BENEFICIO-COSTO</b>	105
<b>4 CONLUCIONES</b>	107
<b>5 RECOMENDACIONES</b>	109
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	110



## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Tiempos planeados en las actividades de perforación de la sección intermedia	40
<b>Tabla 2.</b> Parámetros Operacionales de Perforación del Pozo A	41
<b>Tabla 3.</b> Parámetros Operacionales de Perforación del Pozo B	41
<b>Tabla 4.</b> Parámetros Operacionales de Perforación del Pozo C	42
<b>Tabla 5.</b> Parámetros Operacionales de Perforación del Pozo D	42
<b>Tabla 6.</b> Parámetros Operacionales de Perforación del Pozo E	43
<b>Tabla 7.</b> Propiedades de los sistemas de lodos de perforación	48
<b>Tabla 8.</b> Aditivos usados en los sistemas de lodos de perforación	48
<b>Tabla 9.</b> Propiedades del lodo base aceite (pozo A)	51
<b>Tabla 10.</b> Propiedades del lodo base aceite (pozo B)	52
<b>Tabla 11.</b> Propiedades del lodo base aceite (pozo C)	53
<b>Tabla 12.</b> Propiedades del lodo base aceite (pozo D)	54
<b>Tabla 13.</b> Propiedades del lodo base aceite (pozo E)	55
<b>Tabla 14.</b> Capacidad de Intercambio Catiónico	95
<b>Tabla 15.</b> Parámetros de selección	99
<b>Tabla 16.</b> Variación del torque	100
<b>Tabla 17.</b> Variación del punto cedente	101
<b>Tabla 18.</b> Variaciones del RPM.	102
<b>Tabla 19.</b> Variación de la ROP efectiva	103

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Columna estratigráfica de la Cuenca del Putumayo.	24
<b>Figura 2.</b> Estado mecánico del Pozo A	37
<b>Figura 3.</b> Estado mecánico del pozo C.	38

## LISTA DE DIAGRAMAS

	pág.
<b>Diagrama 1.</b> Diagrama de los tipos de fluidos de perforación.	27
<b>Diagrama 2.</b> Diagrama de las etapas del trabajo	36
<b>Diagrama 3.</b> Procedimiento de la prueba de densidad.	44
<b>Diagrama 4.</b> Procedimiento de la prueba de reología	45
<b>Diagrama 5.</b> Procedimiento de la prueba de hinchamiento lineal.	46
<b>Diagrama 6.</b> Procedimiento de la prueba de capacidad de intercambio catiónico.	47
<b>Diagrama 7.</b> Procedimiento de la prueba de difracción de Rayos X	47

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Densidad del lodo del pozo A	57
<b>Gráfica 2.</b> Punto Cedente pozo A	58
<b>Gráfica 3.</b> RPM y ROP del pozo A	59
<b>Gráfica 4.</b> Tiempo de operación y caudal pozo A	61
<b>Gráfica 5.</b> WOB y Torque pozo A	62
<b>Gráfica 6.</b> Densidad del pozo B	64
<b>Gráfica 7.</b> Punto Cedente pozo B	65
<b>Gráfica 8.</b> RPM y ROP pozo B	67
<b>Gráfica 9.</b> Tiempo de perforación y caudal pozo B	69
<b>Gráfica 10.</b> WOB y Torque pozo B	71
<b>Gráfica 11.</b> Densidad pozo C	73
<b>Gráfica 12.</b> Punto Cedente pozo C	74
<b>Gráfica 14.</b> Tiempo de perforación y caudal pozo C	77
<b>Gráfica 15.</b> WOB y Torque pozo C	79
<b>Gráfica 16.</b> Densidad pozo D	81
<b>Gráfica 17.</b> Punto Cedente pozo D	82
<b>Gráfica 18.</b> RPM y ROP pozo D	83
<b>Gráfica 19.</b> Tiempo de perforación y caudal pozo D	85
<b>Gráfica 20.</b> WOB y Torque pozo D	86
<b>Gráfica 21.</b> Densidad pozo E	88
<b>Gráfica 22.</b> Punto Cedente pozo E	89
<b>Gráfica 23.</b> RPM y ROP pozo E	90
<b>Gráfica 24.</b> Tiempo de perforación y caudal pozo E	92
<b>Gráfica 26.</b> Difractograma Formación Orito-Belen	96
<b>Gráfica 27.</b> Difractograma Formación Rumiyaco	96
<b>Gráfica 28.</b> Hinchamiento lineal Formación Orito-Belen	97
<b>Gráfica 29.</b> Hinchamiento lineal Formación Rumiyaco	98
<b>Gráfica 30.</b> Torque en las Formaciones atravesadas	100
<b>Gráfica 31.</b> Punto Cedente en las Formaciones atravesadas	101
<b>Gráfica 32.</b> RPM promedio en las Formaciones atravesadas	102
<b>Gráfica 33.</b> ROP efectiva promedio en las Formaciones atravesadas	103
<b>Gráfica 34.</b> Tiempos de Operación	105
<b>Gráfica 35.</b> Costos de Operación	106

## LISTA DE CUADROS

	pág.
<b>Cuadro 1.</b> Tipos de sólidos presentes en los fluidos de perforación.	33
<b>Cuadro 2.</b> Propiedades químicas de los fluidos de perforación.	34

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Viscosidad aparente en cp.	32
<b>Ecuación 2.</b> Viscosidad plástica en cp.	32
<b>Ecuación 3.</b> Punto cedente en lbf / 100 ft <sup>2</sup> .	32
<b>Ecuación 4.</b> Relación beneficio-costos.	50

## GLOSARIO

**ADITIVO:** sustancia que se adiciona al lodo de perforación con una finalidad específica como aumentar la densidad, viscosidad, inhibir arcillas entre otros.

**ARCILLAS:** roca sedimentaria con granos de tamaño inferior a 2mm.

**BOMBA:** equipo utilizado para transmitir energía al fluido motriz.

**CORTES/RECORTES:** trozos de roca o formación producto de la actividad de perforación.

**DOG LEG:** cambio de inclinación y dirección entre dos estaciones de Survey.

**HINCHAMIENTO:** hace referencia a la pérdida de permeabilidad de la Formación debido a la hidratación por fluidos externos.

**LINER:** tubería de revestimiento corta que va anclada al revestimiento inmediatamente anterior usado para revestir la última sección del pozo.

**LUBRICIDAD:** reducción de la fricción de la sarta durante las actividades de la perforación.

**MINERALES:** sustancia cristalina natural que compone las rocas en diferentes porcentajes.

**PERFORACIÓN:** operación mediante la cual con ayuda de Equipos y lodos de perforación se construye un hueco en el subsuelo con el fin de extraer fluidos de él.

**PISTONEO:** acción de bajar la sarta de perforación a través del pozo introduciendo fluidos a la formación mediante fracturas

**SUABEO:** acción de sacar la sarta de perforación del pozo induciendo a los fluidos de la formación a salir hacia el pozo

**TORQUE:** esfuerzo de torsión ocasionado por la fricción entre la sarta y la formación donde el pozo tiene ángulo construido.

## **ABREVIATURAS**

**ANLA** Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

**API** American Petroleum Institute

**NPT's** Tiempo no productivos

**PHPA** Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas

**ppg** Libras por galón

**ROP** Taza de penetración

**RPM** Revoluciones por minuto

**RSS** Rotary steerable system

**%V/V** Porcentaje de Volumen



## RESUMEN

La perforación de pozos es una etapa muy importante en el desarrollo de campos de petróleo y gas, por lo tanto, se busca realizar esta operación de la mejor forma, mediante los parámetros operacionales y el fluido de perforación. En ciertos casos, en los que existen restricciones ambientales o problemas sociales, se requiere de la perforación direccional que resulta ser más complicada y, por ende, se necesita de un fluido de perforación, de parámetros operacionales óptimos, además de una atención más rigurosa de la operación.

En este trabajo, se evaluó el uso del sistema de lodo utilizado en la perforación de la sección intermedia de los pozos A, B, C y E de diámetro 12 ¼" y del pozo D de diámetro 8 ½" en un bloque al sur del Putumayo. Para esto, se utilizaron los recortes obtenidos en esta operación y se llevaron a laboratorio para realizar pruebas de los fluidos de perforación base aceite para los pozos A y B y base agua para los pozos C, D y E como densidad, reología, capacidad de intercambio catiónico, hinchamiento lineal, lubricidad, entre otros. También se utilizaron los datos de parámetros operacionales como la rata de penetración, torque, caudal y se creó un análisis estadístico a partir de un caso base, es decir un rango ideal de cada parámetro y de cada prueba de laboratorio para observar cuán bien se comportó cada uno de los anteriormente mencionados. Se pudo observar que el torque mejoró 25.6% utilizando lodo base aceite, pero las demás propiedades evaluadas como el Punto Cedente, RPM y ROP efectiva son mejores con el lodo base agua. Además, se corroboró con la relación costo-beneficio que el lodo base agua es mejor opción que el base aceite mostrando un valor de 0.58 (<1), con lo cual se concluyó que las perforaciones con lodo base aceite no fueron las más óptimas.

**Palabras clave.** Fluido, perforación, torque, arrastre, parámetros operacionales, lodo base aceite, Putumayo, análisis estadístico.

## ABSTRACT

Drilling is a very important stage in oil and gas field development, therefore, it is sought to perform this operation in the best way, through operational parameters and drilling fluid. In certain cases, in which there are environmental restrictions or social problems, directional drilling is required that turns out to be more complicated and therefore, a drilling fluid, optimal operational parameters are needed, in addition to more rigorous operation attention.

In this work, it was evaluated the use of the sludge system used in the drilling of the intermediate section of wells A, B, C and E of diameter 12 ¼" and of well D of diameter 8 ½" in a block south of the Putumayo. For this, the cuttings obtained in this operation were used and carried out in the laboratory to test the oil-based drilling fluids for wells A and B and water-based for wells C, D and E as density, rheology, capacity of cationic exchange, linear swelling, lubricity, among others. Also used the data of operational parameters such as penetration rate, torque and flow and did statistical analysis with a base case, that is, an ideal range of each parameter and of each laboratory test to observe how well it behaved each of the above mentioned. It was observed that the torque improved 25.6% using oil-based mud, but the other properties evaluated, as the yield point, RPM and effective ROP are better with the water-based mud. Furthermore, it was corroborated with the cost-benefit ratio that the water-base mud is better than the oil-based mud showing a value of 0.58 (<1), with which it was concluded that drilling with oil-based mud was not the best option.

**Keywords.** Fluid, drilling, torque, drag, operational parameters, oil-based mud, Putumayo, statistical analysis.

## INTRODUCCIÓN

Este trabajo de grado tiene como principal propósito contribuir con los estudios del área de perforación, cuyo enfoque se encuentra en el análisis del comportamiento de los fluidos de perforación base aceite en pozos direccionales.

A través de la historia de la industria se han venido acogiendo prácticas que mejoran continuamente el desarrollo de las operaciones de perforación, entre estas está el uso de fluidos de perforación, el cual ayuda a tener mayor control sobre las condiciones que se tienen en el pozo, ayudando a mantener la integridad de las paredes de la formación, a lubricar el conjunto de herramientas de perforación, a transmitir potencia hidráulica, a reducir la fricción, entre otros; teniendo en cuenta la experiencia se han ido mejorando dichos fluidos de perforación, teniendo fluidos base agua, base aceite y aireados. Para el desarrollo de este proyecto se tuvieron en cuenta los fluidos de perforación base aceite y base agua.

Los pozos de estudio son de perfil direccional tipo J y atraviesan las Formaciones Orito-Belén, Orteguaza, Pepino y Rumiyaco, en estos pozos se evidenciaron problemas similares como alto torque (30000 lb\*pie), disminución en la ROP (valores entre 30 y 70 pies/h), aumentos de presión y tendencia de la formación a tumbar ángulo. Lo anterior se debe principalmente a que se ha debido perforar con secciones tangentes muy largas causando altos dog leg y step out, por inconvenientes con comunidades y a los permisos ambientales dados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). Otras causas son, el hinchamiento de arcillas y altos factores de fricción entre la sarta y la formación presentada por la interacción entre la roca y los fluidos de perforación base agua.

Los altos torques generan gran dificultad para sentar el revestimiento en fondo lo que hace necesaria la corrida de liners adicionales. Por otro lado, la complejidad de los pozos genera incremento en los tiempos de viaje y alto desgaste de los equipos, haciendo necesaria la implementación de nuevas tecnologías (por ejemplo, Rotary Steerable System, RSS).

El hinchamiento de las arcillas y los factores de fricción antes mencionados obliga a la reformulación de los fluidos de perforación aumentando los costos asociados a la implementación de los mismos.

Las causas antes mencionadas llevan a tener en los pozos **“alto torque (mayor a 30000 lb\*pie), esto debido posiblemente a los factores de fricción resultantes de la implementación de lodos base agua en la perforación de pozos direccionales complejos”**, más tiempos no productivos (NPT) y altos costos de perforación.

Para la mitigación de estos problemas se hicieron cambios en los parámetros de perforación y en los fluidos sin tener aún un resultado concluyente del factor decisivo. Para los últimos pozos se obtuvieron mejores resultados a nivel operacional, pero no se tiene claridad de qué parámetros de los modificados produjeron este comportamiento.

Se realizó un análisis de los parámetros operacionales y de los fluidos de perforación utilizados para estandarizar futuras operaciones en la zona obteniendo las condiciones de operación más eficientes al menor precio posible, por lo tanto, con este proyecto se busca dar claridad de los parámetros de operación y propiedades de los fluidos implementados en la perforación de pozos direccionales complejos que generan mayor beneficio a las operaciones de perforación y reducción de NPT's en la zona sur de la Cuenca del Putumayo.

Este trabajo se basa en el artículo "Logro de pesos máximos de WBM con mezclas de Micromax – Barita y su implementación exitosa en ambientes de alta presión y temperatura". Para formular el fluido de perforación en un ambiente de alta presión y temperatura con una densidad bastante alta ( $155 \text{ lb/pe}^3$ ) se utilizan diferentes densificantes como la barita, hematita y Micromax (tetraóxido de trimanganeso).

El fluido de perforación requiere de una reología baja, alta estabilidad térmica, bajo espesor de revoque y bajo valor de pérdida de fluido; en este estudio, se realizan iteraciones de mezclas con diferentes porcentajes volumen/volumen de barita y Micromax.

Los resultados muestran que la mejor formulación es la mezcla de 50/50% de Micromax y barita, debido a que los valores se ajustan a los requerimientos, mostrando una viscosidad plástica de 31 Cp, el Punto Cedente en los valores óptimos para la limpieza del pozo y un filtrado de 14.6 ml / 30 min. Se concluye que la mezcla de Micromax y barita al 50/50% es la mejor para el control de las propiedades en un ambiente de alta presión y temperatura, además de que es una solución efectiva para optimizar costos.

Además, se basa en el artículo "OBM versátiles que rompen barreras de perforación" donde mediante estudios de laboratorio crean un Aceite Base A que se puede utilizar en perforaciones someras, perforaciones de altas presiones y temperaturas y en perforaciones en aguas profundas. Para cada uno de estos escenarios se utiliza el Aceite Base A y se le adicionan diferentes aditivos según el caso que se necesite. Se aplica el OBM creado en una perforación y se observan las propiedades densidad, reología, espesor de revoque, pérdida de fluido, contenido de sólidos, entre otros durante varios días. Los resultados obtenidos en una perforación en aguas profundas se comparan con unos datos planeados.

Por ejemplo, la densidad se planeó entre 11 y 11.3 ppg y la densidad real estaba entre 11 y 12 ppg, el Punto Cedente se esperaba entre 20 y 25 lb/100 ft<sup>2</sup> y el real estaba entre 16 y 21 lb/100 ft<sup>2</sup>; por lo general, las demás propiedades se comportaron cerca de los rangos planeados como la densidad y el Punto Cedente, además de que se realizó otra prueba en una perforación convencional y los valores de las propiedades se mantuvieron cerca de los rangos planeados. Por lo tanto, se concluyó que el Aceite Base A se puede usar con seguridad en los tres escenarios que se plantearon.

El objetivo general del presente proyecto es evaluar el uso de lodos base aceite para la perforación de la sección intermedia de pozos en un bloque al sur del Putumayo y sus objetivos específicos son:

- Describir las generalidades y geología de la Cuenca del Putumayo.
- Describir las propiedades fisicoquímicas de los lodos usados durante la perforación de la sección intermedia de los pozos al sur del Putumayo.
- Analizar las implicaciones técnicas, logísticas y operacionales de los casos históricos de la aplicación de lodos base aceite en la sección intermedia de los pozos al sur del Putumayo.
- Determinar la interacción de los fluidos base aceite con las formaciones perforadas en la sección intermedia de los pozos al sur del Putumayo mediante pruebas de laboratorio.
- Determinar los límites operacionales de la perforación con lodos base aceite para su comparación con los lodos base agua en la sección intermedia de los pozos al sur del Putumayo.
- Evaluar la relación costo-beneficio entre la perforación con lodo base agua y lodo base aceite teniendo en cuenta los parámetros operativos durante la perforación de pozos al sur del Putumayo.

Para dar solución a los altos torques, arrastre, altos tiempos de viaje y demás problemas ya mencionados, se realizó el análisis estadístico de las propiedades de los fluidos de perforación utilizados como viscosidad, densidad, propiedades reológicas, para ver según cada parámetro operacional cual fue el mejor comportamiento y de esa manera determinar cuál fluido ofrece mayores beneficios a las operaciones de perforación en los pozos de un bloque al sur del Putumayo.

La hipótesis planteada es que los lodos base aceite presentan mejores resultados, debido a que suelen comportarse mejor en perforaciones direccionales complejas. En la sección intermedia (donde se presenta el cambio de dirección), el lodo base aceite tendrá mejor desempeño en la remoción de recortes, la limpieza del pozo, entre otros parámetros, que el lodo base agua.

El análisis estadístico que se realizó es la herramienta para determinar cuáles parámetros operaciones combinados con un fluido de perforación son los más

eficientes para la perforación de los pozos al sur de la Cuenca del Putumayo para de esta manera obtener la mejor relación costo beneficio.

Este trabajo de grado cuyo objetivo general es evaluar el uso de lodos base aceite para la perforación de la sección intermedia de pozos en un bloque al sur del Putumayo consta de 6 objetivos específicos, los cuales se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

- El primer objetivo se encuentra en la parte del marco teórico donde el numeral 1.1. muestra la descripción de las generalidades y geología de la cuenca del Putumayo.
- Los objetivos 2, 3, 4, 5 y 6 se encuentran en la parte de resultados y análisis de resultados donde el numeral 3.1. contiene la descripción de las propiedades fisicoquímicas de los lodos usados durante la perforación de la sección intermedia de los pozos, el numeral 3.2. contiene el análisis de las implicaciones técnicas, logísticas y operacionales en la sección intermedia de los pozos, el numeral 3.3. contiene la determinación de la interacción de los fluidos de perforación con las formaciones perforadas, el numeral 3.4. contiene los límites operacionales de la perforación con fluidos base aceite para compararlos con los fluidos base agua y el numeral 3.5. contiene la evaluación de la relación costo – beneficio entre la perforación con fluido base agua y la perforación con fluido base aceite.

## 1. MARCO TEORICO

En este capítulo se realizará una descripción teórica de las generalidades y la geología de la Cuenca del Putumayo, seguido de una descripción teórica, los tipos, las funciones, las propiedades fisicoquímicas y pruebas realizadas a los fluidos de perforación.

### 1.1 CARACTERISTICAS DE LA CUENCA DEL PUTUMAYO

En esta sección se encuentran las características generales y geológicas de la Cuenca del Putumayo. Se inicia por la descripción de la localización de la cuenca e historia, más adelante se describe la geología de la cuenca y las características de las formaciones presentes en la columna estratigráfica, por último, se da una breve explicación de la geología del petróleo.

**1.1.1 Localización.** “La Cuenca del Putumayo tiene una extensión de 110.304 Km<sup>2</sup> en el suroeste de Colombia. La cuenca linda al occidente con la Cordillera Oriental, al oriente con el Escudo de Guyana, al norte con la Serranía de la Macarena y al sur con Ecuador.”<sup>1</sup> Se caracteriza por sus facies depositadas en ambientes marinos someros como la parte superior de la Formación Caballos y todas las facies arenosas-arcillosas de la Formación Villeta. Ambientes continentales representados por la secuencia arenosa basal de la Formación Caballos y las facies arenoso-arcillosas de toda la secuencia Terciaria

**1.1.2 Historia de exploración.** “La exploración en el área de Putumayo, se inició en el año de 1941, con actividades realizadas por Texas Petroleum Company. Durante 1948 y 1949, esta compañía perforó cuatro pozos en la parte noreste de la cuenca con resultados negativos. El primer yacimiento descubierto fue Orito, localizado a 10 km al este del Piedemonte de la Cordillera Oriental. Posterior a los estudios geológicos de superficie que comenzaron en 1944, la estructura se delimitó mediante por trabajos de geofísica y fue así como se perforó el pozo descubridor Orito-1, del cual se obtuvo una producción inicial de 1411 BPD de 37° API correspondiente a la Formación Caballos. Texas Petroleum Company perforó 62 pozos exploratorios y la producción se inició oficialmente en marzo de 1969.<sup>2</sup> En 1973, Cayman Corporation inició la exploración en el sector localizado al este del área de producción de la Texas, encontrando producción comercial en trampas estratigráfico-estructural de areniscas de Villeta. Cayman perforó 10 pozos

---

<sup>1</sup> ANH. [sitio web]. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Sistemas hidrocarburíferos y análisis de plays en la Cuenca Caguan-Putumayo. [Consulta 21 de agosto de 2019]. Archivo pdf. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Geol%20Alvaro%20Vargas%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Geol%20Alvaro%20Vargas%20(PDF).pdf)

<sup>2</sup> GOVERA, carlos. [Sitio web]. Revista UIS, Geología de la Cuenca del Putumayo. [Consulta 10 de febrero de 2020]. Archivo pdf. Disponible en: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/7137/7387>

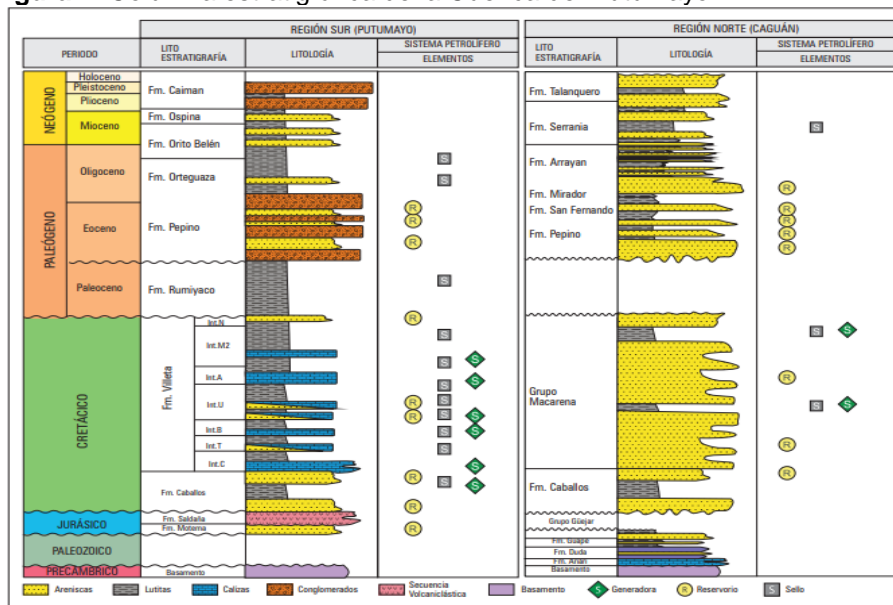
exploratorios en total. En el 2011 Gran Tierra inicio Exploración y Producción en la cuenca teniendo a la fecha 59 pozos perforados.<sup>3</sup>

## 1.2 MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca del Putumayo es una depresión estructural localizada entre el Escudo de la Guayana y la Cordillera de los Andes, rellena con sedimentos cretáceos y terciarios. Los sedimentos cretáceos están compuestos por carbonatos y clásticos de origen marino y transicional deltaico, mientras que los sedimentos terciarios son de origen continental fluvial y lacustre. En el 95% de la cuenca afloran sedimentos del Terciario Superior a reciente. En primer lugar, se mostrará la columna estratigráfica de la Cuenca del Putumayo, se hará la descripción de las características de las unidades estratigráficas que componen la columna, luego se expondrá la geología estructural de la cuenca, finalmente se describirá la geología del petróleo y el sistema de entrapamiento.<sup>4</sup>

**1.2.1 Columna Estratigráfica de la Cuenca del Putumayo.** La columna estratigráfica de la Cuenca del Putumayo tiene una secuencia de unidades litoestratigráficas con edades que van del Precámbrico hasta el Neógeno. Dentro de las unidades que forman la columna estratigráfica se pueden resaltar las Formaciones Orito-Belén, Orteguaza Pepino y Rumiyoaco como Formaciones de interés para el estudio de este proyecto. En la **Figura 1** se observa la columna estratigráfica de la Cuenca del Putumayo.

**Figura 1.** Columna estratigráfica de la Cuenca del Putumayo.



Fuente. NATIONAL HYDROCARBONS AGENCY ANH

<sup>3</sup> Ibid.,p. 8.

<sup>4</sup> Ibid.,p. 8.



**1.2.2 Estratigrafía.** Se detallan generalidades y mineralogía de las unidades que conforman la columna estratigráfica, esto se hace en orden cronológico de depositación. El Pre-cámbrico está constituido por rocas ígneas intrusivas de tipo granito-granodiorita y sienitas que pertenecen al Escudo Guayanés.

El Jurásico-Triásico cuenta con la Formación Motema que consiste en una serie de areniscas arcósicas, arcillolitas y limolitas, localmente metamorfoseadas duras y depositadas en un ambiente continental.<sup>5</sup>

El Cretáceo cuenta con la Formación Caballos que está litológicamente constituida por una secuencia de areniscas con estratificación masiva, friables, de grano fino a grueso intercaladas con delgadas capas de lutitas negras.<sup>6</sup>

También cuenta con la Formación Villeta constituida por una serie de lutitas negras intercaladas con calizas grises y negras; localmente se presentan pequeñas intercalaciones de areniscas lenticulares y glauconíticas en la base, en el medio y en el tope de la formación.<sup>7</sup>

El Terciario cuenta con:

- La Formación Rumiyaco que consiste de una serie de arcillolitas y limolitas arenosas rojas, grisáceas abigarradas de blanco y gris, se le asigna una edad Paleocena.<sup>8</sup>
- La Formación Pepino que se subdivide en tres miembros: el inferior conformado por un conglomerado de chert negro, verde y rojo con clastos redondeados; la parte media, compuesta de arcillolitas y limolitas rojas y pardo rojizas; el superior, que consiste de otro conglomerado con clastos de chert de variados colores.<sup>9</sup>
- La Formación Orteguzza que está conformada por lutitas gris claras y verdosas, con intercalaciones de arcillolitas, limolitas y areniscas finas ferruginosas, localmente pueden presentarse delgados mantos de lignito.<sup>10</sup>
- La Formación Orito-Belén está constituida por una secuencia de arcillolitas y limolitas de colores gris verdoso abigarrado de rojo y pardo amarillo, con frecuente yeso interestratificado e incluido.<sup>11</sup>
- La Formación Ospina se conforma por arcillolitas abigarradas de rojo y color ante, arenosas, interestratificadas con areniscas arcillosas, friables, localmente conglomeráticas con algo de yeso.<sup>12</sup>

---

<sup>5</sup> Ibid.,p. 10.

<sup>6</sup> Ibid.,p. 10.

<sup>7</sup> Ibid.,p. 10.

<sup>8</sup> Ibid.,p. 10.

<sup>9</sup> Ibid.,p. 10.

<sup>10</sup> Ibid.,p. 11.

<sup>11</sup> Ibid.,p. 11.

<sup>12</sup> Ibid.,p. 11.

- La Formación Cayman litológicamente constituida por areniscas, conglomerados y arcillolitas abigarradas.<sup>13</sup>

El Cuaternario conformado por depósitos de tipo aluvión y terrazas, litológicamente compuesta por conglomerados con fragmentos de rocas ígneas y metamórficas en matriz areno-arcillosa.<sup>14</sup>

**1.2.3 Geología estructural.** La Cuenca Caguan-Putumayo comparte la historia geológica con la Cuenca de Oriente en Ecuador, es una cuenca antepaís (foreland).

La zona que ha tenido mayor exploración es la zona sur; sin embargo, los afloramientos y la perforación de pozos que contienen hidrocarburos, muestran un sistema petrolífero activo.

Las trampas son cabalgamientos, fallas de rumbo de alto ángulo con pliegues asociados y fallas ciegas en el piedemonte; fallas normales y acuñamientos en la zona de antepaís.

Las Formaciones Caballos, Villeta / Macarena, Rumiayaco, Orteguzaza, Arrayán y Serranía son sello del sistema.

**1.2.4 Geología del Petróleo.** Se describen generalmente las formaciones productoras y las características de los yacimientos como los sistemas de entrapamiento, mecanismos, entre otros.

Según Govera<sup>15</sup> el principal sistema de entrapamiento presente en la cuenca es el tipo estructural favorecido por la presencia de fallas, este tipo de trampa estructural es el dominante para la producción proveniente de la Formación Caballos y Pepino mientras que para la Formación Villeta el sistema de entrapamiento es de tipo estratigráfico.

El yacimiento Caballos que aporta el 86% de la producción y que tenía originalmente una reserva de 160 millones de barriles, tiene un mecanismo principal de producción de acuífero activo con un contacto agua-aceite inclinado en dirección norte-sur.

Este yacimiento tiene además otro mecanismo de producción que es la expansión de una capa de gas. Los demás yacimientos obedecen al mecanismo de gas en solución y representan el 14% de la producción.

---

<sup>13</sup> Ibid., p. 11.

<sup>14</sup> Ibid., p. 11.

<sup>15</sup> Ibid., p. 17.

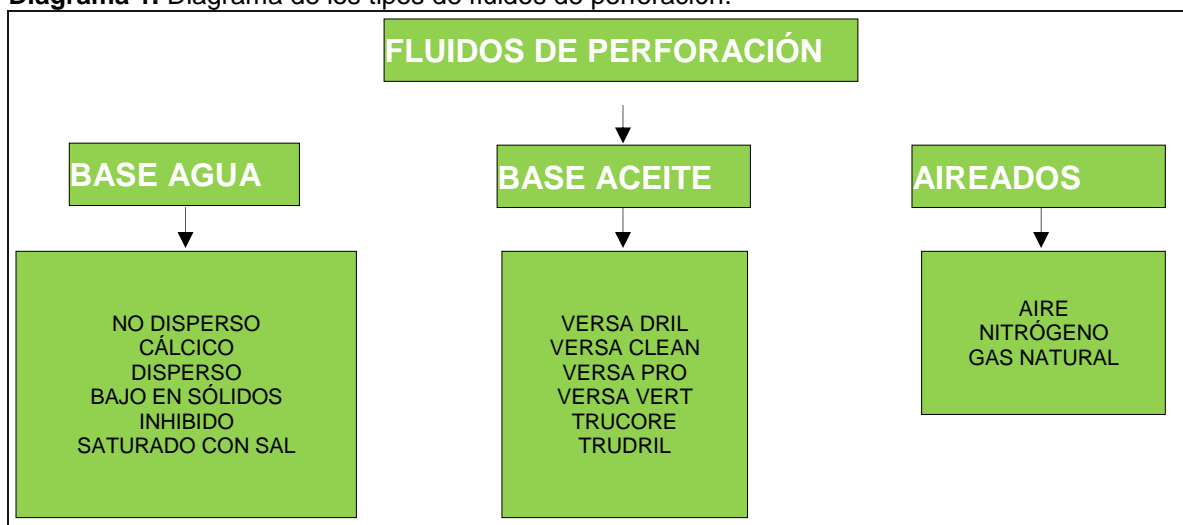
### 1.3 FLUIDO DE PERFORACIÓN

Mezcla homogénea entre un fluido base que puede ser agua, aceite o gas/aire; y unos aditivos químicos.

Los fluidos de perforación tienen propiedades fisicoquímicas específicas y es utilizado como herramienta fundamental en la perforación de pozos de petróleo y gas.

A continuación, se observan los diferentes tipos de fluidos de perforación en el **Diagrama 1:**

**Diagrama 1.** Diagrama de los tipos de fluidos de perforación.



**Fuente.** Elaboración propia

**1.3.1 Fluidos de perforación base agua.** Sistemas de fluido de perforación que tiene una fase líquida que es el agua dulce o salada, una fase sólida que contiene material densificante y viscosificante, y una fase química que contiene aditivos químicos. Son los fluidos más usados a nivel de perforación.

**1.3.2 Fluidos de perforación base aceite.** Sistemas de fluido de perforación donde la fase líquida es el aceite, la fase sólida contiene densificante y la fase química trata de surfactantes y/o emulsificantes. Se le denomina lodo base aceite si su contenido de agua es de 1% a 15% y se le denomina emulsión inversa con un contenido de agua de 15% a 50%.

**1.3.3 Fluidos de perforación aireados.** Incluyen aire, gas o espumas que son utilizados en zonas cuyos gradientes de presión de fractura son muy bajos.

## 1.4 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

A continuación, se describen y explican brevemente las diferentes funciones que deben cumplir los fluidos de perforación mientras se realiza esta operación.

**1.4.1 Remoción de los recortes del pozo.** Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la broca. Con este fin, se circula el fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la broca, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. La remoción de los recortes o limpieza del pozo depende del tamaño, forma y densidad de estos, unidos a la velocidad de penetración; de la rotación de la columna de perforación; y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación.<sup>16</sup>

**1.4.2 Control de las presiones de la formación.** A medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando un densificante, por ejemplo, barita, para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del pozo. Esto impide la migración de los fluidos de formación hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados generen un influjo o reventón. La presión que ejerce la columna de fluido mientras se encuentra estática, se conoce como presión hidrostática y depende de la densidad del lodo y la profundidad vertical verdadera del pozo. Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o mayor a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo.<sup>17</sup>

**1.4.3 Suspensión y descarga de los recortes.** Los lodos de perforación deben suspender los recortes, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo, deben permitir la remoción de los recortes de la función anteriormente mencionada por el equipo de control de sólidos. Las altas concentraciones de sólidos de perforación son perjudiciales para cada aspecto de la operación, principalmente la eficacia de la perforación y la velocidad de penetración. Se debe mantener un equilibrio entre las propiedades del fluido de perforación para la suspensión y la remoción de los recortes. Esta suspensión, requiere de fluidos con alta viscosidad que disminuyen esa viscosidad con el esfuerzo de corte con propiedades tixotrópicas.<sup>18</sup>

---

<sup>16</sup> WELL CONTROL SCHOOL. Tecnología básica de perforación. WCS, 2011.p. 19.

<sup>17</sup> Ibid.,p. 21.

<sup>18</sup> Ibid.,p. 22.

**1.4.4 Obturación de las formaciones permeables.** “Cuando la presión de la columna de lodo es mayor que la presión de formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de fluido de perforación deben estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión del filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción.”<sup>19</sup>

**1.4.5 Estabilidad del pozo.** La estabilidad del pozo constituye un equilibrio de factores mecánicos como la presión y el esfuerzo, y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento. La mejor estabilidad del pozo se obtiene cuando éste mantiene su tamaño y su forma cilíndrica original. Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera, el pozo se hace más débil y es más difícil de estabilizar.<sup>20</sup>

**1.4.6 Minimización de los daños a la formación.** “La protección del yacimiento contra los daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada daño a la formación. Fluidos de perforación diseñados para minimizar un problema en particular, fluidos de perforación del yacimiento diseñados especialmente, o fluidos de rehabilitación y completamiento pueden ser usados para minimizar los daños a la formación.”<sup>21</sup>

**1.4.7 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la broca y del conjunto de perforación.** Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la barrena y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la broca y el conjunto de perforación alejando ese calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción. El fluido de perforación ayuda a soportar una parte del peso de la columna de perforación o tubería de revestimiento mediante la flotabilidad.<sup>22</sup>

**1.4.8 Transmisión de la energía hidráulica a las herramientas y a la broca.** La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración, mejorando la remoción de los recortes en la broca. Esta energía, también alimenta los motores de fondo y las herramientas de

---

<sup>19</sup> Ibid., p. 23.

<sup>20</sup> Ibid., p. 23.

<sup>21</sup> Ibid., p. 24.

<sup>22</sup> Ibid., p. 25.

medición MWD y LWD. Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las toberas de la broca para utilizar la potencia disponible de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la broca u optimizar la fuerza del impacto del chorro sobre el fondo del pozo.<sup>23</sup>

**1.4.9 Garantía de la evaluación adecuada de la formación.** La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Las propiedades químicas y físicas del lodo, las condiciones físicas y químicas del pozo afectan la evaluación de la formación. Los técnicos o mud loggers controlan la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas. Se registra esta información en un registro geológico (mud log) que indica parámetros geológicos y de perforación importantes.<sup>24</sup>

**1.4.10 Control de la corrosión.** Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión. Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión. Por lo tanto, el fluido de perforación debe mantener la corrosión a un nivel aceptable. Además de la protección de equipos metálicos, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho o elastómeros.<sup>25</sup>

**1.4.11 Facilitación de la cementación y completamiento.** El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completamiento. La cementación es crítica para el aislamiento eficaz de la zona y el completamiento exitoso del pozo. Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluyendo y minimizar el suabeo y el pistoneo, de manera que no haya pérdidas de circulación inducidas por fracturas.<sup>26</sup>

**1.4.12 Minimización del impacto sobre el medio ambiente.** “Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales. Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables.”<sup>27</sup>

---

<sup>23</sup> Ibid., p. 26.

<sup>24</sup> Ibid., p. 27.

<sup>25</sup> Ibid., p. 28.

<sup>26</sup> Ibid., p. 28.

<sup>27</sup> Ibid., p. 29.

## 1.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se describen y explican las diferentes propiedades físicas, propiedades químicas de los fluidos de perforación base agua y base aceite; además se explican los diferentes tipos de sólidos presentes en los fluidos de perforación.

**1.5.1 Densidad.** Según Romero<sup>28</sup> La densidad o el peso del lodo es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener en sitio los fluidos de formación. La densidad se expresa por lo general en la unidad de masa libra por la unidad de volumen galón. Esta propiedad más crítica de cualquier fluido de perforación ya que con esta se provee el control primario del pozo.

**1.5.2 Propiedades reológicas.** “La reología es la ciencia que trata de la deformación y del flujo de fluidos. Cuando se toman ciertas medidas en un fluido, es posible determinar la manera en que se comportará el flujo de ese fluido bajo diversas condiciones, incluyendo la temperatura, la presión y la velocidad de corte. Las propiedades reológicas fundamentales son la viscosidad y la fuerza de gel.”<sup>29</sup>

**1.5.2.1 Viscosidad.** La viscosidad se describe como la resistencia interna de un fluido a fluir. Es una propiedad importante de los fluidos de perforación, ya que define la capacidad del lodo de lograr una buena limpieza útil de perforación, mantener en suspensión y desalojar los recortes y facilitar su decantación en las balsas o tamices vibrantes.

**1.5.2.2 Viscosidad API o embudo.** “Determinada con el embudo Marsh, sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua. El beneficio de esta viscosidad es el de suspender el ripio de formación en el espacio anular, cuando el flujo es laminar. Es recomendable evitar las altas viscosidades y perforar con la viscosidad de embudo más baja posible. Un fluido contaminado exhibe un valor alto de esta propiedad.”<sup>30</sup>

**1.5.2.3 Viscosidad plástica.** “Se define como la resistencia al flujo debido a fricciones mecánicas entre las partículas suspendidas en el fluido. La viscosidad plástica depende principalmente del contenido, la forma y el tamaño de estos sólidos contenidos en el fluido de perforación.”<sup>31</sup>

**1.5.2.4 Punto de Cedencia.** “Es la resistencia al flujo causada más por fuerzas electroquímicas por fricción mecánica. Estas fuerzas son el resultado de la atracción entre las cargas negativas y positivas localizadas en la superficie de las

---

<sup>28</sup> ROMERO, Ricardo. [Sitio web]. Propiedades de los fluidos perforación. [Consultado 25 de septiembre de 2019]. Archivo pdf. Disponible en: <https://es.slideshare.net/RicardoRomero232/propiedades-de-los-fluidos-de-perforacin>

<sup>29</sup> Ibid., p. 3.

<sup>30</sup> Ibid., p. 4.

<sup>31</sup> Ibid., p. 7.

partículas. De esta forma, el Punto De Cedencia es la medida de estas fuerzas bajo condiciones de flujo.”<sup>32</sup>

**1.5.2.5 Tixotropía o Fuerza de gel.** La tixotropía es la propiedad demostrada por algunos fluidos que forman una estructura de gel cuando se encuentran estáticos, regresando luego al estado de fluido cuando se aplica un esfuerzo de corte. La mayoría de los fluidos de perforación base agua demuestran esta propiedad, debido a la presencia de partículas cargadas eléctricamente o polímeros especiales que se enlazan entre sí para formar una matriz rígida. La fuerza de gel depende de la cantidad y del tipo de sólidos suspendidos, tiempo, temperatura y el tratamiento químico. Es decir, que cualquier cosa que fomenta o impide el enlace de las partículas, aumentará o reducirá la tendencia a gelificación de un fluido. Las ecuaciones utilizadas para hallar las propiedades reológicas de viscosidad aparente, viscosidad plástica y punto de cedencia son las siguientes:<sup>33</sup>

**Ecuación 1.** Viscosidad aparente en cp.

$$AV = R_{600}/2$$

**Fuente.** WELL CONTROL SCHOOL

**Ecuación 2.** Viscosidad plástica en cp.

$$PV = R_{600} - R_{300}$$

**Fuente.** WELL CONTROL SCHOOL

**Ecuación 3.** Punto cedente en lbf / 100 ft<sup>2</sup>.

$$YP = R_{300} - PV$$

**Fuente.** WELL CONTROL SCHOOL

**1.5.3 Filtración.** El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que se filtra a través del revoque hacia las formaciones permeables, cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Esta propiedad es afectada por la presión, la dispersión, la temperatura y el tiempo. Esta propiedad se mide en condiciones estáticas, a baja temperatura y presión para los fluidos base agua y a alta presión y temperatura para los fluidos base aceite. Su control depende del tipo de formación. En formaciones permeables no productoras se controla desarrollando un revoque de calidad, lo cual es posible, si se tiene alta concentración y dispersión de sólidos arcillosos que son los verdaderos aditivos de control de filtración.<sup>34</sup>

---

<sup>32</sup> Ibid., p. 8.

<sup>33</sup> Ibid., p. 10.

<sup>34</sup> Ibid., p. 10.



**1.5.4 Revoque.** “Es el depósito de sólidos contra la cara de la formación permeable perforada con el fluido. La naturaleza del revoque es importante. El revoque ideal es delgado (no disminuye el diámetro del agujero y reduce la probabilidad de tener atrapamiento diferencial de la sarta) e impermeable (previene que el filtrado del lodo se fugue hacia la formación). Generalmente medido en 1/32 de pulgada es un revoque de buena calidad.”<sup>35</sup>

**1.5.5 Pérdida de fluido.** Este parámetro provee una indicación de la invasión de filtrado del lodo hacia la formación. Para las lutitas reactivas perforadas con un WBM el valor del filtrado obtenido podría ser una indicación de estabilidad del pozo. Cuando se perfora un yacimiento, el filtrado puede proveer una indicación de la escala de la invasión de filtrado y por lo tanto del daño potencial a la formación. El valor de pérdida de fluido se reporta como el volumen filtrado de la prueba de filtrado durante 30 minutos y se expresa en mililitros.<sup>36</sup>

**1.5.6 Sólidos.** Son cuerpos que, debido a la gran cohesión de sus moléculas mantienen su forma y volumen constantes. Los lodos son, básicamente dispersión de arcilla en agua o aceite con aditivos que proveen propiedades deseadas; es decir, que los lodos contienen sólidos que consisten en arcillas, aditivos, densificantes y sólidos de formación. Las partículas que constituyen un sólido están unidas entre sí por fuerzas intensas, de manera que resulta muy difícil separarlas; por ello los sólidos tienen una forma bien definida.<sup>37</sup>

Los diferentes tipos de sólidos se muestran a continuación en el **Cuadro 1**:

**Cuadro 1.** Tipos de sólidos presentes en los fluidos de perforación.

Tipo de Sólido	Definición
Sólidos de baja gravedad específica (LGS)	Son sólidos activos con una gravedad específica entre 2,3 y 2,6; estos sólidos tienen alta actividad o cedencia como la bentonita. Estos sólidos tienen un efecto debido a las atracciones químicas y su presencia física, pero se consideran indeseables excepto por una pequeña fracción que sirve para la construcción del revoque; estos sólidos se controlan manteniendo el MBT (Prueba de Azul de Metileno) por debajo de los niveles pre-establecidos.
Sólidos de alta gravedad específica (HGS)	Son sólidos inertes con una gravedad específica entre 4,2 y 5,2.
Fase sólida	Está formada por sólidos no reactivos y reactivos que pueden ser deseables e indeseables.

**Fuente:** elaboración propia.

<sup>35</sup> Ibid., p. 10.

<sup>36</sup> Ibid., p. 11.

<sup>37</sup> Ibid., p. 13.

**Cuadro 1.** Tipos de sólidos presentes en los fluidos de perforación. (Continuación)

Sólidos no reactivos deseables	Estos sólidos pueden ser de alta y baja gravedad específica y son agregados al fluido para dar peso. El sulfato de bario (barita), óxido de hierro (hematita) y el sulfuro de plomo (galena) son de alta gravedad y el carbonato de calcio (CaCO <sub>3</sub> ) de baja gravedad.
Sólidos no reactivos indeseables	Estos sólidos se incorporan al fluido durante la perforación y son los que causan problemas serios en la operación. Deben ser removidos tan pronto y eficientemente como sea posible. Arena, caliza, sílice, dolomita son ejemplos típicos de estos sólidos. Por ejemplo, la arena es extremadamente abrasiva y si es recirculada a través del sistema de lodo, causará daños a los pistones y cilindros de las bombas; por esta razón, es de suma importancia tratar de mantenerla en el porcentaje mínimo posible.
Sólidos reactivos	Son sólidos arcillosos que poseen cargas eléctricas. Se pueden agregar o ser incorporados de la formación. Entre los agregados están los comerciales como la bentonita y entre los incorporados las arcillas de formación tipo gumbo. Los sólidos arcillosos son coloides que pueden ser removidos del fluido mediante una centrifuga de alta revolución.

**Fuente:** elaboración propia.

**1.5.7 Propiedades químicas.** “Son las propiedades del fluido de perforación que se hacen evidentes durante una reacción química.”<sup>38</sup> En el **Cuadro 2** se explican las diferentes propiedades químicas de los fluidos de perforación:

**Cuadro 2.** Propiedades químicas de los fluidos de perforación.

Propiedad Química	Definición
pH	El pH indica si el lodo es ácido o básico. La mayoría de los fluidos base agua son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7,5 y 11,5.
Alcalinidad	Se define como la concentración de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos.
	Pm. Es la alcalinidad del lodo determinada con fenolftaleína. Permite medir la concentración del ion OH en el fluido, también el exceso de cal libre en el fluido.
	Pf. Es la alcalinidad del filtrado determinada con fenolftaleína. Se define como los centímetros cúbicos de ácido sulfúrico que se requieren por centímetro cúbico de filtrado para que el pH baje a un valor de 8,3.
	Mf. Es la alcalinidad del filtrado determinada con el anaranjado de metilo. Se define como los centímetros cúbicos de ácido sulfúrico por centímetro cúbico de filtrado, para que el pH baje a un valor de 4,3.
	Con los valores de la alcalinidad del filtrado y del lodo a la fenolftaleína (Pf y Pm respectivamente), se puede determinar el exceso de cal que contiene un fluido.

**Fuente.** Elaboración propia.

<sup>38</sup> Ibid., p. 14.

**Cuadro 2.** Propiedades químicas de los fluidos de perforación. (Continuación)

Contenido de cal	El exceso de cal en los sistemas calados es función de la alcalinidad del filtrado, del lodo y de la fracción de agua obtenida en la retorta.
Cloruros	Es la cantidad de iones de cloro (Cl <sup>-</sup> ) presentes en el filtrado del lodo. Una alta concentración de cloruros causa efectos adversos en un fluido base de agua. Los cloruros afectan la reología de los fluidos base agua y causan comúnmente problemas de floculación. En algunos casos, ocurren problemas de arremetida por influjo de agua salada.
Dureza	Es causada por la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltas en el filtrado del lodo. El calcio por lo general, es un contaminante de los fluidos base agua y además es extremadamente contaminante para fluidos que contienen arcillas. Estas sales pueden proceder del agua dura, del cemento o de la formación.
Azul de metileno (MBT)	Es una medida de la concentración total de sólidos arcillosos que contiene el fluido.

**Fuente.** Elaboración propia.

**1.5.8 Propiedades de fluidos de perforación base aceite.** Los fluidos de perforación base aceite tienen unas propiedades exclusivas que no tienen los fluidos base agua, estas propiedades son la estabilidad eléctrica y la relación agua – aceite.

**1.5.8.1 Estabilidad eléctrica.** La estabilidad eléctrica indica que tan bien el agua está emulsionada en la fase de aceite. Altos valores de estabilidad indican que la emulsión es más fuerte y el fluido es más estable. El aceite y los fluidos eléctricos no conducen la electricidad. En esta prueba, se aumenta el voltaje de los electrodos de una sonda de anchura fija hasta que las gotas de agua emulsionada se conecten para formar un circuito continuo; por lo tanto, entre más fuerte sea la emulsión, más alto debe ser el voltaje requerido para romperla.

**1.5.8.2 Relación agua – aceite.** Se refiere a la porción líquida del lodo y no es afectada por el contenido de sólidos. Relaciona las fracciones de agua y aceite con la fracción de líquido total. En general, los pesos de lodos más altos requieren relaciones más altas.

Ciertos factores afectan esta relación como costo del fluido base, aceite o fluido sintético residual en los recortes, salmuera residual en los recortes, reología, filtrado, peso del lodo y temperatura.

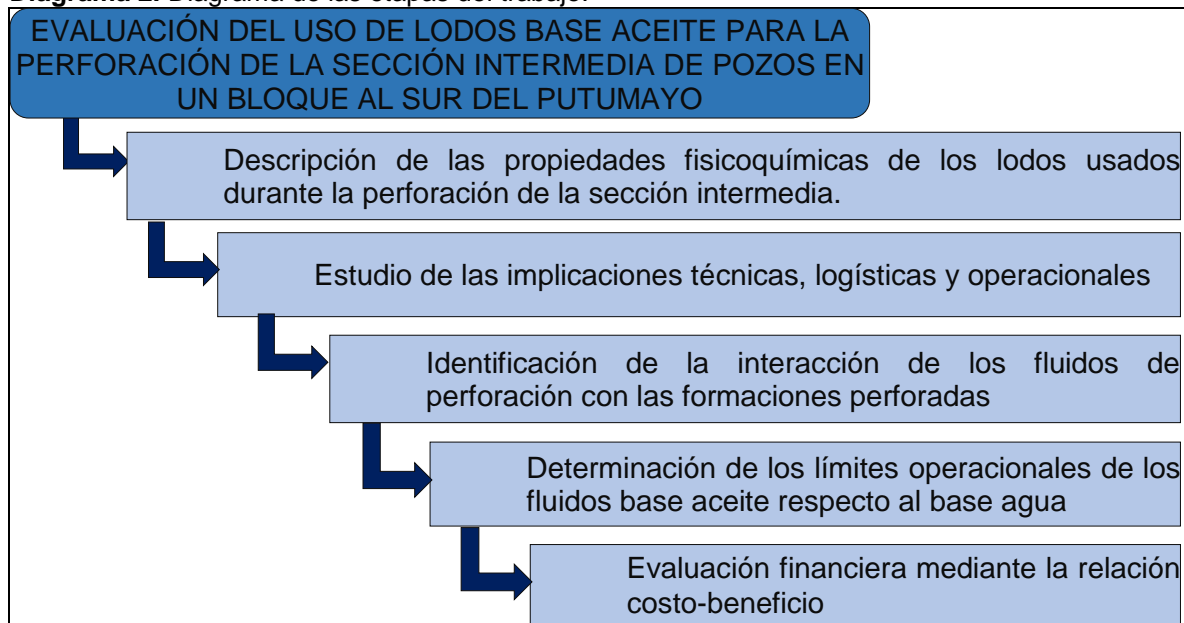
## 2. METODOLOGÍA Y DATOS

Para realizar el estudio de la sección intermedia de los pozos A, B, C, D y E; primero, se analizan estadísticamente las implicaciones técnicas, logísticas y operacionales de cada uno de los pozos teniendo en cuenta parámetros como tiempos de perforación, caudal, RPM, peso sobre la broca, torque y rata de penetración. Después, se determina la interacción de los fluidos de perforación con las formaciones perforadas mediante pruebas de laboratorio realizadas tanto a los fluidos de perforación (densidad, reología), como a los recortes obtenidos de ciertas formaciones (hinchamiento lineal, lubricidad, capacidad de intercambio catiónico).

Posteriormente, se determinan los límites operacionales de los lodos base aceite mediante una comparación de los parámetros entre los lodos base aceite y base agua; finalizando con una evaluación financiera mediante el indicador relación costo-beneficio tanto para los fluidos de perforación base aceite como los base agua, llegando a la conclusión de cuál de los dos fluidos de perforación resulta mejor para futuras operaciones de perforación en la Cuenca del Putumayo.

En el **Diagrama 2** se observan las diferentes etapas en las que se divide la investigación con el fin de cumplir cada uno de los objetivos de este trabajo:

**Diagrama 2.** Diagrama de las etapas del trabajo.

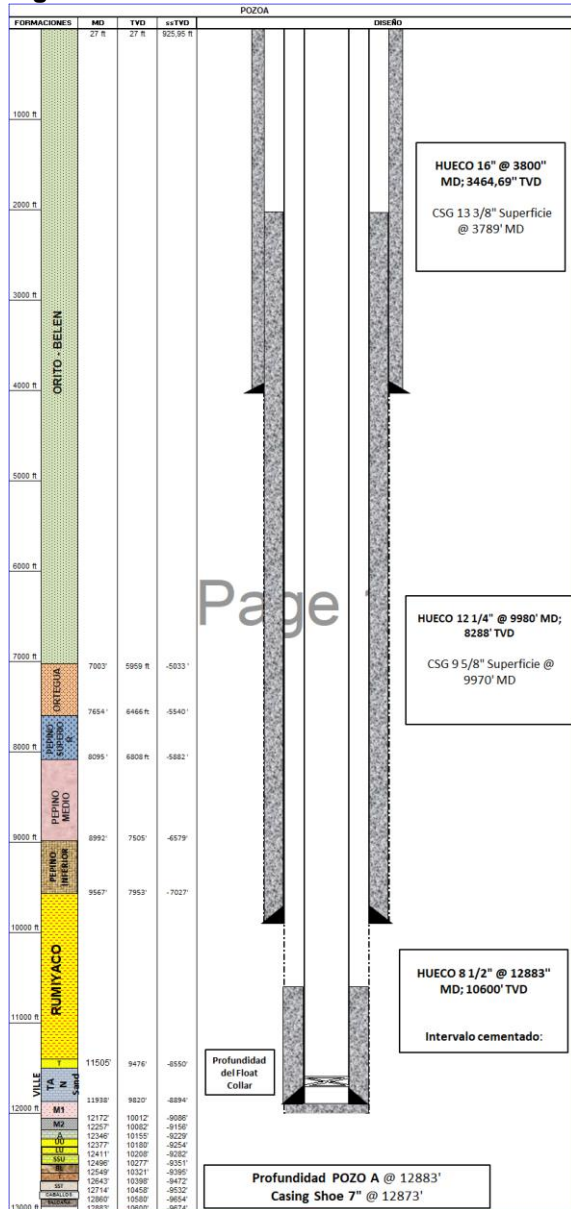


**Fuente.** Elaboración propia.

## 2.1 ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS

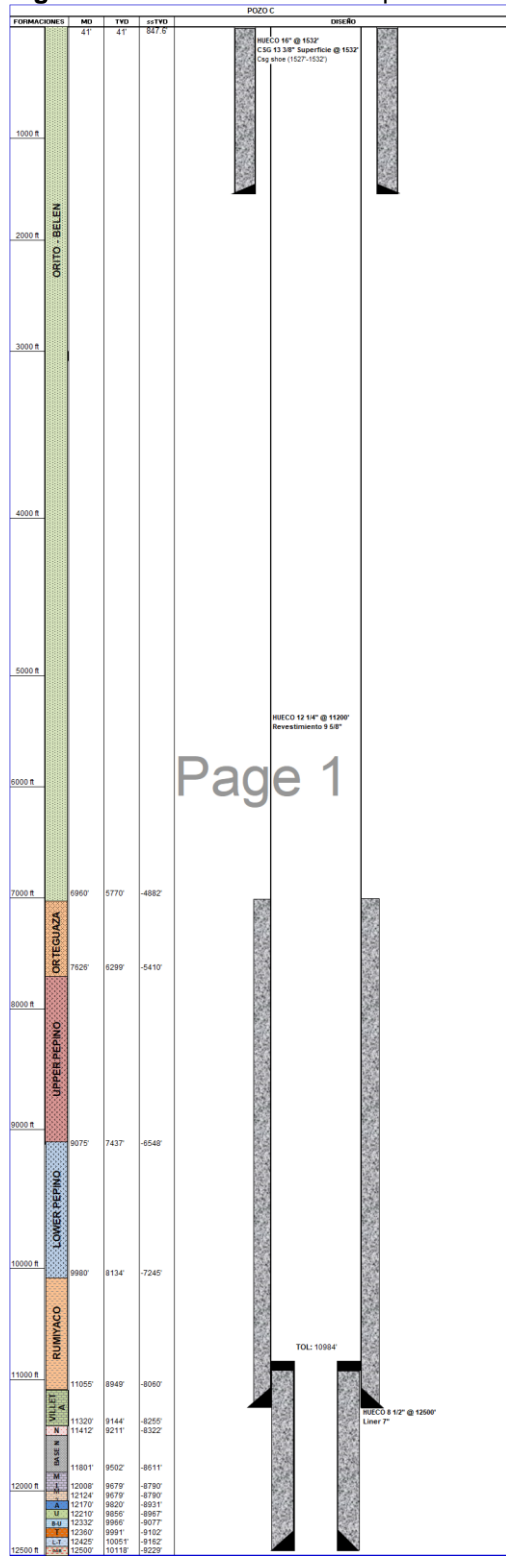
Antes de profundizar en cada una de las etapas, se muestran los estados mecánicos del pozo A y el pozo C (**Figura 2 y Figura 3**), debido a que el pozo A es el representativo de los pozos perforados con fluido base aceite y el pozo C es el representativo de los pozos perforados con lodo base agua. Los estados mecánicos serán de ayuda para poder observar las formaciones atravesadas, las diferentes secciones en las que se construyeron y las diferentes profundidades que alcanzaron cada una de las secciones.

**Figura 2.** Estado mecánico del Pozo A.



Fuente. Gran Tierra Energy.

Figura 3. Estado mecánico del pozo C.



Page 1

Fuente. Gran Tierra Energy.

Los pozos A, B, C y E se perforaron en tres secciones, las cuales se dividen en: la primera sección de 16", la sección intermedia de 12 ¼" y la última sección de 8 ½". El pozo D se perforó en dos secciones donde la primera sección es de 12 ¼" y la segunda sección es de 8 ½".

Inicialmente los pozos C, D y E se perforaron con un sistema de lodo base agua y unos determinados parámetros operacionales; en estos pozos se presentaron problemas de alto torque, arrastre y altos tiempos de viaje durante la perforación de los pozos, por lo tanto, se fueron cambiando los parámetros y el sistema de fluido de perforación cambió de base agua a base aceite para los pozos A y B. Los cambios en los parámetros y en el fluido de perforación se hicieron juntamente y no se tuvo un resultado concluyente del factor decisivo que afectó la perforación.

Los pozos se perforaron direccionalmente y el ángulo se construyó en la sección intermedia de los pozos A, B, C y E y en la segunda sección del pozo D donde se encuentran contenidas las Formaciones Orito-Belén, Orteguaza, Pepino y Rumiaco, por lo tanto, esta es la sección de estudio para este trabajo.

A continuación, se trata cada una de las etapas con sus respectivos datos:

## **2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS LODOS USADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA**

Se realizó una tabla para cada uno de los pozos donde se observan las diferentes propiedades de los fluidos de perforación. Para los lodos base aceite, es decir, los pozos A y B. Se tienen el valor mínimo, el valor máximo presentados y el rango planeado de viscosidad plástica, esfuerzos de gel, yz, filtrado, estabilidad eléctrica, cloruros, exceso de cal, OWR; para los lodos base agua, es decir, los pozos C, D y E se tienen el valor mínimo, el valor máximo presentados y el rango planeado de viscosidad plástica, esfuerzos de gel, pH, filtrado, MBT, sólidos perforados, exceso de calcio en el filtrado, exceso del ion potasio en el filtrado, exceso de PHPA en el filtrado, exceso de amina en el filtrado y porcentaje de glicol.

Posteriormente, se realizó un análisis de las propiedades fisicoquímicas de los fluidos de perforación mediante porcentajes de variación entre los valores obtenidos y los rangos planeados; así se pudo concluir cuál lodo tuvo un mejor comportamiento durante la perforación de la sección intermedia y puntualmente cuáles propiedades estuvieron dentro de los rangos permitiendo que el lodo pueda cumplir con sus funciones satisfactoriamente.

## **2.3 ESTUDIO DE LAS IMPLICACIONES TÉCNICAS, LOGÍSTICAS Y OPERACIONALES**

Se realizó un análisis estadístico de las implicaciones técnicas, logísticas y operacionales, donde se creó un caso base obtenido mediante los datos

planeados por la empresa para cada parámetro que son ROP, RPM, caudal, tiempos de perforación, WOB y torque, generados a partir de la información recopilada en los planes de perforación de cada pozo. Cada uno de estos casos base se comparó con los resultados obtenidos de los informes finales de perforación donde se encuentran detallados los datos de cada uno de los parámetros. Los datos se graficaron Parámetros operacionales vs Profundidad, teniendo en cuenta el caso base establecido con una tolerancia del 10% que resulta ser la tolerancia indicada por la empresa para para evaluar el comportamiento real en la sección intermedia de los pozos. (ANH, 2009)

En la **Tabla 1** se muestran los tiempos planeados para la perforación de cada uno de los pozos, teniendo en cuenta los tiempos de perforación de cada sección, registros eléctricos, corrida de revestimiento, cementación y demás operaciones; además estos tiempos se encuentran divididos para cada una de las secciones.

**Tabla 1.** Tiempos planeados en las actividades de perforación de la sección intermedia.

ACTIVIDAD	POZO A	POZO B	POZO C	POZO D	POZO E
	TIEMPO (días)	TIEMPO (días)	TIEMPO (días)	TIEMPO (días)	TIEMPO (días)
DRILL OUT	0.79	0.85	0.86	0.58	0.61
PERFORACION SECCION	12.71	10.64	14.66	15.79	5.64
REGISTROS ELECTRICOS	0	0	0	0	0.45
CORRIDA REVESTIMIENTO	2.35	2.33	2.31	1.92	2.05
CEMENTACION	0.3	0.3	0.94	1.48	0.41
COLGAR REVESTIMIENTO	0.55	0.55	0	0	0.61
TIEMPO SECCION	16.7	14.7	18.6	19.8	9.8

**Fuente.** Elaboración propia.

A continuación, se muestran los datos para cada uno de los parámetros operacionales como peso sobre la broca, RPM, caudal y rata de penetración para cada pozo, además de una breve descripción de cada una de las secciones:

**2.3.1 Pozo A.** El pozo A fue planeado con un perfil tipo J que llegó hasta una profundidad de 13063 pies en MD (10775 pies TVD).

Sección 12 ¼". La perforación de esta sección se planeó desde 3200 pies hasta 10500 pies con un sistema de lodo base aceite con agentes emulsificantes, bentonita organofílica, asfalto, cal, barita y carbonato de calcio; se hizo uso de un sistema de lodo base aceite debido a la alta presencia de arcillas reactivas.



**Tabla 2.** Parámetros Operacionales de Perforación del Pozo A.

PROFUNDIDAD (pies)		PARAMETROS					
DESDE	HASTA	WOB (Klb)		RPM		CAUDAL (gpm)	ROP (pie/h)
		MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO		
3200	7020	20	25	130	180	1050	200
7020	7669	25		130	180	1050	
7669	8969	25	30	130	180	1050	
8969	9589	30	35	120	130	1050	
8589	10500	28	32	130	180	1050	

**Fuente.** Elaboración propia.

**2.3.2 Pozo B.** El pozo B fue planeado con un perfil tipo J que llegó hasta una profundidad de 11703 pies en MD (10853 pies TVD).

Sección 12 ¼". La perforación de esta sección se planeó desde 4000 pies hasta 10312 pies con un sistema de lodo base aceite a base de emulsificantes, bentonita organofílica, asfalto, cal, barita y carbonato de calcio; se hizo uso de un sistema de lodos base aceite debido a la alta presencia de arcillas reactivas.

**Tabla 3.** Parámetros Operacionales de Perforación del Pozo B.

PROFUNDIDAD (pies)		PARAMETROS					
DESDE	HASTA	WOB (Klb)		RPM	CAUDAL (gpm)		ROP (pie/h)
		MÍNIMO	MÁXIMO		MÍNIMO	MÁXIMO	
4000	6328	20	25	100	900		120
6328	6902	25		100	900		
6902	8071	25	30	90	900		
8071	8506	30	35	70	150	800	
8506	10360	20	30	100	900		

**Fuente.** Elaboración propia.

**2.3.3 Pozo C.** El pozo C fue planeado con un perfil tipo J que llegó hasta una profundidad de 12485 pies en MD (10138 pies TVD).

Sección 12 ¼". La perforación de esta sección se planeó desde 1500 pies hasta 11238 pies con un sistema de lodo base agua a base de potasio, encapsulador, glicol y amina; este sistema ayuda a reducir el hinchamiento de las arcillas y la incorporación de sólidos en el sistema.

**Tabla 4.** Parámetros Operacionales de Perforación del Pozo C.

PROFUNDIDAD (pies)		PARAMETROS						
DESDE	HASTA	WOB (Kib)		RPM		CAUDAL (gpm)		ROP (pie/h)
		MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	
400	1500	5	20	40	60	650	1050	75
1500	7620	20	35	60	70	800	1050	
7620	9080	25	35	60	70	850	1050	
9080	10015	20	40	40	60	800	850	
10015	11238	25	35	70		850	1200	

Fuente. Elaboración propia.

**2.3.4 Pozo D.** El pozo D fue planeado con un perfil tipo J que llegó hasta una profundidad de 12115 pies en MD (9593 pies TVD).

Sección 8 ½". La perforación de esta sección se planeó desde 3500 pies hasta 12485 con el uso de dos sistemas de lodos, primero se utilizó un sistema de lodo base agua a base de potasio, encapsulador, glicol y amina y después se utilizó un sistema de lodo base agua a base de biopolímeros, surfactante, potasio y amina; esta sección tiene presencia de arcillas reactivas, conglomerados, y arenas de grano grueso que ayudan a la incorporación de sólidos en el sistema, por esto el sistema de lodo a base de biopolimeros pretende cerrar las gargantas de poro en la Arena N mediante el uso de carbonato de calcio e inhibir químicamente la Formación.

**Tabla 5.** Parámetros Operacionales de Perforación del Pozo D.

PROFUNDIDAD (pies)		PARAMETROS						
DESDE	HASTA	WOB (Kib)		RPM		CAUDAL (gpm)		ROP (pie/h)
		MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	
3500	7632	20	25	60	70	600	650	80
7632	9237	20	35	60	70	550	650	
9237	10275	20	35	40	60	500	600	
10275	11563	20	35	70		650		
11563	12115	20	35	70		650		

Fuente. Elaboración propia.

**2.3.5 Pozo E.** El pozo E fue planeado con un perfil tipo J que llegó hasta una profundidad de 13712 pies en MD (10141 pies TVD).

Sección 12 ¼". La perforación de esta sección se planeó desde 3500 pies hasta 9200 pies con un sistema de lodo base agua a base de potasio, encapsulador, glicol y amina; Este fluido ayuda a reducir el hinchamiento de las arcillas presentes y la incorporación de sólidos en el sistema.

**Tabla 6.** Parámetros Operacionales de Perforación del Pozo E

PROFUNDIDAD (pies)		PARAMETROS						
DESDE	HASTA	WOB (Kib)		RPM		CAUDAL (gpm)		ROP (pie/h)
		MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	
3500	7369	15	25	180		1200		120
7369	8437	15	25	180		1200		
8537	9000	20	30	150	180	1200		

**Fuente.** Elaboración propia.

## 2.4 IDENTIFICACIÓN DE LA INTERACCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON LAS FORMACIONES

La determinación de la interacción de los fluidos de perforación con las formaciones perforadas en la sección intermedia de los pozos se realizó mediante las pruebas de laboratorio de densidad, Punto Cedente, hinchamiento lineal, difracción de rayos X y capacidad de intercambio catiónico; estas pruebas fueron realizadas conforme a la norma **API RP 13 B-1** para fluidos base agua y **API 13 B-2** para fluidos base aceite.

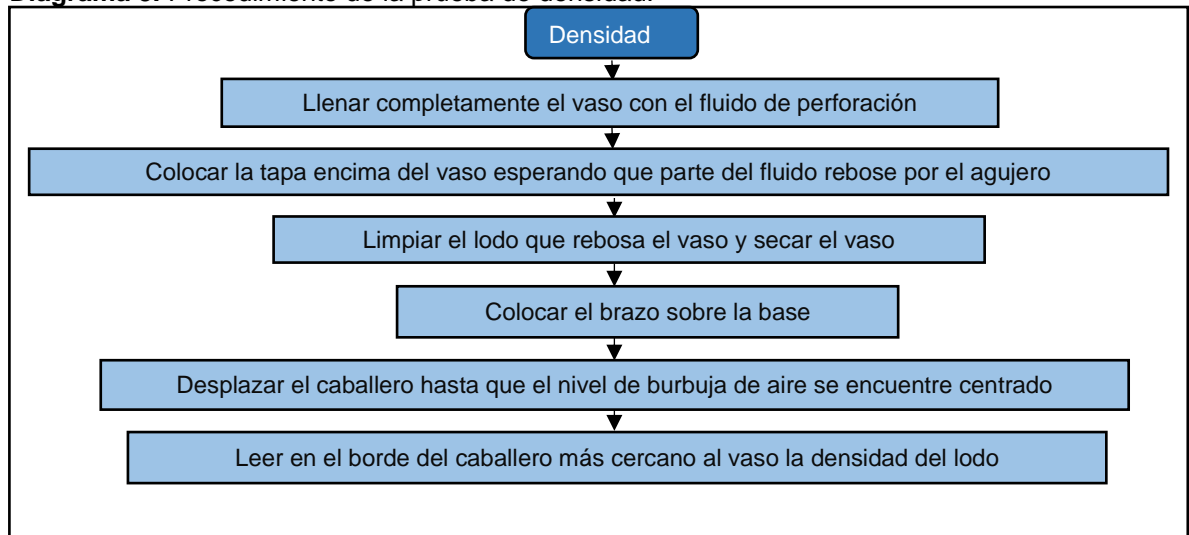
Las pruebas de densidad y Punto Cedente (reología) se tienen registradas para cada uno de los pozos; mientras que las pruebas de hinchamiento lineal, capacidad de intercambio catiónico y difracción de rayos X se tienen para dos Formaciones que son Orito-Belén y Rumiyaco que forman parte de la sección intermedia de los pozos.

Se efectuó un análisis de los resultados obtenidos de las pruebas de densidad y Punto Cedente, en el cual se estableció como caso base la información de los planes de fluidos de perforación de cada pozo; de este modo, se pudo comparar el comportamiento de las propiedades de los fluidos de perforación utilizados en cada uno de los pozos con su caso base. Los datos se graficaron propiedades de los fluidos de perforación vs profundidad, teniendo en cuenta el caso base establecido con una tolerancia del 10% para evaluar el comportamiento real en la sección intermedia de los pozos.

Además, los recortes obtenidos de las Formaciones Orito-Belén y Rumiyaco mediante la perforación de cada pozo, se evaluaron mediante las pruebas de hinchamiento lineal, capacidad de intercambio catiónico y difracción de rayos X; así se pudo determinar la interacción de los fluidos de perforación con estas dos Formaciones y ver cuál de los fluidos de perforación tuvo menos repercusiones y reacciones con los minerales y suelos de cada formación.

**2.4.1 Densidad.** Según el Well Control School<sup>39</sup> la prueba de densidad permite medir el peso o densidad del lodo que resulta ser la relación entre masa y volumen. Para realizar esta prueba se utiliza la balanza de lodo que se compone principalmente de una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa (con un agujero en la mitad), cuchillo, nivel de burbuja de aire, caballero y contrapeso. El proceso se puede observar en la **Diagrama 3**.

**Diagrama 3.** Procedimiento de la prueba de densidad.



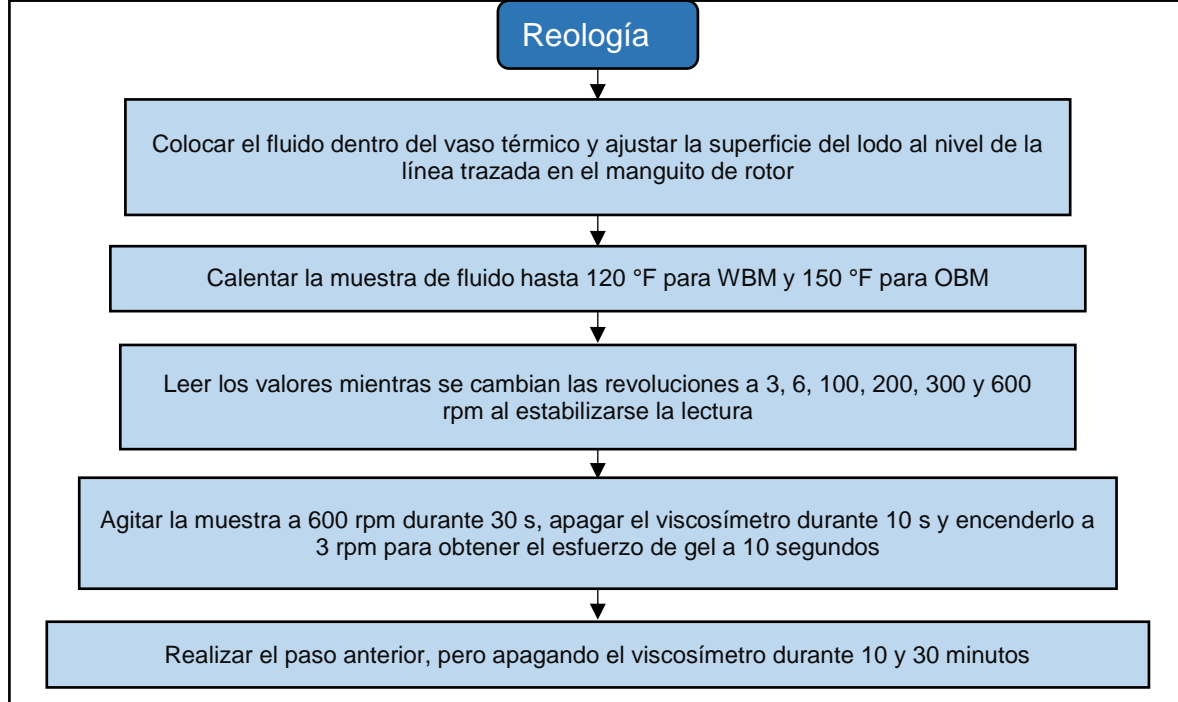
**Fuente.** Elaboración propia.

**2.4.2 Reología.** Según el Well Control School<sup>40</sup> la prueba de reología es un conjunto de pruebas que permiten hallar la viscosidad plástica, la viscosidad aparente, el punto cedente y los esfuerzos de gel de los fluidos de perforación, en este caso, los resultados más relevantes son la viscosidad plástica y el punto cedente. La prueba de reología se realiza mediante el viscosímetro rotativo que es accionado por un motor eléctrico, donde el fluido de perforación está contenido en el espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El procedimiento se observa en el **Diagrama 4**.

<sup>39</sup> WELL CONTROL SCHOOL. Tecnología básica de perforación. WCS, 2011.p. 33.

<sup>40</sup> Ibid, p. 35.

**Diagrama 4.** Procedimiento de la prueba de reología.



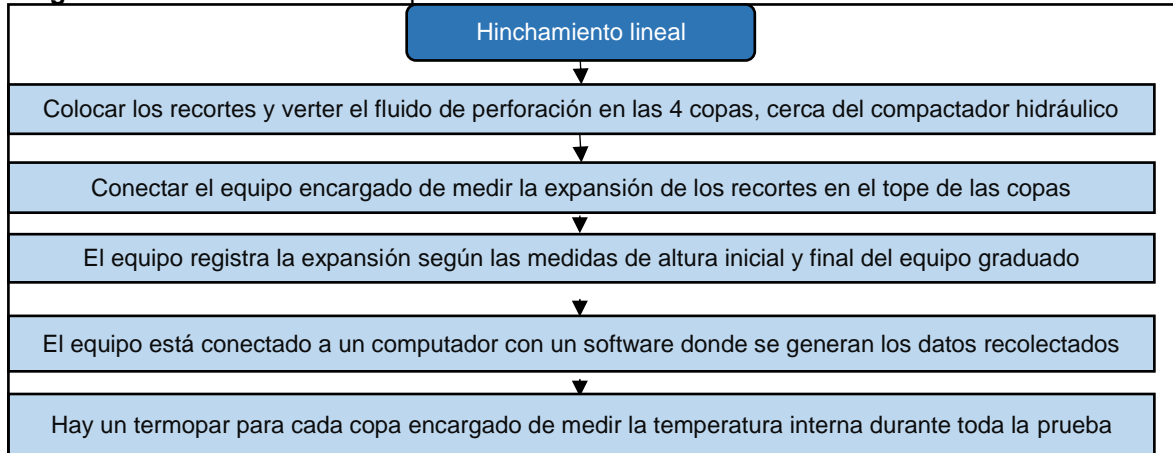
**Fuente.** Elaboración propia.

Se utiliza la **Ecuación 3** para determinar el punto cedente, que es la propiedad requerida para este trabajo.

**2.4.3 Hinchamiento Lineal.** Según Revollo<sup>41</sup> la prueba de hinchamiento lineal consiste en simular el hinchamiento de las arcillas de la formación con un fluido base agua y observar su efecto inhibitorio. El medidor de hinchamiento lineal es el equipo utilizado para esta prueba, este equipo está diseñado para medir la expansión volumétrica (o contracción) de una muestra de núcleo, o en este caso, los recortes obtenidos de la operación de perforación de cada pozo, mientras se saturan con una muestra del fluido de perforación utilizado; este equipo trabaja a altas presiones y altas temperaturas, lo cual permite simular las condiciones de fondo. El procedimiento se observa en la **Diagrama 5**.

<sup>41</sup> REVOLLO, Angela. [Sitio web]. SCRIBD. Prueba de hinchamiento lineal. [Consultado 15 febrero de 2020]. Archivo pdf. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/306745765/Prueba-de-Hinchamiento-Lineal>

**Diagrama 5.** Procedimiento de la prueba de hinchamiento lineal.

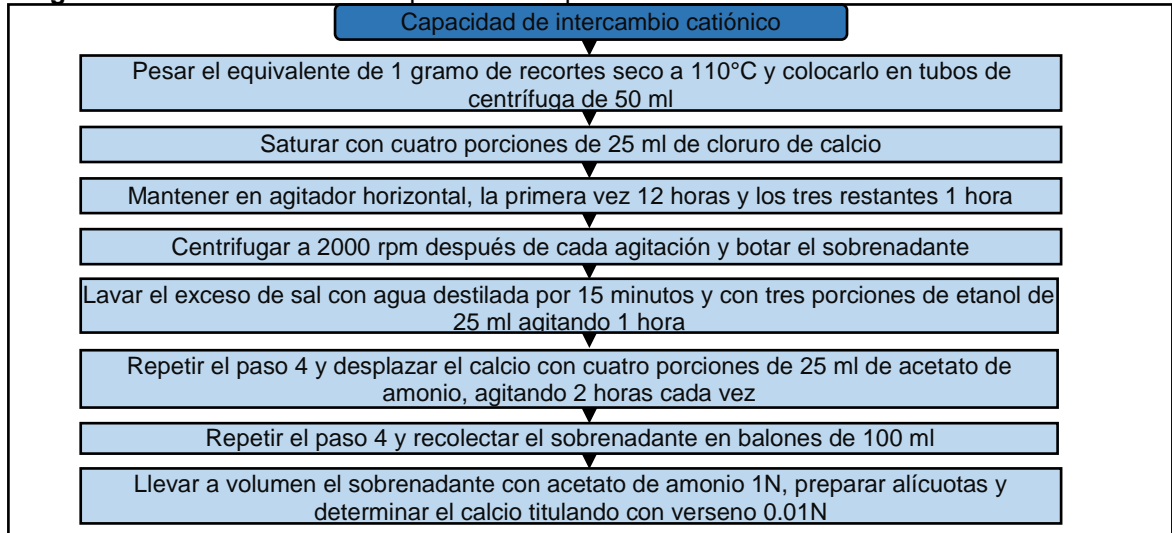


**Fuente.** Elaboración propia.

**2.4.4 Capacidad de intercambio catiónico.** Según Schlumberger<sup>42</sup> la capacidad de intercambio catiónico se mide por la contribución de carga positiva admitida en una arcilla que en su superficie tenga carga negativa por unidad de volumen poroso (meq/100g); al sumergir la arcilla en un electrolito esta atrae la carga de los cationes hacia su superficie, para medir esto se usan técnicas como química por vía húmeda, salinidad múltiple y el potencial de membrana. Los resultados obtenidos por medio de química por vía húmeda no suelen ser representativos pese a ser los más fáciles de ejecutar y los resultados que se obtienen por medio de salinidad múltiple y el potencial de membrana son mediciones directas del efecto del intercambio catiónico en la resistividad de las formaciones y el potencial espontáneo. El procedimiento se encuentra en el **Diagrama 6**.

<sup>42</sup> SCHLUMBERGER.[Sitio web]. Oilfield glossary. Capacidad de intercambio catiónico. [Consultado 20 de diciembre de 2019]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/cation\\_exchange\\_capacity.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/cation_exchange_capacity.aspx)

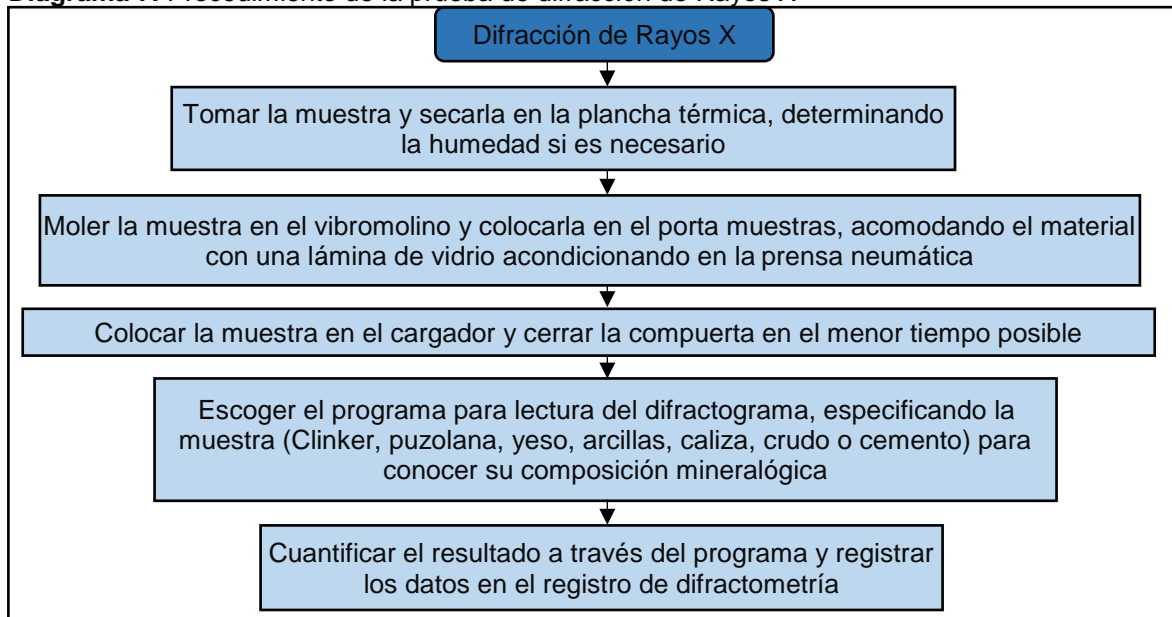
**Diagrama 6.** Procedimiento de la prueba de capacidad de intercambio catiónico.



Fuente. Elaboración propia.

**2.4.5 Difracción de Rayos X (XRD).** Esta prueba se realiza a través del equipo XRD donde se mide la difracción de los rayos X en la muestra, los picos son un indicativo de la distancia entre los planos de difracción de los minerales y la intensidad de la curva indica la cantidad del mineral. Esta prueba arroja un resultado semicuantitativo ya que está afectado por la geometría de la medición. El procedimiento se encuentra en la **Diagrama 7**.

**Diagrama 7.** Procedimiento de la prueba de difracción de Rayos X



Fuente. Elaboración propia

**Tabla 7.** Propiedades de los sistemas de lodos de perforación.

PROPIEDAD	POZO A		POZO B		POZO C		POZO D		POZO E	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
TIPO DE LODO	BASE ACEITE		BASE ACEITE		BASE AGUA		BASE AGUA		BASE AGUA	
DENSIDAD (ppg)	12.5	13	11	11.5	11	11.5	11	11.5	10	11
OWR	80/20		80/20							
PV (cp)	ALAP		ALAP		ALAP		ALAP		ALAP	
YP (lb/100pies2)	23	28	14	20	24	32	23	32	22	32
YZ (lb/100 pies2)	13	16	6	12	8	16	8	16	8	16
GELES (lb/100 pies2)	14/18/21	20/25/30	06/08/12	12/18/25	9/14/18	16/26/35	12/18/26	14/22/30	9/12/15	18/28/38
PH					9	9.5	9	9.5	8.5	9
FILTRADO API (cc)					5	6	5	6	<7	
FILTRADO HTHP (ml)	< 8		< 8							
MBT (lb/bbl)					<10		<10		<15	
EXCESO DE Ca++ (ppm)	3	5	3	5	200	300	< 200		< 100	
EXCESO DE ION K+ (ppm)					6	8	6	8	6	8
EXCESO DE PHPA (ppb)					0.9	1.1	0.9	1.1	0.9	1.1
EXCESO DE AMINA (gal/bbl)					0.3	0.4	0.3	0.4	0.3	0.4
SOLIDOS PERFORADOS (%)										
ESTABILIDAD ELECTRICA (volt)	800	1000	800	1000						
CLORUROS EN FASE ACUOSA (mg/lt)	110	120	90	100						
PORCENTAJE DE GLICOL EN EL FLUIDO (%v/v)					1.5	2	1.5	2	1.5	2
LGS (%v/v)					3	7	<7		<5	

**Fuente.** Gran Tierra Energy.

**Tabla 8.** Aditivos usados en los sistemas de lodos de perforación

PRODUCTO (ppb)	POZO A		POZO B		POZO C		POZO D		POZO E	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
VISCOSIFICANTE	6	8	6	8	0.5	1	0.5	1	0.5	1
EXTENDEDOR DE BENTONITA										
FUENTE DE ION CALCIO										
DISPERSANTE										
DENSIFICANTE	LA REQUERIDA		LA REQUERIDA		140	170	140	170	LA REQUERIDA	
EMULSIFICANTE PRIMARIO	4	6	4	6						
EMULSIFICANTE SECUNDARIO	3	4	3	4						
HUMECTANTE	1	2	1	2						
ALCALIZANTE	8	10	8	10						
CONTROL DE FILTRADO 1	4	6	4	6	2	3	2	3	2	4
CONTROL DE FILTRADO 2					0.5	0.75	0.5	0.75	2	4
CONTROL DE FILTRADO 3									0.5	1.5
SELLANTE 1	30	50	30	50	2	8	2	4	3	5
SELLANTE 2	3	7	3	5	18	20	18	20		
SELLANTE 3					10	15				
SELLANTE 4										
SELLANTE 5										
SALINIDAD FASE AGUA	8	10	8	10						
CONTROL DE PH					0.5	0.8	0.5	0.8	0.5	0.8
ENCAPSULADOR					0.9	1.1	0.9	1.1	0.9	1.1
INHIBIDOR 1 (v/v)					9	10	9	10	9	10
INHIBIDOR 2					1.5	2	1.5	2	1.5	2
AMINA-INHIBIDOR					0.3	0.4	0.3	0.4	0.3	0.4

**Fuente.** Gran Tierra energy



**Tabla 8.** Aditivos usados en los sistemas de lodos de perforación (Continuación)

BIOCIDA					0.1	0.3	0.1	0.3	0.1	0.3
SURFACTANTE										
LCM										
MATERIAL DE PUENTE 1									4	10
MATERIAL DE PUENTE 2									6	15
MATERIAL DE PUENTE 3									10	25
MATERIAL DE PUENTE 4										
DESEMULSIFICANTE										
EXTENDEADOR TIXOTROPICO										

**Fuente.** Gran Tierra energy

## 2.5 DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES OPERACIONALES DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE RESPECTO A LOS FLUIDOS BASE AGUA

La determinación de los límites operacionales de la perforación con los fluidos base aceite respecto a los base agua se realizó comparando estrictamente dos pozos que son el pozo A (fluido de perforación base aceite) y el pozo C (fluido de perforación base agua), debido a que los estados mecánicos y las profundidades alcanzadas en la sección intermedia son muy similares; además, los parámetros más relevantes como el torque, la inclinación, el Punto Cedente, entre otros oscilan entre unos rangos de valor similares.

Se grafican los parámetros más influyentes durante la perforación de la sección intermedia que son el torque, el Punto Cedente, la RPM y la rata de penetración efectiva vs la profundidad de cada una de las formaciones. Se halla el promedio de estos parámetros para cada formación y se observa el comportamiento que tuvo cada uno respecto al fluido de perforación base aceite para el pozo A y al fluido base agua para el pozo C. Luego, se halla el porcentaje de variación que tuvo cada parámetro con el fluido base aceite respecto del fluido base agua y se realiza su posterior análisis. Así, se pueden determinar en conjunto los límites operacionales que presentan tanto el fluido base aceite como el fluido base agua y se puede concluir cuál de los dos fluidos presentó mejores resultados en los parámetros operacionales, en las propiedades del fluido y cuál se comportó mejor con respecto a la interacción con las Formaciones.

Posteriormente, se observan los diferentes tiempos obtenidos durante la perforación del pozo A y el pozo C que son los tiempos de perforación, tiempos de corrida de revestimiento, tiempos de viaje y tiempos no productivos. Se comparan estos tiempos y el análisis se realiza viendo la disminución o aumento que tuvo la perforación con lodo base aceite respecto a la perforación con lodo base agua mediante porcentajes.

## 2.6 EVALUACIÓN FINANCIERA MEDIANTE LA RELACIÓN COSTO-BENEFICIO

Se realizó la evaluación de la relación costo-beneficio entre la perforación con lodo base agua y lodo base aceite; para esto se tuvieron en cuenta los límites operacionales determinados anteriormente donde se encuentran los factores técnicos de la perforación y los lodos de perforación utilizados contra los costos de implementación y disposición de los fluidos y tratamiento de los cortes; teniendo en cuenta estos factores se pudo evidenciar cual lodo en conjunto con los resultados de las operaciones generó mayor beneficio a menor costo y según las necesidades de la empresa se determinó cual fluido se ajusta mejor a las condiciones de operación en el sur de la Cuenca del Putumayo.

En los costos obtenidos, se encuentran los costos de equipos como el taladro, las brocas, LWD, cabezal, entre otros; la preparación de los lodos, los costos de disposición, los costos de tratamiento y los costos de transporte de lodos y cortes. Se comparan los costos del pozo A y el pozo C, para determinar cuál de los dos sistemas presenta menores costos. Posteriormente, se realiza la relación beneficio-costos que según Baca<sup>43</sup> es la relación entre los beneficios netos de la perforación de los pozos y sus costos evaluados durante un periodo de análisis. La relación beneficio-costos tiene unos criterios para determinar la viabilidad de proyectos donde:

- $B/C > 1$ : Es viable
- $B/C < 1$ : No es viable
- $B/C = 1$ : Indiferencia

Se realizó la comparación de los diferentes costos antes mencionados de la perforación con lodo base aceite y la perforación con base agua mediante una gráfica de barras; luego, se observa cuánto disminuye cada uno de los costos de la perforación con lodo base aceite respecto de la perforación con lodo base agua y así se obtienen los beneficios netos.

Por último, se hace la relación beneficio-costos mediante la **Ecuación 4** y según el valor que se obtiene, se compara con los diferentes criterios para determinar la viabilidad de la perforación con lodo base aceite respecto de la perforación con lodo base agua.

**Ecuación 4.** Relación beneficio-costos.

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{Beneficios Netos}}{\text{Inversión} + \text{Costos}}$$

**Fuente.** Libro Ingeniería Económica. Baca

<sup>43</sup> BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo educativo panamericano, 1996. p. 266.

### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta sección se realizará la descripción de las propiedades fisicoquímicas de los lodos utilizados durante la perforación de los pozos A, B, C, D y E y el análisis del comportamiento de los parámetros de operación (ROP, RPM, tiempo, caudal, Torque, WOB) y parámetros del lodo (Densidad y Punto Cedente) durante la perforación de los pozos A, B, C, D y E con el fin de definir los rangos de operación de cada pozo.

#### 3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES FISICOQUÍMICAS DE LOS LODOS USADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA

A continuación, se realizará la descripción de las propiedades fisicoquímicas de los lodos utilizados durante la perforación de los pozos A, B, C, D y E.

**3.1.1 PRUEBAS DE LABORATORIO POZO A.** A continuación, se realizará la descripción de las propiedades del lodo base aceite utilizado durante la perforación del pozo A basado en las pruebas de laboratorio que se muestran en la **Tabla 9**.

**Tabla 9.** Propiedades del lodo base aceite (pozo A)

PROPIEDADES LODO	MIN	MAX	PLAN
VISCOSIDAD PLASTICA (cP)	12	30	ALAP
ESFUERZOS DE GEL (lb/100ft <sup>2</sup> )	14/18/22	20/30/38	18/14/21 20/25/30
YZ	14	19	13 - 16
FILTRADO (cc)	4	5,4	< 8
ESTABILIDAD ELECTRICA (volts)	810	989	800 - 1000
CLORUROS (mg/lt)	110455	120354	110000 - 120000
EXCESO DE CAL (ppb)	4,1	6,1	3,0 -5,0
OWR	80/20	80/20	80/20

Fuente. Laboratorio NOV

La viscosidad plástica que mostro el pozo A estuvo entre 12 y 30 cP, aumentando a medida que fue aumentando la densidad de acuerdo a las necesidades que se evidenciaron durante la construcción del pozo, esto quiere decir que a medida que avanza la perforación el fluido presento mayor resistencia a fluir, dificultando a su vez el transporte de los cortes generados.

Se esperaba que el filtrado fuera menor a 8 cm<sup>3</sup>, y las pruebas arrojaron que el filtrado del lodo estuvo entre 4 y 5,4 cm<sup>3</sup>, esto indica un filtrado entre 32,5% y 50% menor al esperado lo cual es buen indicio de una buena inhibición de las arcillas. La estabilidad eléctrica se esperaba tuviera valores entre 800 y 1000 voltios; las pruebas mostraron que esta propiedad estuvo entre 810 y 989 voltios manteniéndose dentro de los límites planeados con un porcentaje de variación de 1,25% respecto al límite inferior y 1,1% del límite superior, adicionalmente el valor

de OWR que se mantuvo en 80/20 según lo planeado y el exceso de cal se mantuvo cercano al rango planeado garantizando que hay suficiente presencia de ( $\text{OH}^{-1}$ ) para mantener una emulsión estable.

Se planeó mantener los cloruros entre 110000 y 120000 mg/lt, los resultados de las pruebas arrojaron como resultado que este parámetro estuvo entre 110455 y 120354 mg/lt, teniendo una variación de 0,41% en el límite inferior y 0,3% en el límite superior. Con estos resultados evidencia que hubo buena inhibición de las arcillas.

**3.1.2 PRUEBAS DE LABORATORIO POZO B.** A continuación, se realizará la descripción de las propiedades del lodo base aceite utilizado durante la perforación del pozo B basado en las pruebas de laboratorio que se muestran en la **Tabla 10**.

**Tabla 10.** Propiedades del lodo base aceite (pozo B)

PROPIEDADES LODO	MIN	MAX	PLAN
OWR	80/20	80/20	80/20
VISCOSIDAD PLASTICA (cP)	7	13	ALAP
ESFUERZOS DE GEL (lb/100ft <sup>2</sup> )	7/8/9	11/18/24	6/8/12 12/18/25
FILTRADO (cc)	6.4	6.8	< 8
ESTABILIDAD ELECTRICA (volts)	815	895	800 - 1000
CLORUROS (mg/lt)	88476	92000	90000 - 100000
EXCESO DE CAL (ppb)	3.88	5.2	3.0 - 5.0

**Fuente.** Laboratorio NOV

La viscosidad plástica que mostro el pozo B estuvo entre 7 y 13 cP, aumentando a medida que fue avanzando la construcción del pozo, esto quiere decir que a medida que avanzo la perforación el fluido presento mayor resistencia a fluir, dificultando a su vez el transporte de los cortes generados.

Se esperaba que el filtrado fuera menor a 8 cm<sup>3</sup>, y las pruebas arrojaron que el filtrado del lodo estuvo entre 6.4 y 6.8 cm<sup>3</sup>, esto indica un filtrado entre 15% y 20% menor al esperado lo cual es buen indicio de una buena inhibición de las arcillas.

La estabilidad eléctrica se esperaba tuviera valores entre 800 y 1000 voltios, las pruebas mostraron que esta propiedad estuvo entre 815 y 895 voltios manteniéndose dentro de los límites planeados con un porcentaje de variación de 1,88% respecto al límite inferior y 10,2% del límite superior, adicionalmente el valor de OWR que se mantuvo en 80/20 según lo planeado y el exceso de cal se mantuvo cercano al rango planeado garantizando que hay suficiente presencia de ( $\text{OH}^{-1}$ ) para mantener una emulsión estable.

Se planeó mantener los cloruros entre 90000 y 100000 mg/lt, los resultados de las pruebas arrojaron como resultado que este parámetro estuvo entre 88476 y 92000 mg/lt, teniendo una variación de 1,69% en el límite inferior y 8% en el límite superior. Con estos resultados evidencia que hubo buena inhibición de las arcillas.

**3.1.3 PRUEBAS DE LABORATORIO POZO C.** A continuación, se realizará la descripción de las propiedades del lodo base agua utilizado durante la perforación del pozo C basado en las pruebas de laboratorio que se muestran en la **Tabla 11**

**Tabla 11.** Propiedades del lodo base aceite (pozo C)

PROPIEDADES LODO	MIN	MAX	PLAN
VISCOSIDAD PLASTICA (cP)	17	27	ALPA
ESFUERZOS DE GEL (lb/100ft <sup>2</sup> )	10/12/2014	21/27/38	9/14/18 16/26/35
PH	9	9,5	9 - 9,5
FILTRADO (cc/30 min)	5,2	6	5,0 - 6,0
MBT (lpb)	6,25	22,5	< 10
SOLIDOS PERFORADOS (%)	1,4	4,5	< 7
EXCESO DE CALCIO EN EL FILTRADO (ppm)	220	580	200 -300
EXCESO DEL ION POTASIO EN EL FILTRADO (ppm)	7150	7876	6000 - 8000
EXCESO DE PHPA EN EL FILTRADO	0,7	1,1	0,9 - 1,1
EXCESO DE AMINA EN EL FILTRADOS (gal/bbl)	0,34	0,38	0,3 - 0,4
PORCENTAJE DE GLICOL (%v/v)	1,6	2	1,5 - 2

**Fuente.** Laboratorio NOV

La viscosidad plástica que mostro el pozo C estuvo entre 17 y 27 cP, aumentando a medida que fue avanzando la construcción del pozo, esto quiere decir que a medida que avanza la perforación el fluido presenta mayor resistencia a fluir. El pH se mantuvo en el rango planeado teniendo como valor mínimo 9 y como máximo 9,5. Se esperaba que el filtrado estuviera entre 5 y 6 cm<sup>3</sup>, y las pruebas arrojaron que el filtrado del lodo estuvo entre 5.2 y 6 cm<sup>3</sup>, manteniéndose dentro de los límites planeados con un porcentaje de variación del 4% respecto al límite inferior y 0% del límite superior.

Se esperaba el contenido de arcilla fuera menor 10 lpb, las pruebas de laboratorio mostraron que este estuvo entre 6,25 y 22,5 lpb, alejándose del valor planeado, el porcentaje de variación fue de 37,5% respecto al límite inferior y 125% respecto al límite superior, esto indica una mala inhibición de las arcillas.

Se esperaba que el porcentaje de solidos perforados fuera menor al 7 %, este estuvo entre 1,4 y 4,5 %, el porcentaje de variación respecto al valor planeado estuvo entre 35,7% y 80%. Esto indica que hubo un qué lodo tuvo un buen desempeño en el transporte de los cortes.

Se esperaba que el exceso de calcio estuviera entre 200 y 300 ppm, la prueba de laboratorio muestra que este parámetro estuvo entre 220 y 580 ppm, con un porcentaje de variación del 10 % respecto al límite inferior y 93.33% respecto al límite superior.

Se planeó el exceso de potasio estuviera entre 6000 y 8000 ppm, la prueba de laboratorio muestra que este parámetro estuvo entre 7150 y 7876 ppm, con un porcentaje de variación del 19,17 % respecto al límite inferior y 1,55% respecto al límite superior. El exceso de PHPA planeado esta entre 0,9 y 1,1 ppm, la prueba de laboratorio muestra que este parámetro estuvo entre 0,7 y 1,1 ppm, con un porcentaje de variación del 22,22 % respecto al límite inferior y 0% respecto al límite superior. Se planeó el exceso de Amina estuviera entre 0,3 y 0,4 gal/bbl, la prueba de laboratorio muestra que este parámetro estuvo entre 0,34 y 0,38 gal/bbl, manteniéndose dentro del límite planeado, con un porcentaje de variación de 13,3 % respecto al límite inferior y 5% respecto al límite superior.

**3.1.4 PRUEBAS DE LABORATORIO POZO D.** A continuación, se realizará la descripción de las propiedades del lodo base agua utilizado durante la perforación del pozo D basado en las pruebas de laboratorio que se muestran en la **Tabla 12**.

**Tabla 12.** Propiedades del lodo base aceite (pozo D)

PROPIEDADES LODO	MIN	MAX	PLAN
VISCOSIDAD PLASTICA (Cp)	7	14	ALAP
ESFUERZOS DE GEL (lb/100ft <sup>2</sup> )	9/10/11	14/19/25	12/14/18 22/26/30
PH	9	9.5	9 - 9.5
FILTRADO (cc/30 min)	5.6	6	5.0 - 6.0
MBT (lpb)	3.75	10	<= 10
SOLIDOS PERFORADOS (%)	1	4.6	< 7
EXCESO DE CALCIO EN EL FILTRADO (ppm)	120	640	<= 200
EXCESO DEL ION POTASIO EN EL FILTRADO (ppm)	6234	7724	6000 - 8000
EXCESO DE PHPA EN EL FILTRADO	0.6	1.1	0.9 - 1.1
EXCESO DE AMINA EN EL FILTADOS (gal/bbl)	0.31	0.4	0.3 - 0.4
PORCENTAJE DE GLICOL (%v/v)	1.3	1.8	1.5 - 2

**Fuente.** Laboratorio NOV

La viscosidad plástica que mostro el pozo D estuvo entre 7 y 14 cP, aumentando a medida que fue avanzando la construcción del pozo, esto quiere decir que a medida que avanza la perforación el fluido presento mayor resistencia a fluir.

El pH se mantuvo en el rango planeado teniendo como valor mínimo 9 y como máximo 9,5. Se esperaba que el filtrado estuviera entre 5 y 6 cm<sup>3</sup>, y las pruebas arrojaron que el filtrado del lodo estuvo entre 5.6 y 6 cm<sup>3</sup>, manteniéndose dentro de los limites planeados con un porcentaje de variación del 12% respecto al límite inferior y 0% del límite superior.

Se esperaba el contenido de arcilla fuera menor o igual a 10 lpb, las pruebas de laboratorio mostraron que este estuvo entre 3,75 y 10 lpb, manteniéndose dentro del rango planeado, el porcentaje de variación fue de 62,5% respecto al límite inferior y 0% respecto al límite superior, esto indica una buena inhibición de las arcillas.

Se esperaba que el porcentaje de solidos perforados fuera menor al 7 %, este estuvo entre 1 y 4,6 %, el porcentaje de variación respecto al valor planeado estuvo entre 34,28% y 85,71%. Esto indica que hubo un qué lodo tuvo un buen desempeño en el transporte de los cortes.

Se esperaba que el exceso de calcio fuera menor o igual a 200 ppm, la prueba de laboratorio muestra que este parámetro estuvo entre 120 y 640 ppm, con un porcentaje de variación del 40 % respecto al límite inferior y 320% respecto al límite superior. Se planeó el exceso de potasio estuviera entre 6000 y 8000 ppm, la prueba de laboratorio muestra que este parámetro estuvo entre 6234 y 7724 ppm, con un porcentaje de variación del 3,9 % respecto al límite inferior y 3,45% respecto al límite superior.

El exceso de PHPA planeado esta entre 0,9 y 1,1 ppm, la prueba de laboratorio muestra que este parámetro estuvo entre 0,6 y 1,1 ppm, con un porcentaje de variación del 33,33 % respecto al límite inferior y 0% respecto al límite superior. Se planeó el exceso de Amina estuviera entre 0,3 y 0,4 gal/bbl, la prueba de laboratorio muestra que este parámetro estuvo entre 0,31 y 0,4 gal/bbl, manteniéndose dentro del límite planeado, con un porcentaje de variación de 3,33 % respecto al límite inferior y 0% respecto al límite superior.

**3.1.5 PRUEBAS DE LABORATORIO POZO E.** A continuación, se realizará la descripción de las propiedades del lodo base agua utilizado durante la perforación del pozo E basado en las pruebas de laboratorio que se muestran en la **Tabla 13**.

**Tabla 13.** Propiedades del lodo base aceite (pozo E)

<b>PROPIEDADES LODO</b>	<b>MIN</b>	<b>MAX</b>	<b>PLAN</b>
VISCOSIDAD PLASTICA (cP)	11	26	ALAP
PH	8.9	9.7	8.5 - 9
FILTRADO (cc/30 min)	6.0	7.8	< 7
MBT (lpb)	3.75	23.75	< 15
EXCESO DE CALCIO EN EL FILTRADO (ppm)	80	900	< 100
EXCESO DEL ION POTASIO EN EL FILTADO (ppm)	7300	8400	6000 - 8000
EXCESO DE PHPA EN EL FILTRADO	0.8	1.1,	0.9 - 1.1
EXCESO DE AMINA EN EL FILTADOS (gal/bbl)	0.34	0.39	0.3 - 0.4
PORCENTAJE DE GLICOL (%v/v)	1.7	2	1.5 - 2

**Fuente.** Laboratorio NOV

La viscosidad plástica que mostro el pozo E estuvo entre 11 y 26 cP, aumentando a medida que fue avanzando la construcción del pozo, esto quiere decir que a medida que avanza la perforación el fluido presento mayor resistencia a fluir. Se planeó que el pH estuviera entre 8,5 y 9, las pruebas de laboratorio mostraron que los valores estuvieron entre 8,9 y 9,7, variando del rango planeado el 4,7% respecto al límite inferior y 7,78% respecto al límite superior.

Se esperaba que el filtrado fuera menor a 7 cm<sup>3</sup>, y las pruebas arrojaron que el filtrado del lodo estuvo entre 6 y 7,8 cm<sup>3</sup>, variando del rango planeado el 29,41% respecto al límite inferior y 11,42% respecto al límite superior.

Se esperaba el contenido de arcilla fuera menor 15 lpb, las pruebas de laboratorio mostraron que este estuvo entre 3,75 y 23,75 lpb, alejándose del valor planeado, el porcentaje de variación fue de 75% respecto al límite inferior y 58,33% respecto al límite superior, esto indica una mala inhibición de las arcillas. Se esperaba que el exceso de calcio fuera menor a 100 ppm, la prueba de laboratorio muestra que este parámetro estuvo entre 80 y 900 ppm, con un porcentaje de variación del 20 % respecto al límite inferior y 900% respecto al límite superior

### **3.2 ESTUDIO DE LAS IMPLICACIONES TÉCNICAS, LOGÍSTICAS Y OPERACIONALES.**

En esta sección se analizarán las gráficas con el fin de definir los rangos de operación para cada pozo, para esto se manejó un margen de tolerancia del 10% para todos los parámetros teniendo como base los datos suministrados por Gran Tierra para considerar correcto o errático su comportamiento.

La sección intermedia (sección de interés) de los pozos A y B fueron perforados con lodo base aceite y los pozos C, D y E fueron perforados con lodo base agua. Para el análisis de los parámetros de perforación (RPM, ROP, Caudal, Tiempo, Torque y WOB) y pruebas de laboratorio (Densidad y Punto Cedente).

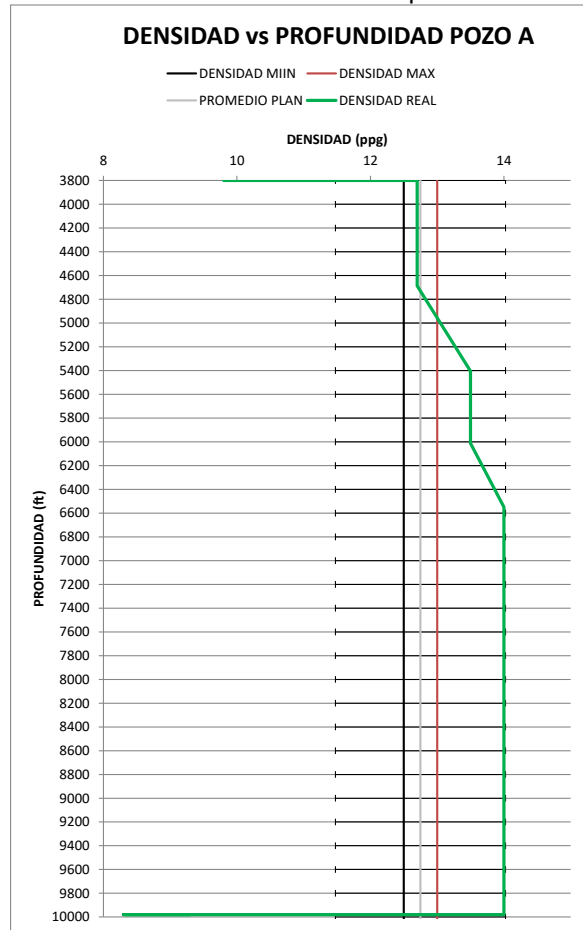
Los datos que no son posibles observar en las gráficas pero que aportan a la explicación del comportamiento de las mismas fueron suministrados por la compañía operadora.

**3.2.1 POZO A.** Se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo A para los parámetros del lodo (Densidad y Punto Cedente) y los parámetros de operación (ROP, RPM, tiempo, caudal, Torque, WOB) teniendo como margen de tolerancia el 10% respecto al caso ideal que para este caso es el promedio entre el valor máximo y mínimo planeado y definirán los rangos de operación en este pozo.

**3.2.1.1 Densidad.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo A para la Densidad.



**Gráfica 1.** Densidad del lodo del pozo A



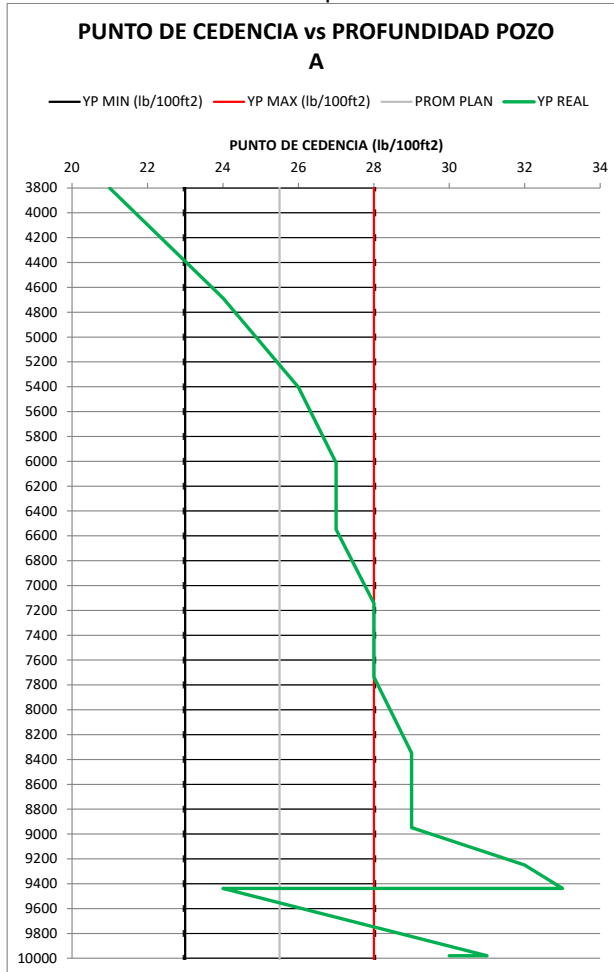
**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo A la densidad ideal planeada fue de 12,75 ppg. A la profundidad de 3800 pies se realizó la homogenización del lodo después del cambio de base agua por base aceite, debido a esto la densidad vario entre 9,8 y 13 ppg; ya homogenizado el lodo, la seccion se inicio con un lodo de 13 ppg con una variacion de 1,96% por encima del plan; entre las profundidades de 3800 a 6500 la densidad del lodo fue aumentando desde 13 a 14 ppg debido a la adición de píldoras viscosas para mejorar la limpieza del hueco por lo que se tuvo una variacion entre 1,96% y 9,8% por encima del valor ideal, entre 6500 y 10000 pies la densidad se mantuvo constante en 14 ppg con una variacion del 9,8% por encima del plan. Durante la construccion de la seccion, el lodo se mantuvo dentro del margen de tolerancia del 10% propuesto para evaluar su desmepeño, iniciando muy cerda del valor planeado y alejandose de este debido la necesidad de aumentar la densidad del lodo dada a la inestabilidad mecanica que se presento en el pozo.

Para el pozo A el rango de operación de la densidad fue entre 13 ppg y 14 ppg. (Ver **Gráfica 1**).

**3.2.1.2 Punto Cedente.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo A para el Punto Cedente.

**Grafica 2.** Punto Cedente pozo A



**Fuente.** Elaboración propia

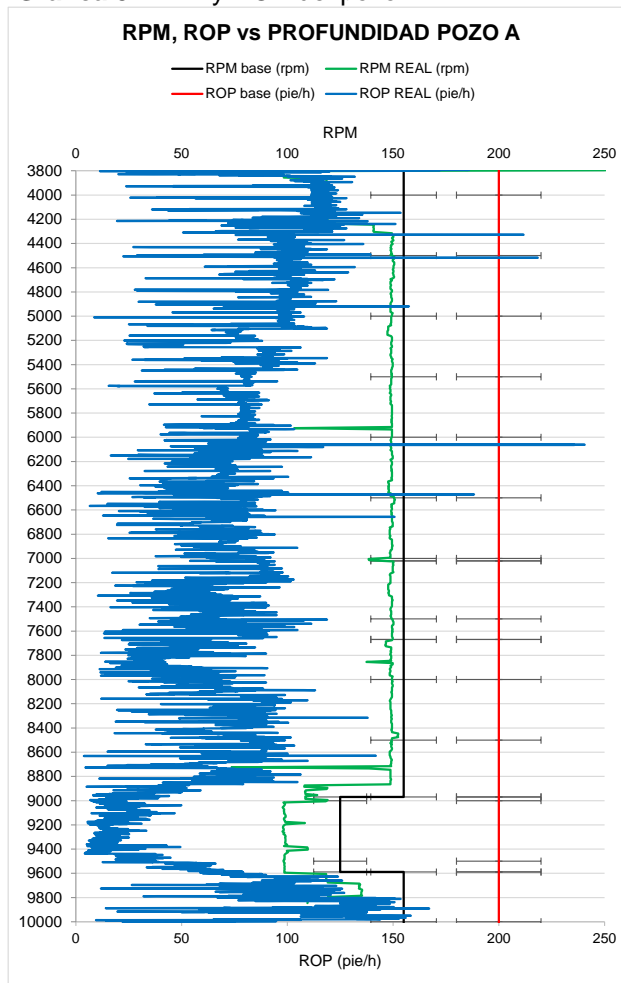
Para el pozo A el Punto Cedente planeado fue de 25,5 lb/100ft<sup>2</sup>; entre las profundidades de 3800 y 7200 pies el Punto Cedente tuvo un aumento de 21 a 28 lb/100ft<sup>2</sup> debido a la adición de píldoras viscosas para mejorar la limpieza del hueco, teniendo una variación respecto al valor ideal planeado entre 17,64% por debajo del valor planeado y 9,8% por encima del valor planeado, entre 9000 y 9400 el Punto Cedente aumentó rápidamente pasando de 29 lb/100ft<sup>2</sup> a 33 lb/100ft<sup>2</sup>, variando del valor ideal planeado entre 13,7% y 29,41%; a 9400 pies debido a la caída de la ROP por presencia de conglomerados el Punto Cedente tuvo una disminución abrupta desde 33 lb/100ft<sup>2</sup> hasta 23,8 lb/100ft<sup>2</sup>, entre 9400 pies y 10000 pies se evidencia un aumento de 23,8 lb/100ft<sup>2</sup> a 31 lb/100ft<sup>2</sup>, teniendo una variación del valor ideal planeado entre 6,6% por debajo del valor planeado y 21,56% por encima del valor planeado. Durante la construcción de la sección el

Punto Cedente estuvo en su mayor parte fuera del límite del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño.

Para el pozo A el rango de operación del Punto Cedente fue entre 21 lb/100ft<sup>2</sup> y 33 lb/100ft<sup>2</sup>. (Ver **Gráfica 2**).

**3.2.1.3 RPM Y ROP.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo A para la RPM y la ROP.

**Gráfica 3. RPM y ROP del pozo A**



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo A entre 3800 y 9000 pies la RPM planeada fue de 150 rpm; a la profundidad de 3800 pies la RPM se disminuyó de 170 a 50 rpm, se inició la construcción de la sección a 50 rpm con una variación de 66,67% por debajo del plan, entre 3800 y 4400 pies la RPM varió entre 50 y 145 rpm variando entre 3,3% y 66,67% por debajo del plan acercándose al valor planeado, debido a la acumulación de conglomerados en el pozo por fallas en las bombas la RPM se vio

afectada a las profundidades de 5900 pies disminuyendo hasta 100 rpm y a 8700 pies disminuyendo hasta 70 rpm.

Entre 9000 y 9600 pies la RPM planeada fue de 125 rpm, durante este tramo de la perforación la RPM se mantuvo en 100 rpm, variando 20% por debajo del plan, aumentando hasta 110 rpm a las profundidades de 9200 y 9400 pies.

Entre 9600 y 10000 pies la RPM planeada fue de 150 rpm, entre 9600 y 9800 pies la RPM aumento de 100 a 125 rpm teniendo una variación entre 20% y 16,67% por debajo del plan acercándose al valor ideal, a la profundidad de 9800 pies la RPM cayó de 125 rpm a 110 rpm variando del valor planeado entre 16,67% y 26,67% alejándose del plan.

Durante la construcción de la sección la RPM estuvo en su mayor parte fuera del límite del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño.

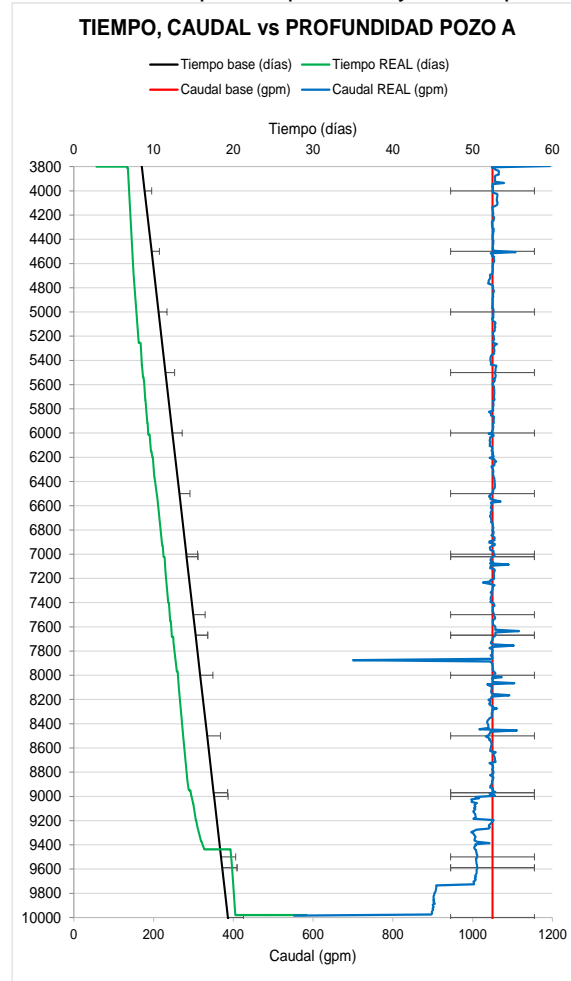
Para el pozo A el rango de operación para la RPM fue entre 50 rpm y 145rpm. (Ver **Gráfica 3**).

Para el pozo A la ROP planeada fue de 200 pies/hora, entre 3800 y 4200 pies la ROP fue de 110 pies/hora con una variación de 45% por debajo del plan, entre 4200 y 5000 pies la ROP estuvo en 100 pies/hora con una variación del 50% por debajo del plan, entre 5000 y 6000 pies la ROP estuvo en 80 pies/hora con una variación de 60% por debajo del plan, entre 6000 y 8800 pies la ROP estuvo en 100 pies/hora con una variación del 50% por debajo del plan, entre 8800 y 9400 la ROP estuvo en 10 pies/hora con una variación del 95% por debajo del plan, entre 9400 y 10000 pies la ROP aumentó de 10 a 150 pies/hora. Durante la construcción de la sección la ROP se mantuvo fuera del límite del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño. Esta drástica diferencia entre el valor planeado y el valor real durante la operación se traduce en mayores tiempos y sobrecostos.

Para el pozo A el rango de operación de la ROP fue entre 10 pies/hora y 150 pies/hora. (Ver **Gráfica 3**).

**3.2.1.4 Tiempo de operación y caudal.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo A para el tiempo de operación y el caudal.

**Gráfica 4.** Tiempo de operación y caudal pozo A



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo A se planeo tener un tiempo de 19 días acumulados de operación al finalizar la sección, dado los eventos presentados durante la perforacion en los que se vio afectada la ROP el tiempo real acumulado al finalizar la sección fue de 31,46 días, por lo que se tiene una variacion del 65,58% por encima del valor planeado y fuera del del limite del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño.

El tiempo acumulado al finalizar la sección es de 31,46 días (ver **Gráfica 4**)

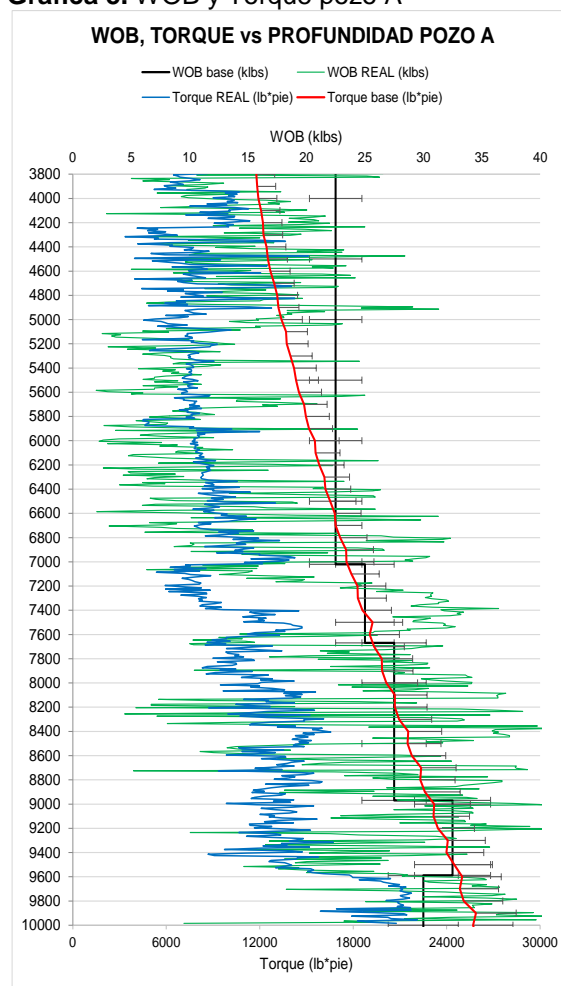
Para el pozo A el caudal planeado fue de 1050 pgm, entre 3800 pies y 9000 pies el caudal se mantuvo según lo planeado, teniendo una disminucion hasta 700 gpm a 7850 pies debido a parada para reparar las bombas que estaban presentando fallas y a partir de 9000 pies debido a la caída de la ROP fue necesario reducir el caudal desde 1050 pgm hasta 1000 pgm, esto significa una variacion del 5%; a 9700 pies el caudal se redujo aun más llegando hasta 900 gpm, esta variacion es del 14,28% por debajo del plan. Entre 9700 pies y 10000 pies el caudal se redujo

de 900 gpm a 550 gpm variando entre 14,28% a 41,62% por debajo del plan. Durante la constricción del primer tramo de la sección (3800 a 9700 pies) el caudal estuvo dentro del límite del del 10% de tolerancia propuesto, a partir de 9700 pies este parametro estuvo fuera del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño alejandose cada vez más del valor ideal planeado.

Para el pozo A el rango de operación del caudal fue entre 550 gpm y 1050 gpm. (Ver **Gráfica 4**).

**3.2.1.5 WOB y Torque.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo A para el WOB y el Torque.

**Gráfica 5. WOB y Torque pozo A**



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo A 3800 y 7000 pies se planeó el WOB de 22,5 Klb y durante la perforación este estuvo fluctuando entre 2Klb y 31 Klb, variando entre 91,11% por debajo del valor planeado hasta 37,78% por encima del valor planeado. Entre

7000 y 7600 pies se planeo un WOB de 25 Klb, durante la perforación este tuvo una fluctuación entre 10 Klb y 35 Klb, variando entre 60% por debajo del valor planeado hasta 40% por encima del valor planeado.

Entre 7600 pie sy 9000 pies el valor planeado para el WOB fue de 27,5 Klb, durante la perforación este valor fluctuó entre 5 Klb y 40 Klb, variando entre 81,82% por debajo del valor planeado hasta 45,45% por encima del valor planeado. Entre 9000 y 9600 pies el valor planeado para el WOB fue de 32,5 Klb, durante la perforación este valor fluctuó entre 10 klb y 40 Klb, variando del valor planeado entre 69,23% por debajo del valor planeado y 23,08% por encima del valor planeado.

Entre 9600 y 10000 pies el valor planeado para WOB fue de 28 Klb, durante la perforacion este valor tuvo una fluctuación entre 17,5 Klb y 40Klb , variando entre 37,5% por debajo del valor planeado y 42,86% por encima del valor planeado. Durante la construccion de la sección el WOB se mantuvo fuera del limite del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño.

Para el pozo A el ranfo de operación del WOB fue entre 2 Klb y 40 Klb. (Ver **Gráfica 5**).

Para el pozo A el Torque fue planeado para que aumentara de 12000 lb/pie hasta 26000 lb/pie a lo largo de la construccion de la sección; la construccion de la sección inició con un valor de 8000 lb/pie y finalizó con un valor de 20000 lb/pie. El torque se mantuvo por debajo del planeado y con una variación mayor al 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño durante la perforación de toda la seccion debido al desempeño de la ROP, la RPM y las paradas por fallas en las bombas que ocasionaron acumulación de conglomerados en el pozo.

Para el pozo A el rango de operación del Torque fue entre 8000 lb/pie y 20000 lb/pie. (Ver **Gráfica 5**).

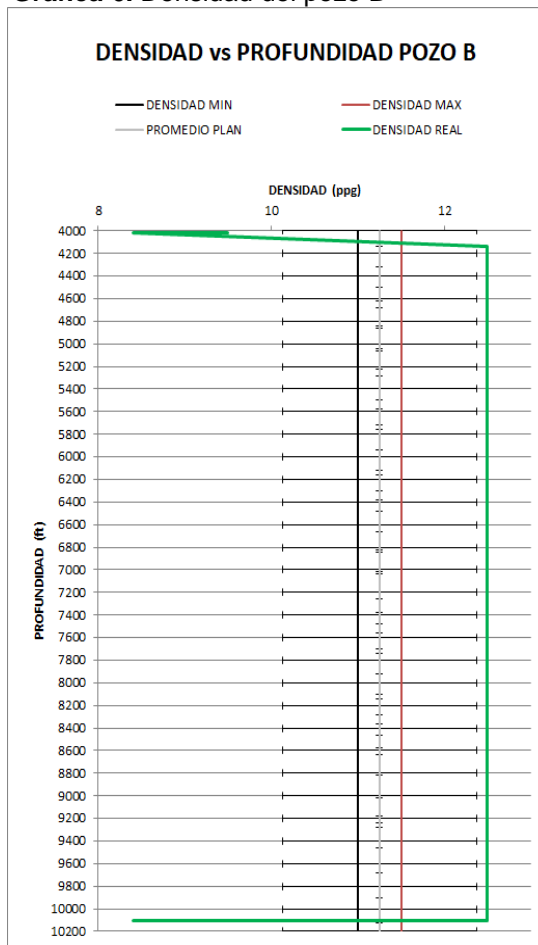
El comportamiento de los parámetros de operación (ROP, RPM, tiempo, WOB y Torque) estuvieron fuera del límite de tolerancia del 10% utilizado para evaluar su desempeño dados los eventos que se presentaron, el caudal se vio afectado haciendo necesaria su disminución finalizando la sección debido a los daños en las bombas.

Por lo tanto, pese a que se logró mantener el Torque por debajo del valor planeado posiblemente por el uso del lodo base aceite, los demás parámetros se vieron afectados debido a que los lodos base aceite no tienen la misma capacidad para trasportar los cortes que los lodos base agua y adicionalmente con el uso de estos lodos los equipos tienen mayor tendencia a obstruirse.

**3.2.2 POZO B.** Se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo B para los parámetros del lodo (Densidad y Punto Cedente) y los parámetros de operación (ROP, RPM, tiempo, caudal, Torque, WOB) teniendo como margen de tolerancia el 10% respecto al caso ideal que para este caso es el promedio entre el valor máximo y mínimo planeado y definirán los rangos de operación en este pozo.

**3.2.2.1 Densidad.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo B para la Densidad.

**Gráfica 6. Densidad del pozo B**



Fuente. Elaboración propia

Para el pozo B la densidad ideal planeada fue de 11,25 ppg; entre 4000 y 4200 pies se realizó la homogenización del lodo después del cambio de lodo base agua por lodo base aceite, debido a esto la densidad vario entre 8,3 y 12,5 ppg, ya homogenizado el lodo, la seccion se inicio y finalizó con un lodo de 12,5 ppg con una variacion de 11,11% por encima del plan; a la profundidad de 10100 se realizó el cambio de lodo de base aceite a base agua por lo que la densidad fue

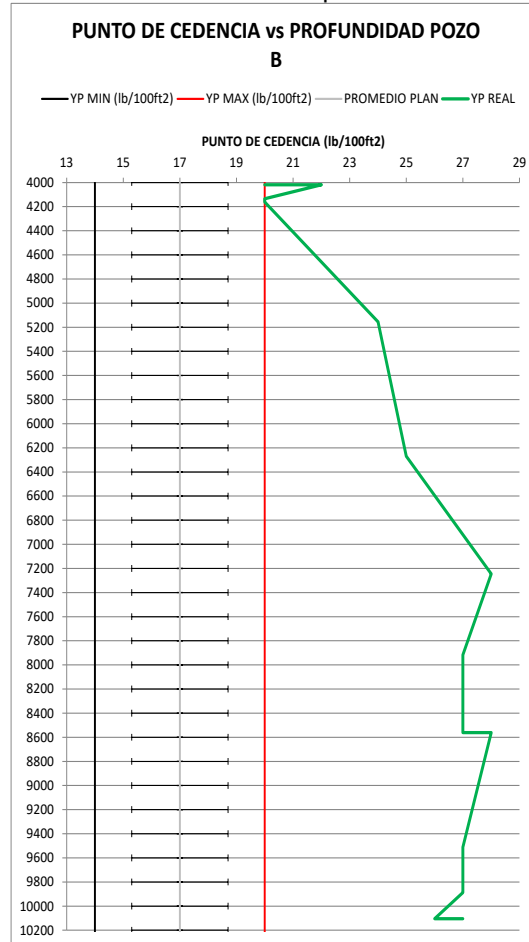


disminuida de 12,5 ppg a 8,3 ppg. Durante la construcción de la sección, el lodo estuvo por encima y por fuera del margen de tolerancia del 10%.

Para el pozo B la densidad se mantuvo en 12,5 ppg (Ver **Gráfica 6**).

**3.2.2.2 Punto Cedente.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo B para el Punto Cedente.

**Gráfica 7. Punto Cedente pozo B**



**Fuente.** Elaboración propia

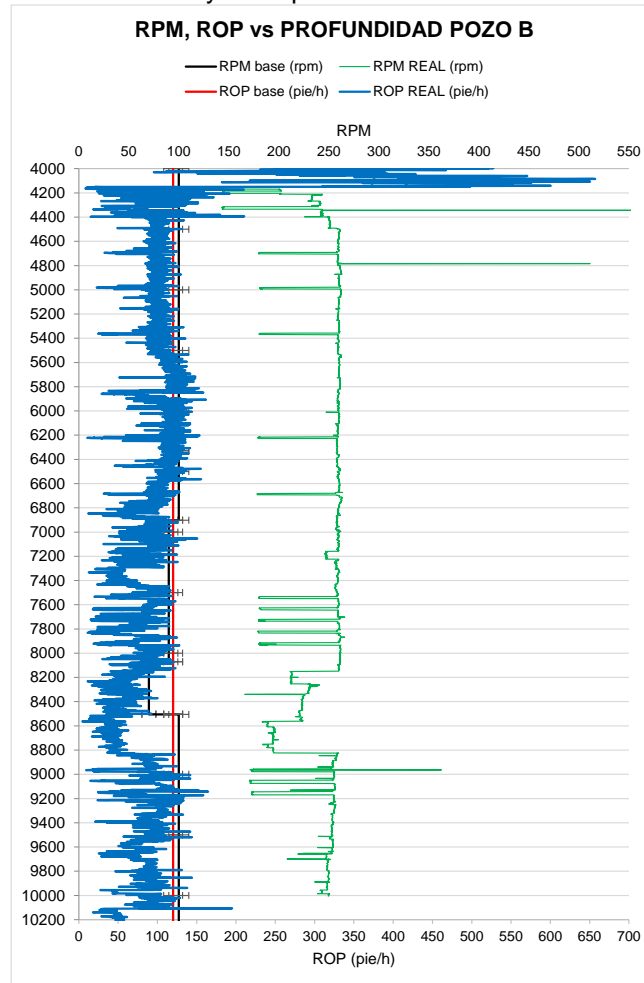
Para el pozo B el Punto Cedente planeado fue de 18 lb/100ft<sup>2</sup>; a la profundidad de 4000 pies el punto cedente se redujo de 20 a 22 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 11,11 y 22,22 % por encima del valor planeado, entre las profundidades de 4000 y 4200 pies el Punto Cedente disminuyó de 22 a 20 lb/100ft<sup>2</sup>, entre 4200 y 5200 pies el Punto Cedente aumentó pasando de 20 lb/100ft<sup>2</sup> a 24 lb/100ft<sup>2</sup>, variando del valor ideal planeado entre 11,11% y 33,33% por encima del valor planeado; entre 5200 y 6200 pies el Punto Cedente aumentó pasando de 24 lb/100ft<sup>2</sup> a 25 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 11,11% y 38,89% por encima del valor planeado; entre 6200 y 7200 pies el Punto Cedente aumentó pasando de 25 lb/100ft<sup>2</sup> a 28 lb/100ft<sup>2</sup> variando

entre 38,89% y 55,56% por encima del valor planeado; entre 7200 y 7900 pies el Punto Cedente disminuyó pasando de 28 lb/100ft<sup>2</sup> a 26 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 44,44% y 38,89% por encima del valor planeado; entre 7900 y 8600 pies el Punto Cedente se mantuvo en 26 lb/100ft<sup>2</sup>, variando 44,44% por encima del valor planeado; a la profundidad de 8600 pies el Punto Cedente aumento pasando de 26 lb/100ft<sup>2</sup> a 27 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 44,44% y 50% por encima del valor planeado; entre 8600 y 9500 pies el Punto Cedente disminuyó pasando de 27 lb/100ft<sup>2</sup> a 26 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 44,44% y 50% por encima del valor planeado; entre 9500 y 9900 pies el Punto Cedente se mantuvo en 26 lb/100ft<sup>2</sup>, variando del valor ideal planeado en 44,44% por encima del valor planeado; entre 9900 y 10100 pies el Punto Cedente disminuyó pasando de 26 lb/100ft<sup>2</sup> a 25 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 38,89% y 44,44% por encima del valor planeado; a la profundidad de 10100 pies el punto cedente aumentó de 25 lb/100ft<sup>2</sup> a 26 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 38,89% y 44,44% por encima del valor planeado. Durante la construcción de la sección, el lodo estuvo por encima y por fuera del margen de tolerancia del 10%.

Para el pozo B los el rango de operación del Punto Cedente fue entre 20 lb/100ft<sup>2</sup> y 28 lb/100ft<sup>2</sup>. (Ver **Gráfica 7**).

**3.2.2.3 RPM Y ROP.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo B para la RPM y la ROP.

**Gráfica 8. RPM y ROP pozo B**



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo B entre 4000 y 6900 pies la RPM planeada fue de 100 rpm; a la profundidad de 4000 pies la RPM aumentó de 110 a 300 rpm y se inició la sección con este valor, variando 200% por encima del plan, a 4200 pies la RPM disminuyó de 300 a 100 rpm variando entre 300% y 0% por encima del plan, entre 4200 y 4300 pies la RPM aumentó entre 100 y 240 rpm del valor ideal planeado entre 0% y 140% por encima del valor planeado, a 4300 pies la RPM aumentó de 240 a 260 rpm variando entre 140% y 160% por encima del plan, a esta profundidad debido a la naturaleza de la formación se tuvo una fluctuación entre 150 y 550 rpm, entre 4300 y 4500 pies la RPM aumentó entre 240 y 260 rpm variando entre 140% y 160% por encima del valor planeado, entre 4500 y 6900 pies la RPM se mantuvo en 260 rpm, variando 160% respecto al plan.

Entre 6900 y 8100 pies la RPM planeada fue de 90 rpm, en la gráfica se observa que la RPM se mantuvo en 260 rpm variando 160% por encima del valor planeado, en este intervalo hubo disminuciones en la RPM llegando hasta 160 rpm por factores como la naturaleza de la formación. Entre 8100 y 8500 pies la RPM

planeada fue de 60 rpm, entre 8100 y 8200 pies la RPM se mantuvo en 260 rpm variando del valor ideal planeado un 160% por encima del valor planeado, a 8200 pies la RPM disminuyó de 260 a 230 rpm, variando entre 160% y 130% respecto al plan, entre 8200 y 8300 pies la RPM se mantuvo en 230 rpm variando 130% por encima del valor planeado. a 8300 pies la RPM aumentó de 230 a 240 rpm, variando entre 130% y 140% respecto al plan, entre 8200 y 8300 pies la RPM se mantuvo en 230 rpm variando 130% por encima del valor planeado.

Entre 8300 y 8500 pies la RPM aumentó de 230 a 240 rpm variando entre 130% y 140% respecto al plan, entre 8500 y 10200 pies la RPM planeada fue de 100 rpm, entre 8500 y 8600 pies la RPM disminuyó entre 230 y 160 rpm, variando entre 60% y 130% respecto al plan, entre 8600 y 8800 se mantuvo en 160 rpm, entre 8800 y 10000 la RPM aumentó de 160 a 260 rpm variando entre 60% y 106% respecto al plan. Durante la construcción de la sección, la RPM estuvo por encima y por fuera del margen de tolerancia del 10%.

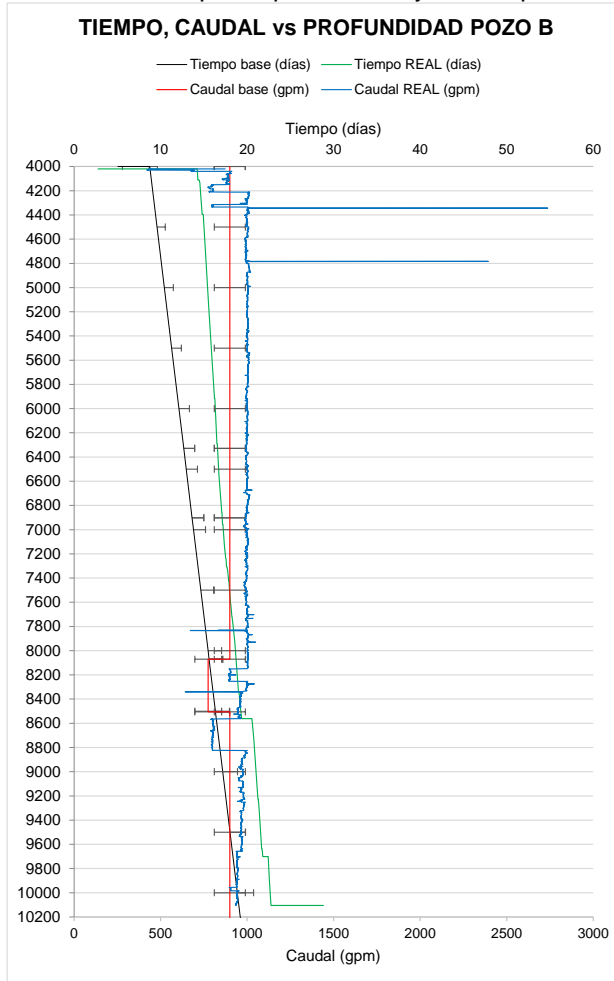
Para el pozo B el rango de operación de la RPM fue entre 150 rpm y 260 rpm. (Ver **Gráfica 8**).

Para el pozo B la ROP planeada fue de 120 pies/hora, entre 4000 y 4200 pies la ROP estuvo entre 120 y 650 pies/hora con una variación del 441% por encima del plan, entre 4200 y 5400 pies la ROP estuvo en 100 pies/hora variando 16,67% por debajo del plan, entre 5400 y 6800 pies la ROP se mantuvo en 120 pies/hora, entre 6800 y 8800 pies la ROP estuvo fluctuante entre 25 y 120 pies/hora variando 79,16% por debajo del plan, entre 8800 y 10200 pies la ROP se mantuvo en 100 con una variación de 16,67% por debajo del plan. Durante la construcción de la sección la ROP se mantuvo fuera del límite del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño. Esta drástica diferencia entre el valor planeado y el valor real durante la operación se traduce en mayores tiempos y sobrecostos.

Para el pozo B el rango de operación de la ROP fue entre 25 pies/hora y 120 pies/hora. (Ver **Gráfica 8**).

**3.2.2.4 Tiempo de operación y caudal.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo B para el tiempo de operación y el caudal.

**Gráfica 9.** Tiempo de perforacion y caudal pozo B



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo B se planeo tener un tiempo de 18 días acumulados de operación al finalizar la sección, dado los eventos presentados durante la perforacion en los que se vio afectada la ROP el tiempo real acumulado al finalizar la sección fue de 29 días, por lo que se tiene una variacion del 61,11% por encima del valor planeado y fuera del del limite del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño.

El tiempo acumulado al finalizar la sección es de 29 días (ver **Gráfica 9**)

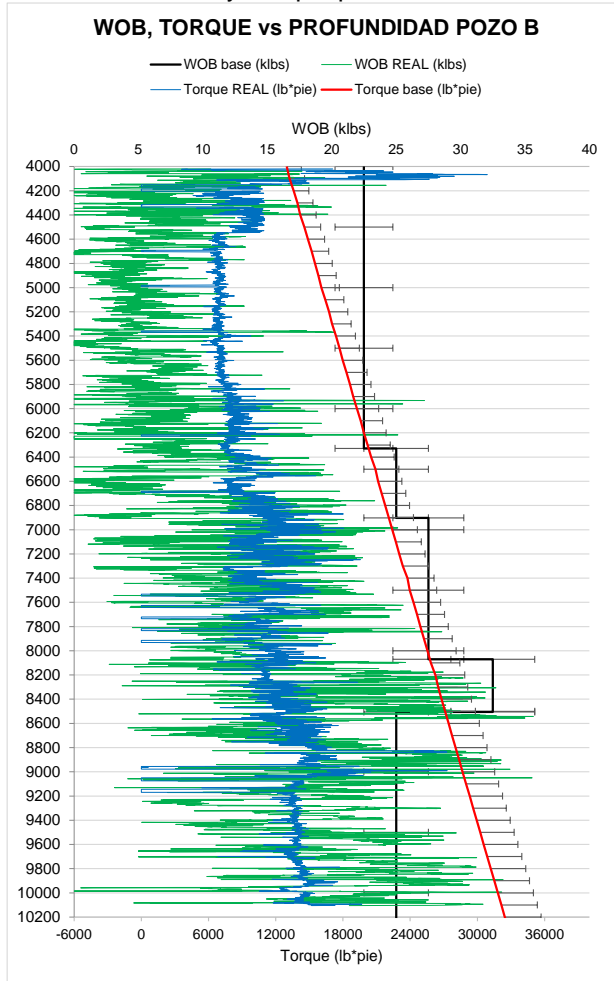
Para el pozo B el caudal planeado fue de 1000 pgm, entre 4000 pies y 4200 pies el caudal aumentó de 500 a 1100 gpm, teniendo una variación de 50% por debajo del valor planeado y 10% por encima del valor planeado, entre 4200 y 8100 pies el caudal se mantuvo constante en 1100 gpm con una variación del 10% por encima del valor planeado. Entre 8100 y 8300 pies se planeó el caudal fuera de 700 gpm, durante la perforación esta se mantuvo en 1100 gpm, con una variación de 57,14% por encima del plan. Entre 8300 y 10200 pies se planeo el caudal fuera de

1000 gpm, entre 8300 y 8500 el caudal se mantuvo en 1100 gpm con una variación del 10% por encima del plan, a 8500 pies se disminuye el caudal de 1100 a 700 gpm, entre 8500 y 8800 pies el caudal se mantiene en 700 gpm con una variación de 30% respecto al plan, a 8800 pies se aumentó el caudal de 700 a 1100 gpm, entre 8800 y 10200 pies el caudal se mantuvo en 1100 gpm con una variación del 10% por encima del plan. Durante la construcción del primer tramo de la sección (4000 a 8100 pies) el caudal estuvo dentro del límite del 10% de tolerancia propuesto, durante el segundo tramo (8100 a 8300 pies) el caudal estuvo fuera del 10% de tolerancia y a partir de 8300 pies este parámetro estuvo dentro del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño la mayor parte del tramo.

Para el pozo B el rango de operación del caudal fue entre 500 gpm y 11000 gpm. (Ver **Gráfica 9**).

**3.2.2.5 WOB y Torque.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo B para el WOB y el Torque.

**Gráfica 10. WOB y Torque pozo B**



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo B entre 4000 y 6300 pies el WOB planeado fue de 22,5 Klb y durante la perforación este varió entre 0Klb y 20 Klb, variando entre 100% por debajo del valor planeado y 67,91% por encima del valor planeado. Entre 6300 y 6900 pies se planeo un WOB de 25 Klb, durante la perforación este varió entre 0 Klb y 22,5 Klb, variando entre 100% por debajo del valor paneado y 10% por encima del valor planeado. Entre 6900 pie sy 8100 pies el valor planeado para el WOB fue de 27,5 Klb, durante la perforación este parametro fluctuó entre 2 Klb y 25 Klb, variando entre 92,72% por debajo del valor planeado y 9,1% por encima del valor planeado. Entre 8100 y 8500 pies el valor planeado para el WOB fue de 30 Klb, durante la perforación este valor fluctuó entre 5 klb y 35 Klb, variando del valor planeado entre 83,333% por debajo del valor planeado y 16,66% por encima del valor planeado. Entre 8500 y 10200 pies el valor planeado para WOB fue de 22,5 Klb, durante la perforacion este valor fluctuó entre 5 Klb y 35 Klb , variando entre 77,78% por dabajo del valor planeado y 55,56% por encima del valor planeado. Durante la construccion de la sección el WOB se mantuvo por debajo del valor

planeado y fuera del límite del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño.

Para el pozo B el rango de operación del WOB fue entre 0 Klb y 35 Klb. (Ver **Gráfica 10**).

Para el pozo B el Torque se planeó para que aumentara de 17000 lb/pie hasta 32000 lb/pie a lo largo de la construcción de la sección; la construcción de la sección estuvo con un torque que varió entre 8000 lb/pie y 19000 lb/pie con aumentos y disminuciones dada la naturaleza de las formaciones. El torque se mantuvo por debajo del planeado y con una variación mayor al 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño.

Para el pozo B el rango de operación del Torque fue entre 8000 lb/pie a 19000 lb/pie. (Ver **Gráfica 10**).

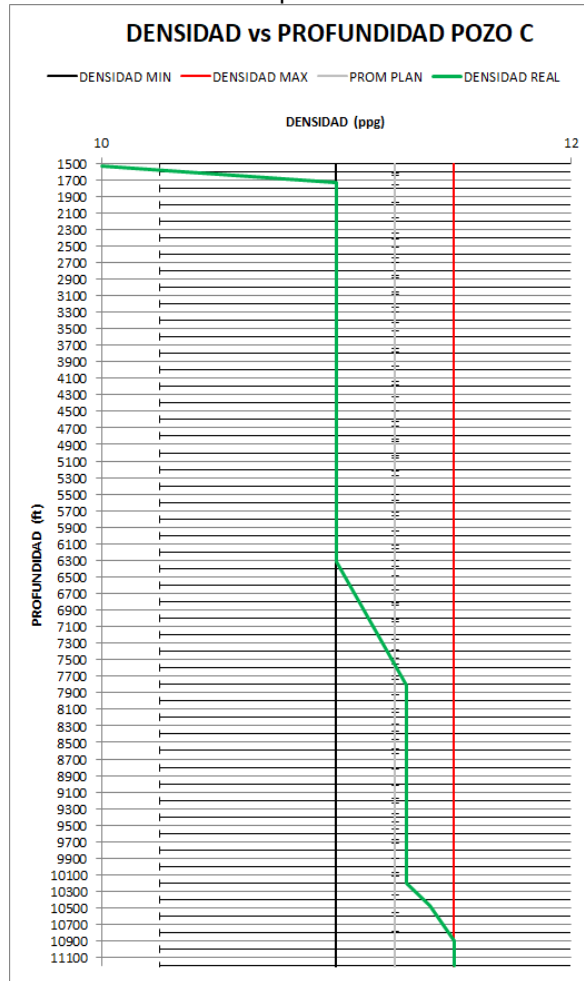
El comportamiento de los parámetros de operación (ROP, RPM, tiempo, WOB y Torque) estuvieron fuera del límite de tolerancia del 10% utilizado para evaluar su desempeño dados los eventos que se presentaron, el caudal se mantuvo cercano a los valores planeados. Por lo tanto, pese a que se logró mantener el Torque por debajo del valor planeado posiblemente por el uso del lodo base aceite, los demás parámetros se vieron afectados debido a que los lodos base aceite no tienen la misma capacidad para transportar los cortes que los lodos base agua y adicionalmente con el uso de estos lodos los equipos tienen mayor tendencia a obstruirse.

**3.2.3 POZO C.** Se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo C para los parámetros del lodo (Densidad y Punto Cedente) y los parámetros de operación (ROP, RPM, tiempo, caudal, Torque, WOB) teniendo como margen de tolerancia el 10% respecto al caso ideal que para este caso es el promedio entre el valor máximo y mínimo planeado y definirán los rangos de operación en este pozo.

**3.2.3.1 Densidad.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo C para la Densidad.



**Gráfica 11. Densidad pozo C**



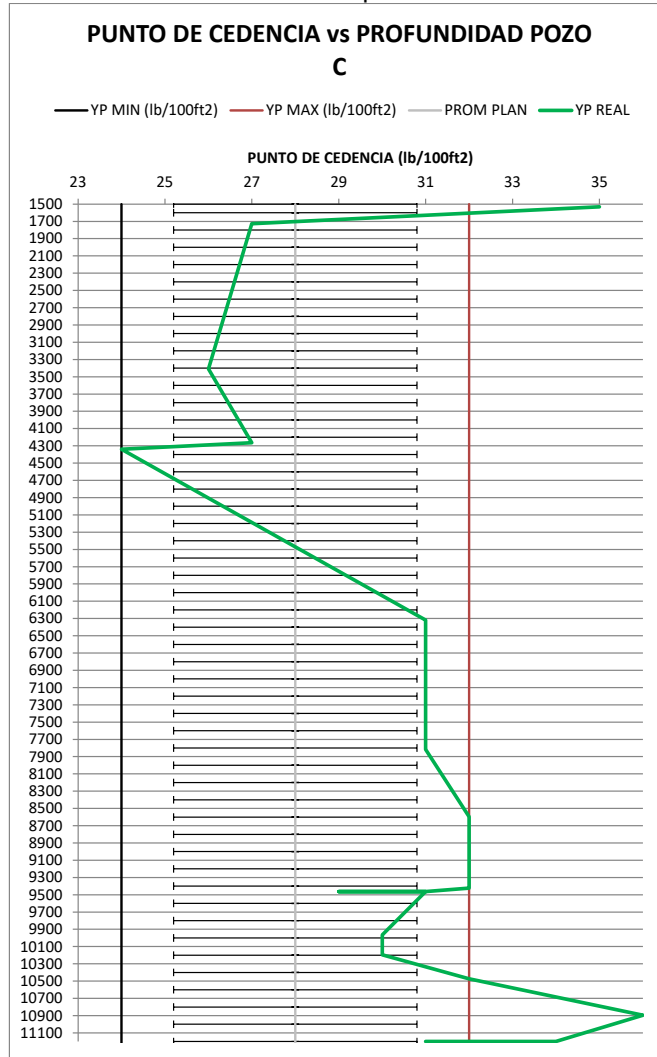
**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo C la densidad ideal planeada fue de 11,25 ppg; entre 1500 y 1700 pies se realizó la homogenización del lodo, debido a esto la densidad varío entre 10 y 11 ppg, ya homogenizado el lodo, la seccion se inicio con una densidad de 11 ppg variando 2,22% por debajo del valor planeado, entre 6300 y 7800 pies la densidad aumentó de 11 a 11,3 variando entre 2,22% por debajo del plan y 0,44% por encima del plan, entre 7800 y 10200 pies el lodo se mantuvo en 11,3 ppg, entre 10200 y 10900 pies la densidad aumentó de 11,3 a 11,5 variando de 0,44% a 2,22% por encima del plan; la sección finalizó con un lodo de 11,5 ppg con una variacion del valor ideal de 2,22%. Durante la construcción de la sección el lodo estuvo dentro del margen de tolerancia del 10%.

Para el pozo C el rango de operación de la densidad estuvo entre 11 y 11,5 ppg (Ver **Gráfica 11**).

**3.2.3.2 Punto Cedente.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo C para el Punto Cedente.

**Gráfica 12.** Punto Cedente pozo C



**Fuente.** Elaboración propia

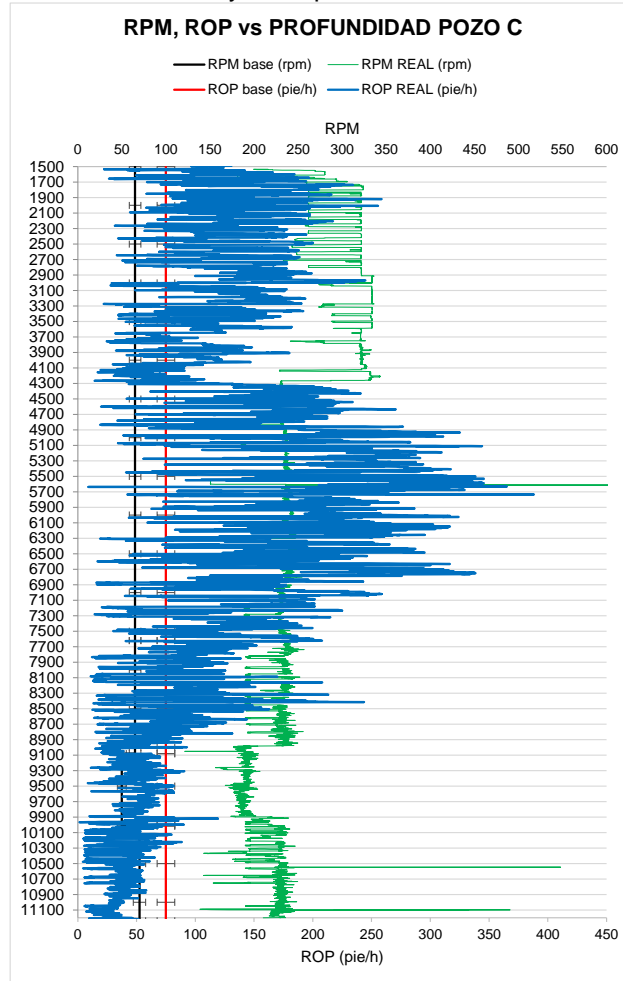
Para el pozo C el Punto Cedente planeado fue de 28 lb/100ft<sup>2</sup>; entre 1500 y 1700 pies el Punto Cedente disminuyó de 35 a 27 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 25% por encima del valor planeado y 3,57 % por debajo del valor planeado, entre 1700 y 3400 pies el Punto Cedente disminuyó de 27 a 26 lb/100ft<sup>2</sup>, teniendo una variación entre 3,57 y 7,14 % por debajo del valor planeado, entre 3400 y 4300 el Punto Cedente aumentó pasando de 26 lb/100ft<sup>2</sup> a 27 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 3,57 y 7,14 % por debajo del valor planeado; a 4300 pies el Punto Cedente disminuyó de 27 lb/100ft<sup>2</sup> a 24 lb/100ft<sup>2</sup> variando entre 3,57% y 14,28% por debajo del plan, entre 4300 y 6300 pies el Punto Cedente aumentó pasando de 24 lb/100ft<sup>2</sup> a 31 lb/100ft<sup>2</sup>, variando 14,28% por debajo del pan y 10,71 % por encima

del valor planeado; entre 6300 y 7800 pies el Punto Cedente se mantuvo en 31 lb/100ft<sup>2</sup>; entre 7800 y 8600 pies el Punto Cedente aumentó de 31 lb/100ft<sup>2</sup> a 32 lb/100ft<sup>2</sup>, variando del valor ideal planeado entre 10,71% y 14,29% por encima del valor planeado; entre 8600 y 9400 pies el Punto Cedente se mantuvo en 32 lb/100ft<sup>2</sup>, entre 9400 y 10000 pies el Punto Cedente disminuyó pasando de 32 lb/100ft<sup>2</sup> a 30 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 7,14% y 14,29% por encima del valor planeado; entre 10000 y 10300 pies el Punto Cedente se mantuvo en 30 lb/100ft<sup>2</sup>; entre 10300 y 10900 pies el Punto Cedente aumento de 30 lb/100ft<sup>2</sup> a 36 lb/100ft<sup>2</sup>, variando del valor ideal planeado entre 7,14% y 28,57% por encima del valor planeado; entre 10900 y 11100 pies el Punto Cedente disminuyó pasando de 36 lb/100ft<sup>2</sup> a 33,5 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 19,64% y 28,57% por encima del valor planeado. Durante la construcción de la sección, el Punto Cedente tuvo un comportamiento cambiante iniciando dentro del margen de tolerancia del 10% y posteriormente se salió de este margen alejándose a medida que avanzó la perforación.

Para el pozo C el rango de operación del Punto Cedente fue entre 24 lb/100ft<sup>2</sup> y 36 lb/100ft<sup>2</sup>. (Ver **Gráfica 12**).

**3.2.3.3 RPM Y ROP.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo C para la RPM y la ROP.

**Gráfica 13. RPM y ROP pozo C**



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo C entre 1500 y 9100 pies la RPM planeada fue de 55 rpm, entre 1500 y 1800 pies la RPM aumentó de 200 a 320 rpm con una variación entre 263,64% y 481,81% por encima del plan, entre 1800 y 4300 pies la RPM disminuyó de 320 a 250 rpm variando entre 354% y 481,81% por encima del plan, entre 4300 y 9100 pies la RPM vario entre 125 y 225 rpm variando entre 127,28% y 309,1% por encima del valor planeado. Entre 9100 y 10100 pies se planeó que la RPM fuera de 50 rpm, esta estuvo entre 125 y 225 rpm variando entre 127,28% y 309,1% por encima del plan. Entre 10100 y 11100 pies se planeó que la RPM fuera de 55 rpm, en este tramo la RPM estuvo entre 200 y 225 rpm variando entre 263% y 309% por encima del pan. Durante la construcción de la sección, la RPM estuvo por encima y por fuera del margen de tolerancia del 10%.

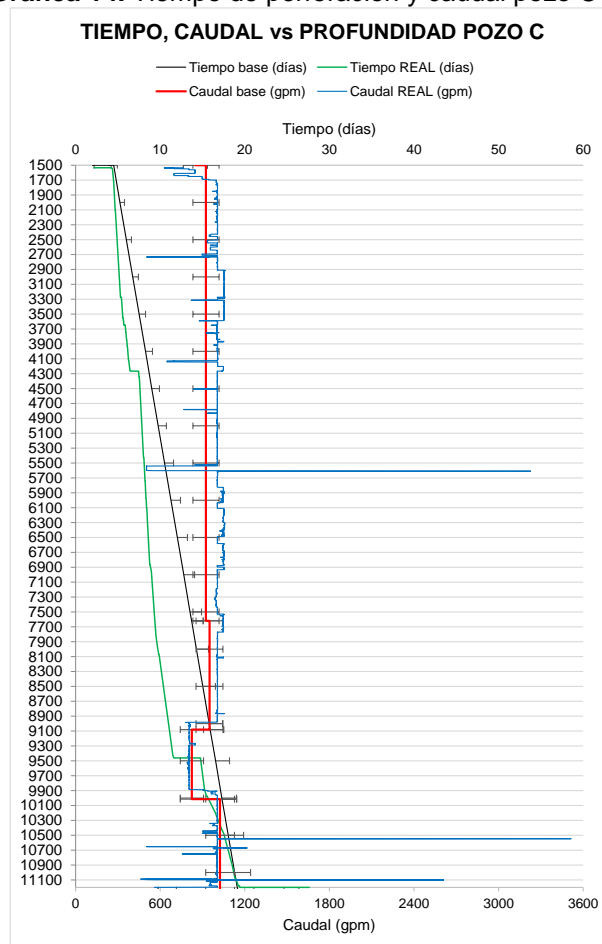
Para el pozo C el rango de operación de la RPM fue entre 125 rpm y 320 rpm. (Ver **Gráfica 13**).

Para el pozo C la ROP planeada fue de 75 pies/hora, entre 1500 y 4300 pies la ROP fluctuó entre 10 y 200 pies/hora con una variación de 86,66% por debajo del plan y 166,67% por encima del plan, entre 4300 y 7500 pies la ROP fluctuó entre 75 y 350 pies/hora variando 366,67% por encima del plan, entre 7500 y 9100 pies la ROP fluctuó entre 20 y 150 pies/hora variando 73,33% por debajo del plan y 100% por encima del plan, entre 9100 y 11100 pies la ROP fluctuó entre 10 y 75 pies/hora variando 86,67% por debajo del plan.

Para el pozo C el rango de operación de la ROP fue entre 10 pies/hora y 350 pies/hora. (Ver **Gráfica 13**).

**3.2.3.4 Tiempo de operación y caudal.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo C para el tiempo de operación y el caudal.

**Gráfica 14.** Tiempo de perforación y caudal pozo C



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo C se planeo tener un tiempo de 18 días acumulados de operación al finalizar la sección, dados los eventos presentados durante la perforacion en los que se vio afectada la ROP el tiempo real acumulado al finalizar la sección fue de 27,63 días, por lo que se tiene una variacion del 53,5% por encima del valor planeado y fuera del del limite del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño.

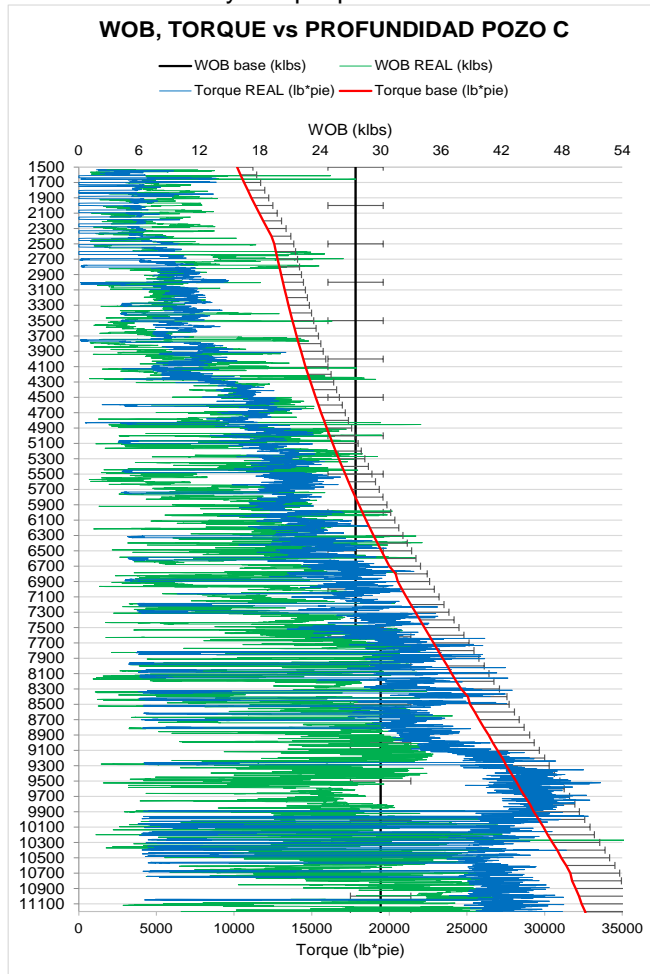
El tiempo acumulado al finalizar la sección es de 27,63 días (ver **Gráfica 14**)

Para el pozo C entre 1500 y 9100 el caudal planeado fue de 1000 pgm, este se mantuvo en 1100 pgm durante la construcción del tramo variando 10% por encima del plan. Entre 9100 y 10100 pies se planeo el caudal fuera de 800 gpm manteniendose en este valor durante la construccion del tramo con 0% de variación. Entre 10100 y 11100 se planeo el caudal fuera 1000 gpm manteniendose en este valor con 0% de. Durante la constriccion de la sección, el caudal estuvo dentro del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño la mayor parte del tramo.

Para el pozo C el rango de operación del caudal son fue entre 800 gpm y 11000 gpm. (Ver **Gráfica 14**).

**3.2.3.5 WOB y Torque.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo C para el WOB y el Torque.

**Gráfica 15. WOB y Torque pozo C**



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo C entre 1500 y 7700 pies el WOB planeado fue de 27 Klb y durante la perforación este varió entre 3Klb y 30 Klb, varianado del valor planeado entre 88,89% por debajo del valor planeado y 11,11% por encima del valor planeado.

Entre 7700 y 11100 pies se planeo un WOB de 30 Klb, durante la perforación este varió entre 2 Klb y 36 Klb, variando del valor paneado entre 93,33% por debajo del valor paneado y 20% por encima del valor planeado. Durante la construccion de la sección el WOB se mantuvo por debajo del valor planeado durante casi toda la sección y fuera del limite del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño.

Para el pozo C el rango de operación del WOB fue entre 2 Klb y 36 Klb. (Ver **Gráfica 15.**)

Para el pozo C el Torque se planeó para que aumentara de 13000 lb/pie hasta 33000 lb/pie a lo largo de la construccion de la sección; la construccion de la

sección estuvo con un torque que vario entre 0 lb/pie y 35000 lb/pie con aumentos y disminuciones dada la naturaleza de las formaciones. El torque se mantuvo por debajo del planeado durante casi toda la sección y finalizando la construcción aumento sobrepasando el valor planeado con una variación mayor al 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño durante la perforación de toda la sección.

Para el pozo C el rango de operación del Torque estuvo entre 0 lb/pie y 35000 lb/pie. (Ver **Gráfica 15**).

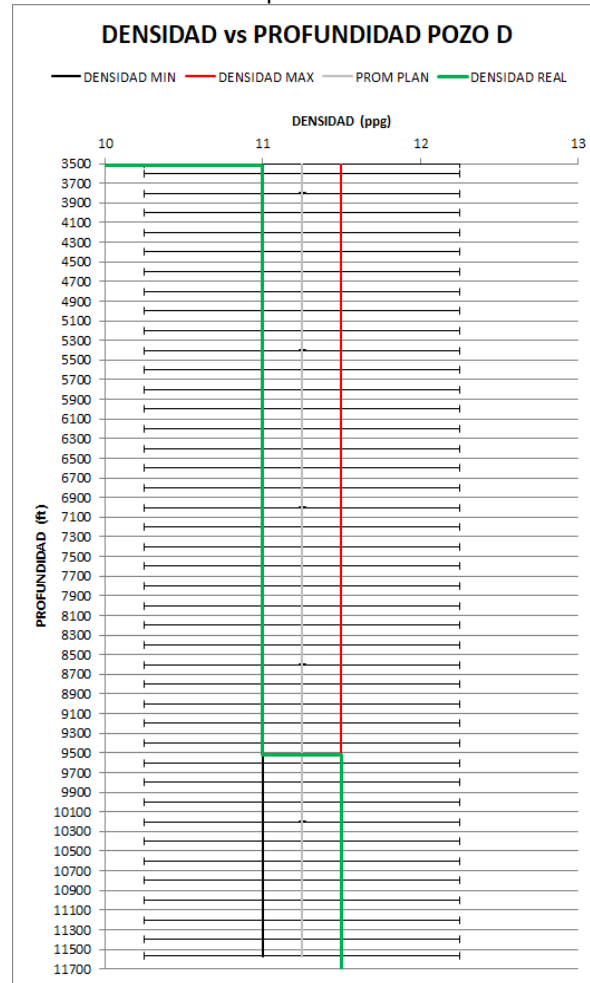
El comportamiento de los parámetros de operación (ROP, RPM, tiempo, WOB y Torque) estuvieron fuera del límite de tolerancia del 10% utilizado para evaluar su desempeño dados los eventos que se presentaron, el caudal se mantuvo cercano a los valores planeados. Durante el primer tramo de la sección el Torque estuvo por debajo del valor planeado, pero fuera del 10% de tolerancia, este comportamiento cambio durante la construcción del segundo tramo donde los valores registrados del Torque aumentaron sobrepasando el valor planeado estando fuera del 10% de tolerancia propuesto para evaluar el comportamiento. Este comportamiento se debe posiblemente al uso del lodo base agua.

**3.2.4 Pozo D.** Se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo D para los parámetros del lodo (Densidad y Punto Cedente) y los parámetros de operación (ROP, RPM, tiempo, caudal, Torque, WOB) teniendo como margen de tolerancia el 10% respecto al caso ideal que para este caso es el promedio entre el valor máximo y mínimo planeado y definirán los rangos de operación en este pozo.

**3.2.4.1 Densidad.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo D para la Densidad.



**Gráfica 16.** Densidad pozo D



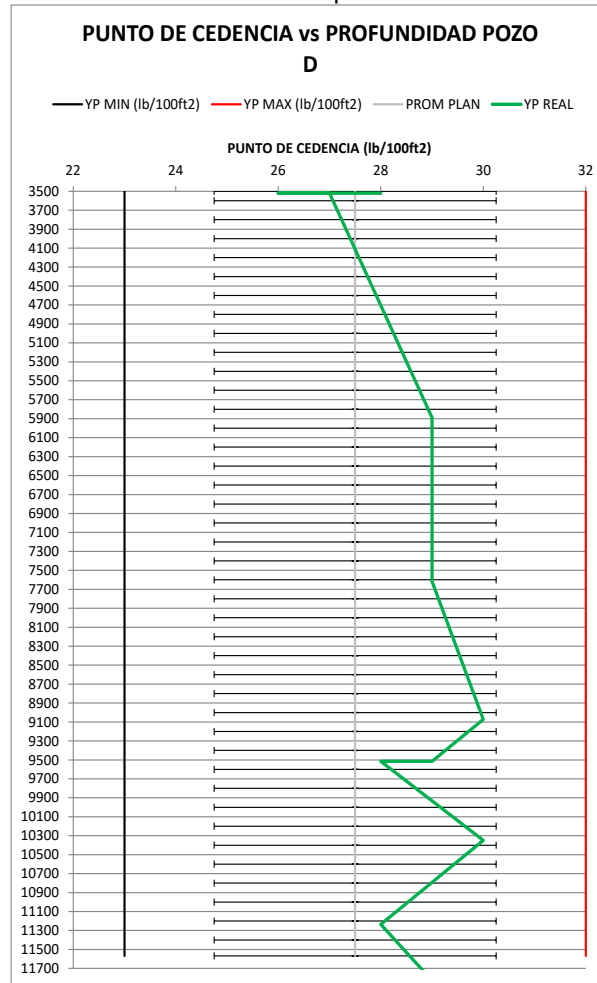
**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo D la densidad ideal planeada fue de 11,25 ppg; a 3500 pies se hizo la homogenización del lodo pasando de 10 ppg a 11 ppg, y con este valor de densidad se inició la construcción de la sección. Entre 3500 y 9500 la densidad se mantuvo en 11 ppg, variando 2,22% por debajo del valor planeado, a 9500 pies se aumento la densidad del lodo de 11 a 11,5 ppg, entre 9500 y 11700 pies el lodo se mantuvo en 11,5 ppg, variando 2,22% por encima del plan. Durante la construcción de la sección el lodo estuvo dentro del margen de tolerancia del 10%.

Para el pozo D el rango de operación de la densidad entuvo entre 11 y 11,5 ppg (Ver **Gráfica 16**).

**3.2.4.2 Punto Cedente.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo D para el Punto Cedente.

**Gráfica 17. Punto Cedente pozo D**



**Fuente.** Elaboración propia

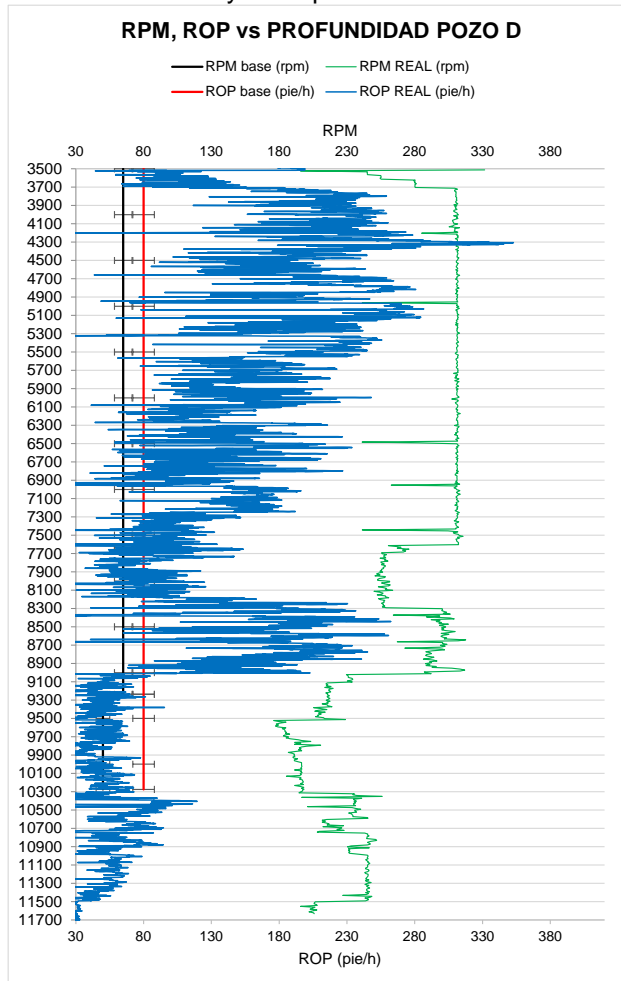
Para el pozo D el Punto Cedente planeado fue de 27,5 lb/100ft<sup>2</sup>; a 3500 pies el Punto Cedente varió entre 26 y 28 lb/100ft<sup>2</sup> iniciando la construcción de la sección con 27 lb/100ft<sup>2</sup>. Entre 3500 y 5900 el Punto Cedente aumentó de 27 a 29 lb/100ft<sup>2</sup>, variando 1,82% por debajo del valor planeado y 5,45 % por encima del valor planeado, entre 5900 y 7400 pies el Punto Cedente se matuvo en 29 lb/100ft<sup>2</sup>, entre 7400 y 9200 pies el Punto Cedente aumento pasando de 29 lb/100ft<sup>2</sup> a 30 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 5,45 y 9,1 % por de encima del valor planeado, entre 9200 y 9500 pies el Punto Cedente disminuyó pasando de 30 lb/100ft<sup>2</sup> a 28,5 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 9,1% y 3,63 % por encima del valor planeado, a 9500 pies el Punto Cedente disminuyó de 28,5 a 28 lb/100ft<sup>2</sup>; entre 9500 y 10400 pies el Punto Cedente aumentó de 28 lb/100ft<sup>2</sup> a 30 lb/100ft<sup>2</sup> variando entre 1,81% y 9,1 % por encima del valor planeado; entre 10400 y 11200 pies el Punto Cedente disminuyó de 30 lb/100ft<sup>2</sup> a 28 lb/100ft<sup>2</sup>, entre 11200 y 11700 pies el Punto Cedente aumentó de 28 a 28,5 lb/100ft<sup>2</sup> variando entre 1,81% y 9,1% por encima del valor planeado. Durante la construcción de la sección, el

Punto Cedente tuvo un comportamiento cambiante manteniéndose dentro del margen de tolerancia del 10% propuesto para evaluar su comportamiento.

Para el pozo D el rango de operación del Punto Cedente estuvo entre 27 lb/100ft<sup>2</sup> y 30 lb/100ft<sup>2</sup>. (Ver **Gráfica 17**).

**3.2.4.3 RPM Y ROP.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo D para la RPM y la ROP.

**Gráfica 18.** RPM y ROP pozo D



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo D entre 3500 y 9300 pies la RPM planeada fue de 70 rpm; entre 3500 y 3700 pies la RPM aumentó de 190 a 300 rpm con una variación entre 171,43% y 328,57% por encima del plan, entre 3700 y 7600 pies la RPM se mantuvo en 300 rpm, a 7600 pies la RPM disminuyó de 300 a 230 rpm, entre 7600 y 8300 pies la RPM se mantuvo en 230 rpm variando 228,57% por encima del plan, a 8300 pies la RPM aumentó de 230 a 300 rpm, entre 8300 y 9100 pies la RPM se mantuvo en

300 rpm, a 9100 pies la RPM disminuyó de 300 a 200 rpm variando entre 185,71% y 328,57% por encima del valor planeado. Entre 9300 y 10300 pies se planeó que la RPM fuera de 50 rpm; entre 9100 y 9500 pies la RPM disminuyó de 200 a 190 rpm variando entre 280% y 300% por encima del plan, a 9500 pies la RPM disminuyó de 190 a 180 rpm, entre 9500 y 10300 pies la RPM aumentó de 180 a 190 rpm variando entre 260% y 280% del plan, a 10300 pies la RPM aumentó de 190 a 240 rpm, entre 10300 y 11500 pies la RPM se mantuvo en 240 rpm variando 380% por encima del plan, a 11300 la RPM disminuyó de 240 a 200 rpm, entre 11500 y 11700 pies la RPM se mantuvo en 200 rpm finalizando la sección con este valor variando 300% por encima del plan. Durante la construcción de la sección, la RPM estuvo por encima y por fuera del margen de tolerancia del 10%.

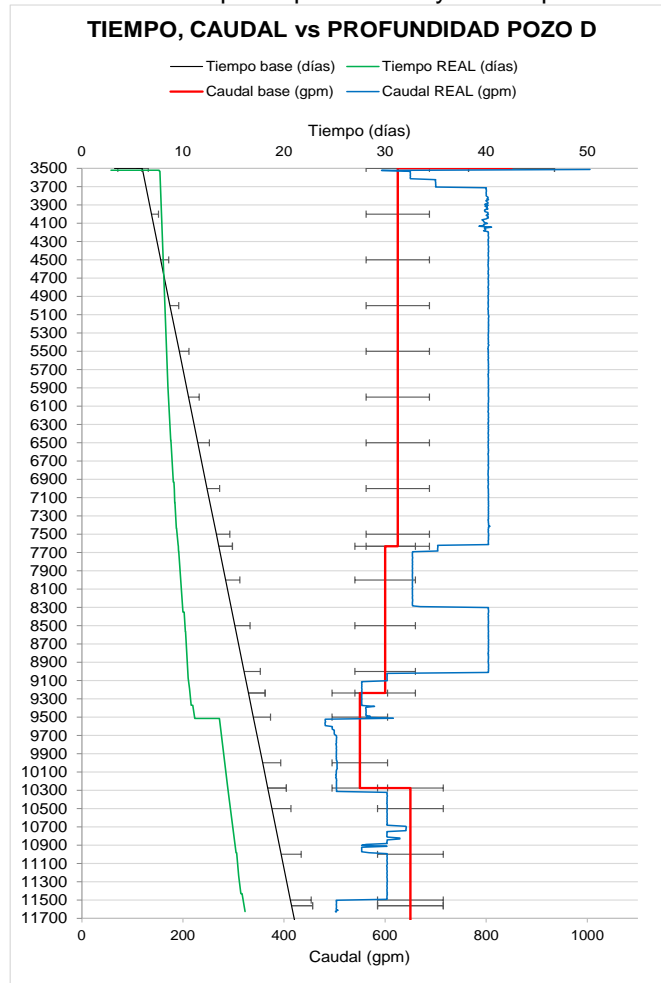
Para el pozo D el rango de operación de la RPM estuvo entre 180 rpm y 300 rpm. (Ver **Gráfica 18**).

Para el pozo D la ROP planeada fue de 80 pies/hora, entre 3500 y 3700 pies la ROP fluctuó entre 50 y 140 pies/hora variando 37,5% por debajo del plan y 75% por encima del plan, entre 3700 y 7100 pies la ROP fluctuó entre 100 y 280 pies/hora variando 250% por encima del plan, entre 7100 y 8300 pies la ROP fluctuó entre 40 y 150 pies/hora variando 50% por debajo del plan y 87,5% por encima del plan, entre 8300 y 9100 pies la ROP fluctuó entre 130 y 280 pies/hora variando 250% por encima del plan, entre 9100 y 11700 pies la ROP fluctuó entre 30 y 100 pies/hora variando 62,5% por debajo del plan y 25% por encima del plan.

Para el pozo D el rango de operación de la ROP son 30 pies/hora a 280 pies/hora. (Ver **Gráfica 18**).

**3.2.4.4 Tiempo de operación y caudal.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo D para el tiempo de operación y el caudal.

**Gráfica 19.** Tiempo de perforacion y caudal pozo D



Fuente. Elaboración propia

Para el pozo D se planeo tener un tiempo de 19 días acumulados de operación al finalizar la sección, debido a la alta ROP el tiempo real acumulado al finalizar la sección fue de 15 días, por lo que se tiene una variación del 21,1% por debajo del valor planeado.

El tiempo acumulado al finalizar la sección es de 15 días (ver **Gráfica 19**)

Para el pozo D entre 3500 y 7700 pies se planeo un caudal de 630 gpm, a 3500 pies el caudal disminuyó de 100 a 600 gpm, entre 3500 y 3700 pies el caudal aumentó de 600 a 800 gpm variando 4,76% por debajo del plan y 26,98% por encima del plan, entre 3700 y 7600 pies el caudal se mantuvo en 800 gpm, a 7600 pies el caudal disminuyó de 800 a 650 gpm, variando entre 3,17% y 26,98% por encima del plan. Entre 7700 y 9300 pies se planeó el caudal fuera de 600 gpm, entre 7600 y 8300 pies el caudal se mantuvo en 650 gpm variando 8,33% por encima del plan, a 8300 pies el caudal aumentó de 650 a 800 gpm, entre 8300 y 9000 pies el caudal fue de 800 gpm variando 33,33%. Entre 9300 y 10300 pies

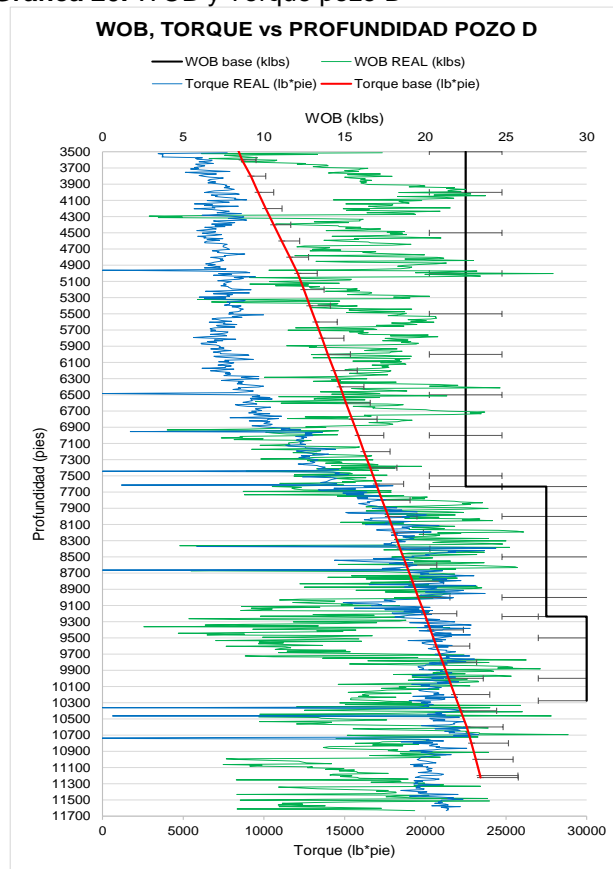
se planeo el caudal fuera de 550 gpm, entre 9000 y 9500 pies el caudal disminuyó de 800 a 550 gpm variando 45,45% por encima del plan, a 9500 pies el caudal disminuyó de 550 gpm a 500 gpm, entre 9500 y 10300 pies el caudal se mantuvo en 500 gpm variando 9,1% por debajo del plan, a 10300 pies el caudal aumentó de 500 a 600 gpm.

Entre 10300 y 11700 pies se planeó el caudal fuera de 650 gpm, entre 10300 y 11500 el caudal fue de 600 gpm variando 7,69 por debajo del plan, a 11500 pies el caudal disminuyó de 600 a 500 gpm, entre 11500 y 11700 pies el caudal se mantuvo en 500 gpm variando 23,1% por debajo del plan. Durante la construcción de la sección, el caudal estuvo fuera del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño.

Para el pozo D el rango de operación del caudal fue entre 500 gpm y 800 gpm. (Ver **Gráfica 19**).

**3.2.4.5 WOB y Torque.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo D para el WOB y el Torque.

**Gráfica 20. WOB y Torque pozo D**



Fuente. Elaboración propia

Para el pozo D el WOB planeado entre 3500 y 7700 pies fue de 22,5 Klb y durante la perforación este fluctuó entre 5 Klb y 25 Klb, variando entre 77,78% por debajo del valor planeado y 11,11% por encima del valor planeado. Entre 7700 y 9300 pies se planeo un WOB de 27,5 Klb, durante la perforación este fluctuó entre 12,5 Klb y 25 Klb, variando entre 54,55% y 9,1% por debajo del valor paneado. Entre 9300 y 10300 pies se planeo un WOB de 30 Klb, durante la perforación entre las profundidades de 9300 a 11700 pies este fluctuó entre 2 Klb y 29 Klb, variando entre 3,33% y 93,33% por debajo del valor paneado. Durante la construcción de la sección el WOB se mantuvo por debajo del valor planeado durante casi toda la operación y fuera del límite del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño.

Para el pozo D el rango de operación del WOB fue entre 2 Klb y 29 Klb. (Ver **Gráfica 20**).

Para el pozo D el Torque se planeó para que aumentara de 11000 lb/pie hasta 24000 lb/pie a lo largo de la construcción de la sección; la construcción de la sección estuvo con un torque que vario entre 6000 lb/pie y 25000 lb/pie con aumentos y disminuciones dada la naturaleza de las formaciones variando entre 45,45% respecto al mínimo planeado y 4,16% respecto al máximo planeado. El torque se mantuvo por debajo del planeado durante casi toda la sección fuera del margen de tolerancia del 10% y finalizando la construcción aumento sobrepasando el valor planeado.

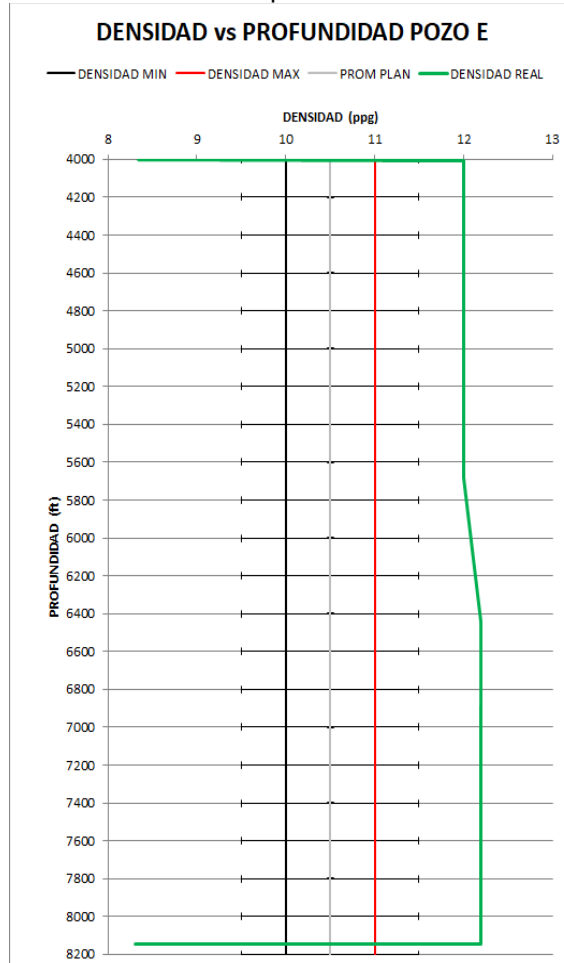
Para el pozo D el rango de operación del Torque fue entre 6000 lb/pie y 25000 lb/pie. (Ver **Gráfica 20**).

El comportamiento de los parámetros de operación (ROP, RPM, tiempo, caudal, WOB y Torque) estuvieron fuera del límite de tolerancia del 10% utilizado para evaluar su desempeño dados los eventos que se presentaron. Durante el primer tramo de la sección el Torque estuvo por debajo del valor planeado, pero fuera del 10% de tolerancia, este comportamiento cambio durante la construcción del segundo tramo donde los valores registrados del Torque aumentaron sobrepasando el valor planeado estando fuera del 10% de tolerancia propuesto para evaluar el comportamiento. Este comportamiento se debe posiblemente al uso del lodo base agua.

**3.2.5 Pozo E.** Se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo E para los parámetros del lodo (Densidad y Punto Cedente) y los parámetros de operación (ROP, RPM, tiempo, caudal, Torque, WOB) teniendo como margen de tolerancia el 10% respecto al caso ideal que para este caso es el promedio entre el valor máximo y mínimo planeado y definirán los rasgos de operación en este pozo.

**3.2.5.1 Densidad.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo E para la Densidad.

**Gráfica 21.** Densidad pozo E



**Fuente.** Elaboración propia

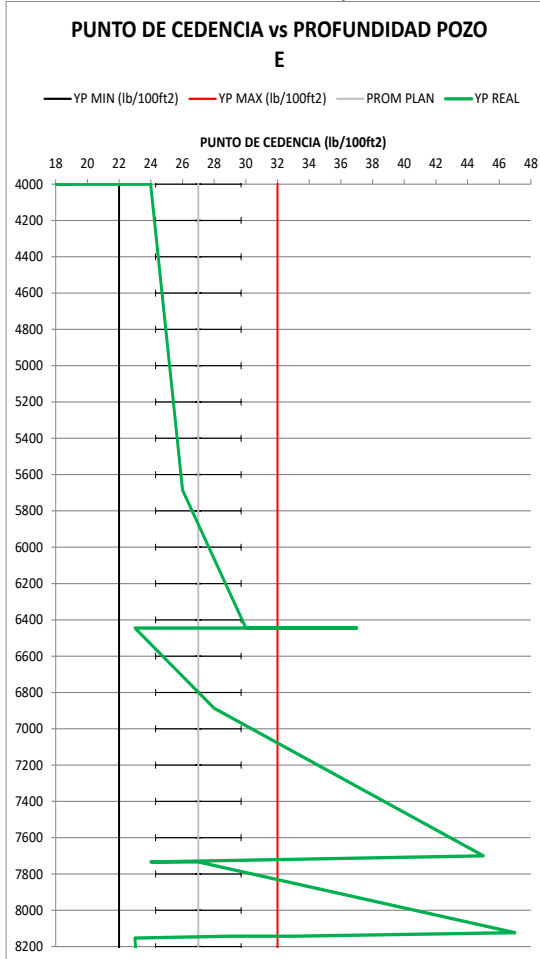
Para el pozo D la densidad ideal planeada fue de 10,5 ppg; a 4000 pies se hizo la homogenización del lodo pasando de 8,3 ppg a 12 ppg, y con este valor de densidad se inició la construcción de la sección. Entre 4000 y 5700 pies la densidad se mantuvo en 12 ppg, variando 14,29% por debajo del valor planeado, entre 5700 y 6400 pies se aumento la densidad del lodo de 12 a 12,3 ppg, entre 6400 y 8200 pies el lodo se mantuvo en 12,3 ppg, variando 17,14% por encima del plan, a 8200 pies se realizo nuevamente la homogenización del fluido pasando de 12,3 ppg a 8,3 ppg. Durante la construcción de la sección el lodo estuvo por encima y por fuera del margen de tolerancia del 10%. Para el pozo

E el rango de operación de la densidad estuvo entre 12 y 12,3 ppg (Ver **Gráfica 21**).



**3.2.5.2 Punto Cedente.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo E para el Punto Cedente.

**Gráfica 22.** Punto Cedente pozo E



**Fuente.** Elaboración propia

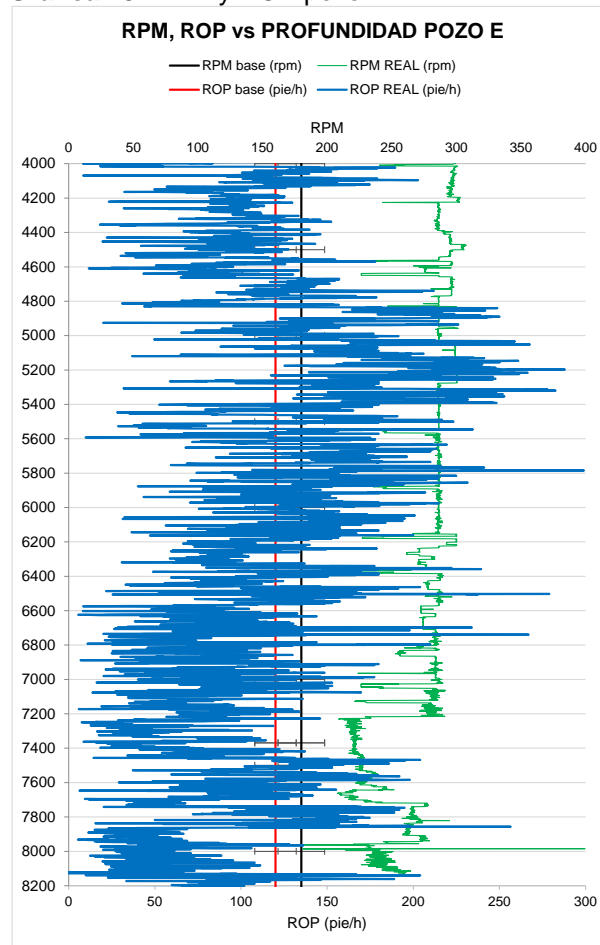
Para el pozo E el Punto Cedente planeado fué de 27 lb/100ft<sup>2</sup>; a 4000 pies el Punto Cedente varió entre 18 y 24 lb/100ft<sup>2</sup> iniciando la construcción de la sección con 24 lb/100ft<sup>2</sup>. Entre 4000 y 5700 pies el Punto Cedente aumentó de 24 a 26 lb/100ft<sup>2</sup>, variando 11,11% y 3,70 % por debajo del valor planeado, entre 5700 y 6400 pies el Punto Cedente aumentó de 26 lb/100ft<sup>2</sup> a 30 lb/100ft<sup>2</sup> variando entre 3,70 % por debajo del plan y 1,11% por encima del plan, a 6400 pies el punto cedente aumentó de 30 a 37 lb/100ft<sup>2</sup> y de 37 a 23 lb/100ft<sup>2</sup>, entre 6400 y 6900 pies el Punto Cedente aumentó de 23 lb/100ft<sup>2</sup> a 28 lb/100ft<sup>2</sup>, variando del valor ideal 14,81% por debajo del plan y 3,70 % por encima del valor planeado, entre 6900 y 7700 pies el Punto Cedente aumentó pasando de 28 lb/100ft<sup>2</sup> a 44 lb/100ft<sup>2</sup>, variando entre 3,70% y 62,96 % por encima del valor planeado, a 7700 pies el Punto Cedente disminuyó de 44 a 24 lb/100ft<sup>2</sup>; entre 7700 y 8100 pies el Punto Cedente aumentó de 24 lb/100ft<sup>2</sup> a 47 lb/100ft<sup>2</sup> variando del valor ideal

11,11% por debajo del plan y 74,7 % por encima del valor planeado; a 8100 pies el Punto Cedente disminuyó de 47 lb/100ft2 a 23 lb/100ft2, finalizando la sección con 23 lb/100ft2 variando del valor ideal 14,81% por debajo del plan. Durante la construcción de la sección, el Punto Cedente tuvo un comportamiento cambiante estando fuera del margen de tolerancia del 10% propuesto para evaluar su comportamiento.

Para el pozo E el rango de operación del Punto Cedente fue entre 23 lb/100ft2 y 47 lb/100ft2. (Ver **Gráfica 22**).

**3.2.5.3 RPM Y ROP.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo E para la RPM y la ROP.

**Gráfica 23.** RPM y ROP pozo E



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo E la RPM planeada fue de 170 rpm; entre 4000 y 5700 pies la RPM se mantuvo en 300 rpm con una variación de 76,47% por encima del plan, entre 5300 y 7200 pies la RPM se mantuvo en 290 rpm variando 70,59% por encima del plan, a 7200 pies la RPM disminuyó de 290 a 230 rpm, entre 7200 y 7700 pies

la RPM se mantuvo en 230 rpm variando 35,29% por encima del plan, a 7700 pies la RPM aumentó de 230 a 260 rpm, entre 7700 y 8000 pies la RPM se mantuvo en 260 rpm, entre 8000 y 8200 pies la RPM aumentó de 260 a 270 rpm variando entre 52,54% y 58,82% por encima del valor planeado. Durante la construcción de la sección, la RPM estuvo por encima y por fuera del margen de tolerancia del 10%.

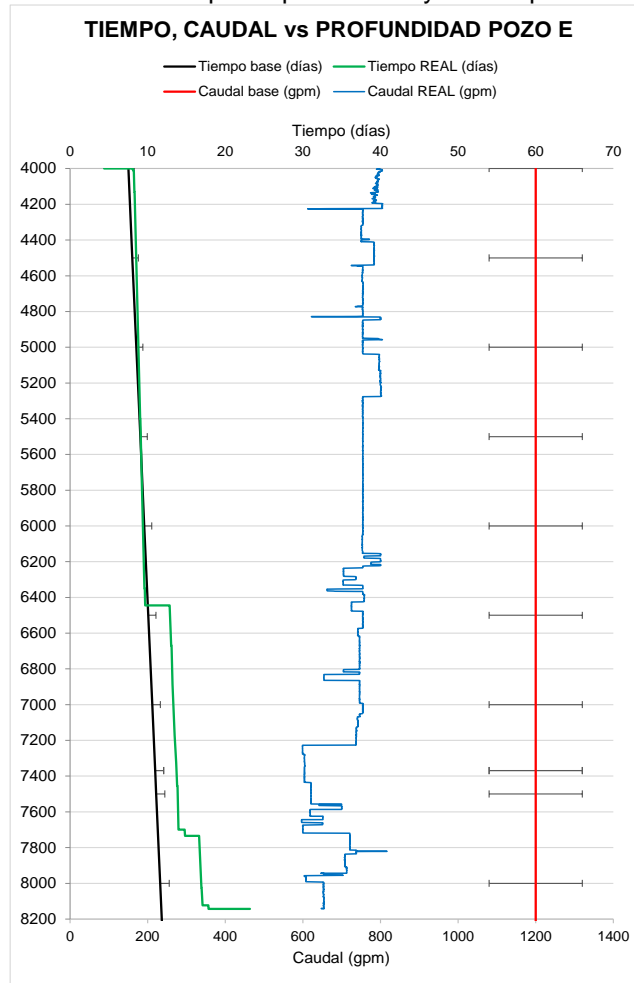
Para el pozo E el rango de operación la RPM fue entre 230 rpm y 300 rpm. (Ver **Gráfica 23**).

Para el pozo E la ROP planeada fue de 120 pies/hora; entre 4000 y 48400 pies la ROP fluctuó entre 20 y 150 pies/hora variando 83,33% por debajo del plan y 25% por encima del plan, entre 4800 y 6200 pies la ROP fluctuó entre 75 y 250 pies/hora variando 37,5% por debajo del plan y 108,33%, entre 6200 y 8200 la ROP varió entre 10 y 150 pies/hora on una variación de 91,67% por debajo del plan y 25% por encima del plan.

Para el pozo E el rango de operación de la ROP fue entre 10 pies/hora y 250 pies/hora. (Ver **Gráfica 23**).

**3.2.5.4 Tiempo de operación y caudal.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo E para el tiempo de operación y el caudal.

**Gráfica 24.** Tiempo de perforación y caudal pozo E



Fuente. Elaboración propia

Para el pozo E se planeó tener un tiempo de 10 días acumulados de operación al finalizar la sección, dado los eventos presentados durante la perforación en los que se vio afectados la ROP el tiempo real acumulado al finalizar la sección fue de 21 días, por lo que se tiene una variación del 110% por encima del valor planeado. El tiempo acumulado al finalizar la sección es de 21 días (ver **Gráfica 24**)

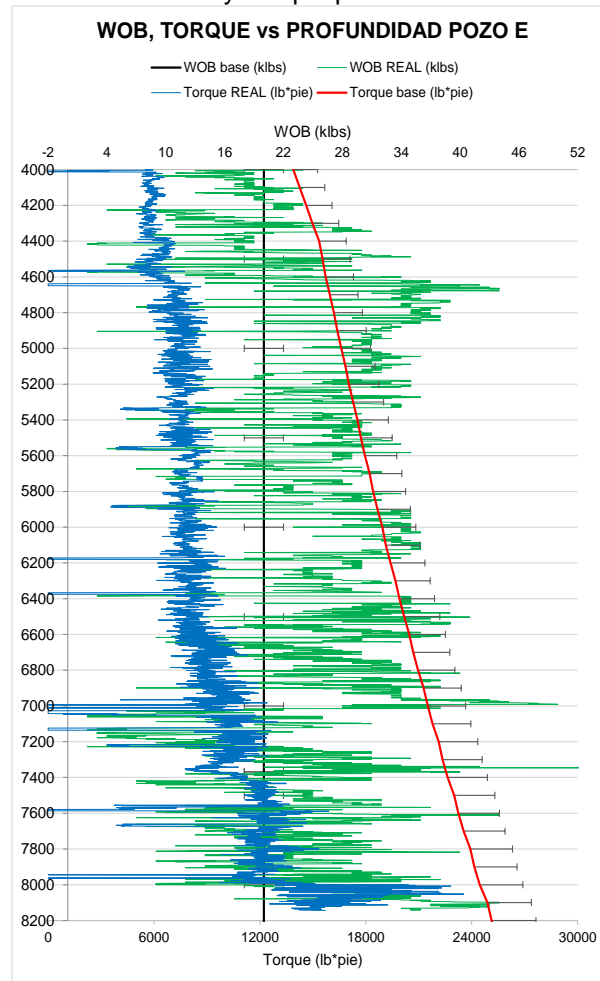
Para el pozo E se planeó un caudal de 1200 gpm, entre 4000 y 4200 pies el caudal se mantuvo en 800 gpm variando 33,33% por debajo del plan, entre 4200 y 5000 pies el caudal se mantuvo en 750 gpm variando 37,5% por debajo del plan, entre 5000 y 5300 pies el caudal se mantuvo en 800 gpm, variando entre 33,33 % por debajo del plan, entre 5300 y 6200 pies el caudal se mantuvo en 750 gpm variando 37,5% por debajo del plan, entre 6200 y 7200 pies el caudal se mantuvo en 700 gpm variando 41,67% por debajo del plan, entre 7200 y 7700 pies el caudal se mantuvo en 600 gpm variando 50% por debajo del plan, entre 7700 y 8000 el caudal fue de 700 gpm variando 41,67% por debajo del plan, entre 8000 y

8200 pies el caudal se mantuvo en 650 gpm variando 45,83% por debajo del plan. Durante la construcción de la sección, el caudal estuvo por debajo y fuera del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño.

Para el pozo E el rango de operación del caudal fue entre 600 gpm y 800 gpm. (Ver **Gráfica 24**).

**3.2.5.5 WOB y Torque.** A continuación, se realizará la descripción de los resultados obtenidos durante la perforación del pozo E para el WOB y el Torque.

**Gráfica 25. WOB y Torque pozo E**



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo E el WOB planeado fue de 20 Klb; entre 4000 y 4600 pies el WOB fluctuó entre 4 y 34 Klb, variando entre 80% por debajo del valor planeado y 70% por encima del valor planeado, entre 4600 y 5200 pies el WOB fluctuó entre 19 y 45 Klb, variando entre 5% por debajo del valor planeado y 125% por encima del valor planeado, entre 5200 y 6800 pies el WOB fluctuó entre 10 y 39 Klb,

varianado entre 50% por debajo del valor planeado y 95% por encima del valor planeado, entre 6800 y 7000 pies el WOB fluctuó entre 14 y 49 Klb, varianado entre 30% por debajo del valor planeado y 145% por encima del valor planeado, entre 7000 y 7200 pies el WOB fluctuó entre 0 y 28 Klb, varianado entre 100% por debajo del valor planeado y 40% por encima del valor planeado, entre 7200 y 8200 pies el WOB fluctuó entre 6 y 40 Klb, varianado entre 70% por debajo del valor planeado y 100% por encima del valor planeado. Durante la construcción de la sección el WOB se mantuvo por encima del valor planeado durante casi toda la sección y fuera del límite del 10% de tolerancia propuesto para evaluar su desempeño.

Para el pozo E el rango de operación del WOB fue entre 0 Klb y 49 Klb. (Ver **Gráfica 25**).

Para el pozo E el Torque se planeó para que aumentara de 13000 lb/pie hasta 25000 lb/pie a lo largo de la construcción de la sección; la construcción del primer tramo de la sección estuvo con un torque que vario entre 8000 lb/pie y 12000 lb/pie con aumentos y disminuciones dada la naturaleza de las formaciones variando entre 38,46% respecto al mínimo planeado y 52% respecto al máximo planeado y la construcción del segundo tramo de la sección estuvo con un torque que vario entre 12000 lb/pie y 23000 lb/pie con aumentos y disminuciones dada la naturaleza de las formaciones variando entre 52% respecto al mínimo planeado y 8% respecto al máximo planeado. El torque se mantuvo por debajo del planeado durante casi toda la sección fuera del margen de tolerancia del 10% y finalizando la construcción aumento sobrepasando el valor planeado.

Para el pozo E el rango de operación del Torque fue entre 8000 lb/pie y 23000 lb/pie. (Ver **Gráfica 25**).

El comportamiento de los parámetros de operación (ROP, RPM, tiempo, caudal, WOB y Torque) estuvieron fuera del límite de tolerancia del 10% utilizado para evaluar su desempeño dados los eventos que se presentaron. Durante el primer tramo de la sección el Torque estuvo por debajo del valor planeado, pero fuera del 10% de tolerancia, durante la construcción del segundo tramo los valores registrados del Torque aumentaron sin sobrepasar el valor planeado estando fuera del 10% de tolerancia propuesto para evaluar el comportamiento. Este comportamiento se debe posiblemente al uso del lodo base agua.

### 3.3 IDENTIFICACIÓN DE LA INTERACCIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN CON LAS FORMACIONES

En esta sección se realizará el análisis de la interacción Roca fluido mediante la interpretación de las pruebas realizadas (capacidad de intercambio catiónico, difracción de rayos X e Hinchamiento lineal) con cortes de las Formaciones Orito-Belen y Rumiyaco.

**3.3.1 Capacidad De Intercambio Catiónico.** A continuación, se muestra la tabla obtenida de la prueba de capacidad de intercambio catiónico en para las Formaciones Orito-Belen y Rumiyaco.

**Tabla 14.** Capacidad de Intercambio Catiónico

<b>Muestra</b>	<b>CEC, meq/100gr</b>
Formación Orito Belen	26
Formación Rumiyaco	19

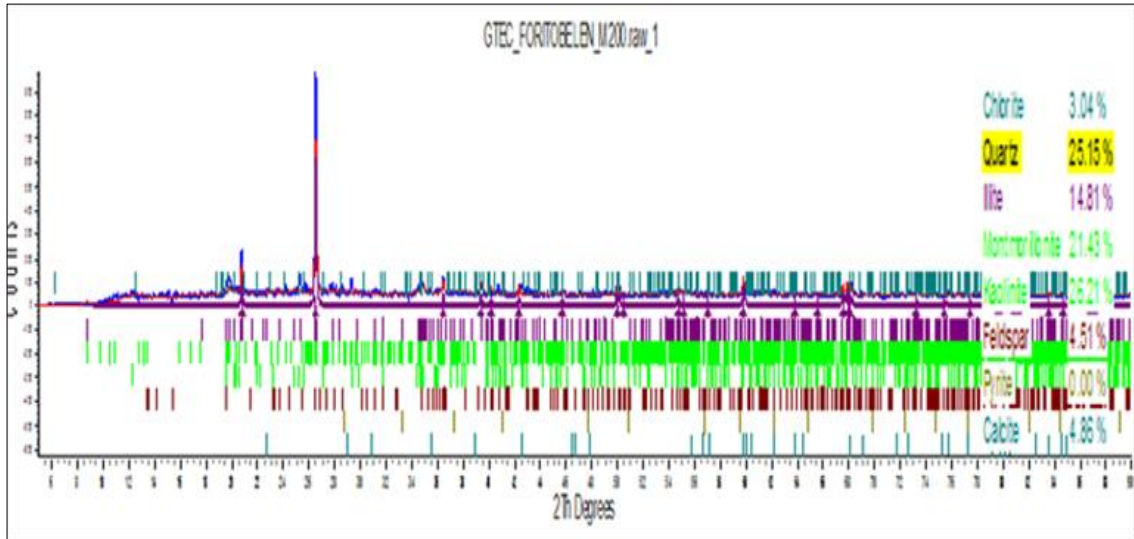
**Fuente.** Laboratorio NOV

Mediante la prueba de intercambio catiónico se definió que las Formaciones Orito-Belen y Rumiyaco tienen una reactividad media. Se evidencia que la Formación Orito-Belen 27% más hidratable que la Formación Rumiyaco (ver **Tabla 14.**) por lo que en la perforación con lodos base agua se tiene mayor tendencia a tener puntos apretados en la Formación Orito-Belen dificultando la maniobrabilidad de la sarta o incluso facilitando la generación de pegas mecánicas.

**3.3.2 Difracción de rayos X.** Mediante la Prueba de difracción de rayos X se identificaron los minerales existentes en las Formaciones Orito-Belen y Rumiyaco.

**3.3.2.1 Formación Orito-Belen.** A continuación, se realizará la descripción mineralógica de la Formación Orito-Belen a partir de los datos obtenidos de la prueba de difracción de rayos X.

**Gráfica 26.** Difractograma Formación Orito-Belen

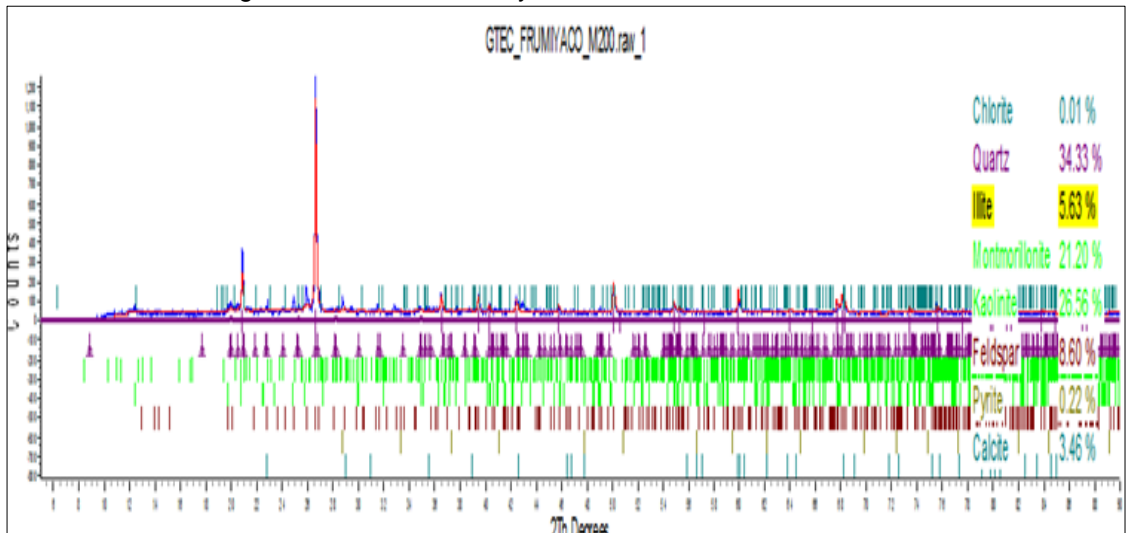


**Fuente.** Laboratorio NOV

El Difractograma de la Formación Orito-Belen muestra que esta formación está compuesta por 3,04% de Clorito, 25,15% de Cuarzo, 14,81 de Illita, 21,43% de Montmorillonita, 26,21% de Caolinita, 4,51% de Feldespato y 4,86% de Calcita (Ver **Gráfica 26**); el alto contenido de Montmorillonita hace a la Formación sensible al hinchamiento.

**3.3.2.2 Formacion Rumiayaco.** A continuación, se realizará la descripción mineralógica de la Formación Rumiayaco a partir de los datos obtenidos de la prueba de difracción de rayos X.

**Gráfica 27.** Difractograma Formación Rumiayaco



**Fuente.** Laboratorio NOV

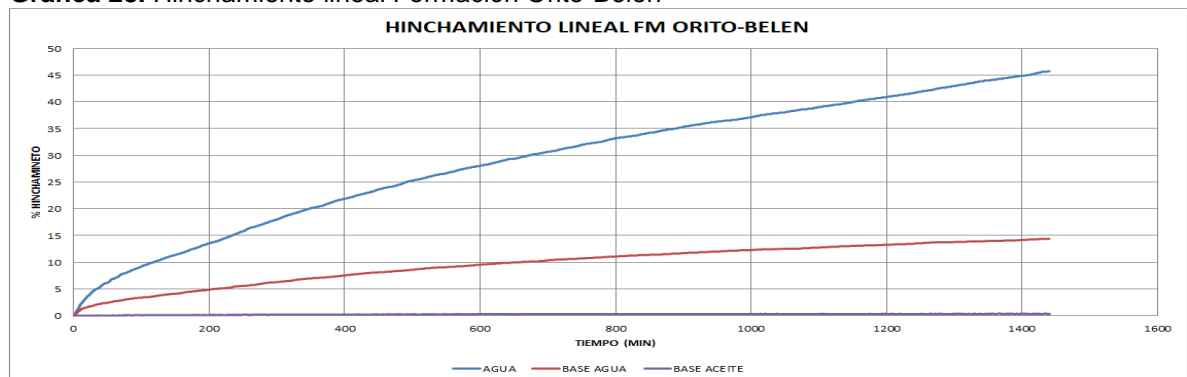


El Difractograma de la Formación Rumiayaco muestra que esta arcilla está compuesta por 0,01% de Clorito, 34,33% de Cuarzo, 5,63 de Illita, 21,20% de Montmorillonita, 26,56% de Caolinita, 8,60% de Feldespato, 0,22 de Pirita y 3,46% de Calcita (Ver **Gráfica 27**); el alto contenido de Montmorillonita hace a la Formación sensible al hinchamiento. Teniendo identificados los porcentajes de cada mineral por los que están compuestas las Formaciones Orito-Belen y Rumiayaco, se logró confirmar que la Formación Orito-Belen es más sensible a la hidratación que la Formación Rumiayaco debido al Porcentaje de Montmorillonita que contienen.

**3.3.3 Hinchamiento lineal.** Mediante la prueba de hinchamiento lineal se analizó el comportamiento de hidratación de las Formaciones orito-Belen y Rumiayaco con agua dulce, lodo base agua del pozo C y lodo base aceite del pozo A, esta prueba tuvo una duración de 1450 minutos.

**3.3.3.1 Formacion Orito-Belen.** A continuación, se realizará el análisis de la prueba de hinchamiento lineal en la Formación Orito-Belen

**Gráfica 28.** Hinchamiento lineal Formación Orito-Belen

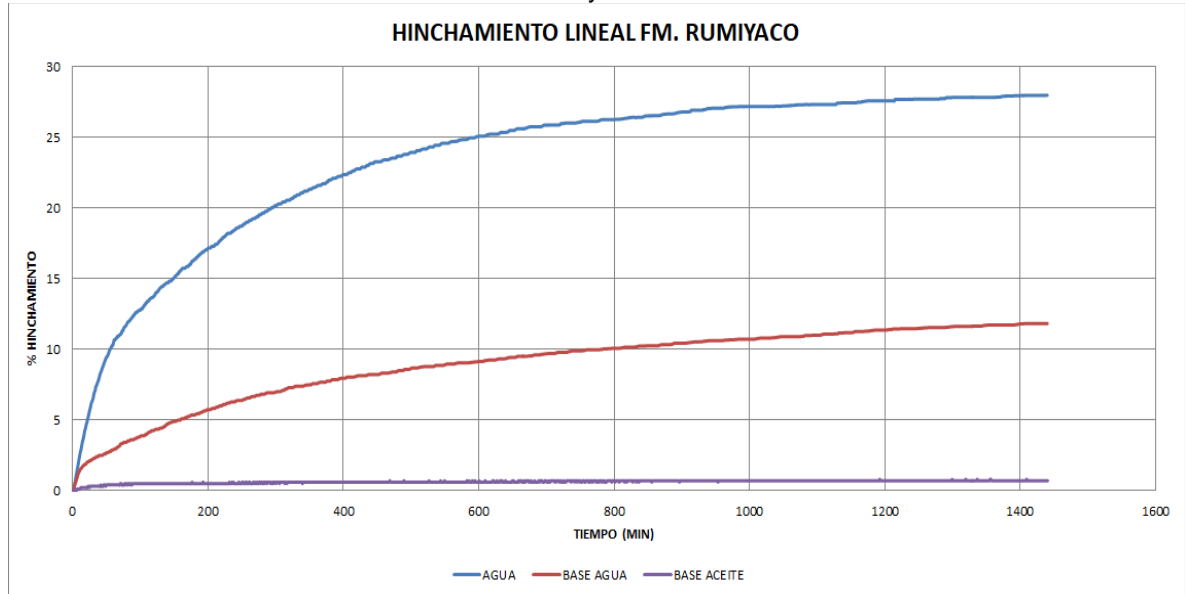


**Fuente.** Laboratorio NOV

Como se puede apreciar en la **Gráfica 28** la línea color azul representa el agua fresca, esta tiende a hinchar las arcillas de la Formación Orito-Belen de manera acelerada y constante llegando hasta 46% a los 1440 min, la línea color rojo representa un lodo base agua al que se le han adicionado aditivos para inhibir las arcillas de la Formación Orito-Belen, esta muestra que sigue habiendo hinchamiento de la formación pero con una tendencia de crecimiento mucho más desacelerada llegando a 14,8% a los 1440 min, esto muestra una reducción del hinchamiento en la formación de un 68% respecto a los resultados con agua sin aditivos, la línea color morado representa un lodo base aceite, para la inhibición de las arcillas de la Formación Orito-Belen, este lodo es la mejor opción debido a que las arcillas no mostraron hidratación con este sistema de lodo teniendo constante un hinchamiento de 0% durante toda la prueba.

### 3.3.3.2 Formacion Rumiyaco. A continuación, se realizará el análisis de la prueba de hinchamiento lineal en la Formación Rumiyaco.

**Gráfica 29.** Hinchamiento lineal Formación Rumiyaco



**Fuente.** Laboratorio NOV

Como se puede apreciar en la **Gráfica 29** la línea color azul representa el agua fresca, esta tiende a hinchar las arcillas de la Formación Rumiyaco de manera acelerada y constante llegando hasta 27,5% a los 1440 min, la línea color rojo representa un lodo base agua al que se le han adicionado aditivos para inhibir las arcillas de la Formación Rumiyaco, esta muestra que sigue habiendo hinchamiento de la formación pero con una tendencia de crecimiento mucho más desacelerada llegando a 12% a los 1440 min, esto muestra una reducción del hinchamiento en la formación de un 56% respecto a los resultados con agua sin aditivos, la línea color morado representa un lodo base aceite, para la inhibición de las arcillas de la Formación Rumiyaco, este lodo es la mejor opción debido a que las arcillas mostraron un hinchamiento del 0,8% constante durante toda la prueba representando una reducción del 97% del hinchamiento de la Formación respecto a los resultados con agua fresca y del 93% respecto a los resultados con lodo base agua.

Se confirma que las arcillas de la Formación Orito-Belen tienen una tendencia mayor al hinchamiento y más desacelerada que la Formación Rumiyaco mostrando a los 200 minutos un hinchamiento del 14% en la Formación Orito-Belen y del 17% para la Formación Rumiyaco, posteriormente a los 600 min la Formación Rumiyaco muestra una tendencia a la estabilización en el porcentaje de hinchamiento mientras que para la Formación Orito-Belen la tendencia sigue siendo al aumento incluso después de los 1440 min de la prueba; otro factor donde se puede evidenciar que la Formación Orito-Belen es más sensible que la

Formación Rumiyaco es el contenido de minerales mostrados en los difractogramas, la Formación Orito-Belen está compuesta principalmente por Montmorillonita (21,43%), mientras que la Formación Rumiyaco está compuesta principalmente por clorito (34,33%) y finalmente la prueba de intercambio catiónico (CEC) muestra que las formaciones tiene una reactividad media con un valor de 26 meq/100g para la formación Orito-Belen y 19 meq/100g para la Formación Rumiyaco.

### 3.4 DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES OPERACIONALES DE LOS FLUIDOS BASE ACEITE RESPECTO A LOS FLUIDOS BASE AGUA

En la **Tabla 15**. Se presenta el resumen de los parámetros de selección (similitud de profundidad, secciones en que fue perforado el pozo y la inclinación) a partir de los cuales se seleccionaron los pozos C (pozo base agua) y el pozo A (pozo base aceite) para realizar la determinación de los límites operacionales con lodo base aceite y el lodo base agua.

**Tabla 15.** Parámetros de selección

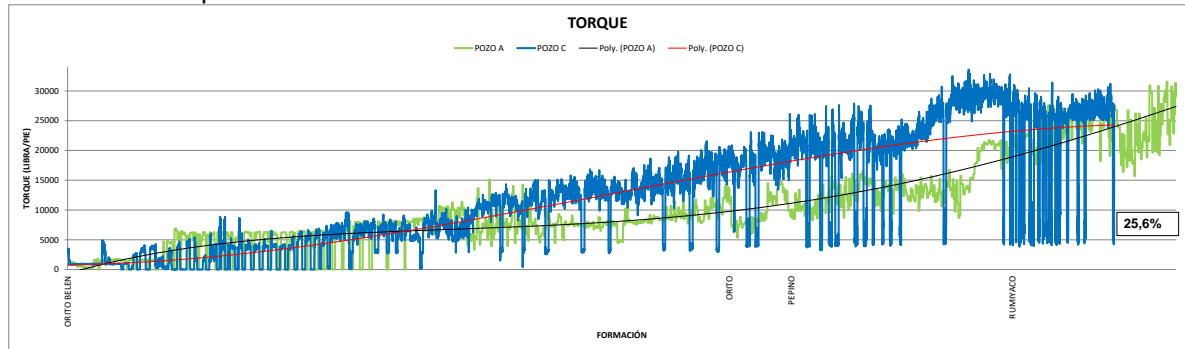
PARÁMETROS	POZO A		POZO B		POZO C		POZO D		POZO E	
Tipo de fluido empleado	Lodo Base Aceite		Lodo Base Aceite		Lodo Base Agua		Lodo Base Agua		Lodo Base Agua	
Profundidad (ft)	27	11505	0	10384	41	11055	31	11627	0	12520
Número de secciones	3		3		3		2		3	
Inclinación (°)	38,61		17,69		42,43		45,2		49,35	

**Fuente.** Elaboración propia

A partir de las siguientes gráficas se analiza el comportamiento de los parámetros que tuvieron mayor impacto durante la perforación de los pozos seleccionados, se hizo uso del valor promedio por formación de los siguientes parámetros, Torque, RPM en superficie, Punto Cedente y ROP efectiva; mediante el análisis de estos parámetros se determinará el porcentaje de variación que se tuvo en el pozo A (lodo base aceite) respecto al pozo C (lodo base agua).

**3.4.1 Torque.** A partir de la información de la **Gráfica 30**. Se realizará el análisis del Torque para los pozos A (base aceite) y C (base agua).

**Gráfica 30.** Torque en las Formaciones atravesadas



**Fuente.** Elaboración propia

El pozo A, se perforó en tres secciones utilizando un fluido base aceite durante la sección intermedia; en la gráfica se observa que durante la perforación de la Formación Orito-Belén a Orteguzaza se tuvo tendencia al aumento del torque en el pozo, este valor aumento de 5993,35 a 9670,92 lb\*pie aumentando 61,36%, esta tendencia se suavizo durante la perforación de la Formación Orteguzaza a Pepino donde el valor del torque varió de 9670,92 a 12789,95 lb\*pie aumentando 32,25% y durante la perforación de Pepino a Rumiayaco esta tendencia fue mucho más marcada aumentando el torque de 12789,95 a 22569,78 lb\*pie, aumentando 76%.

El pozo C, se perforó en tres secciones con lodo base agua, en la gráfica se observa que durante la perforación de la Formación Orito-Belén a Orteguzaza se tuvo el mayor tendencia al aumento del torque en el pozo, este valor aumento de 7012,11 a 16954,8 lb\*pie aumentando 141,79%, esta tendencia se suavizó durante la perforación de la Formación Orteguzaza a Pepino donde el valor del torque vario de 16954,8 a 21821,24 lb\*pie aumentando 28,70% y durante la perforación de Pepino a Rumiayaco esta tendencia se suavizo aún más donde el torque varió de 21821,24 a 21775,25 lb\*pie aumentando 0,21%.

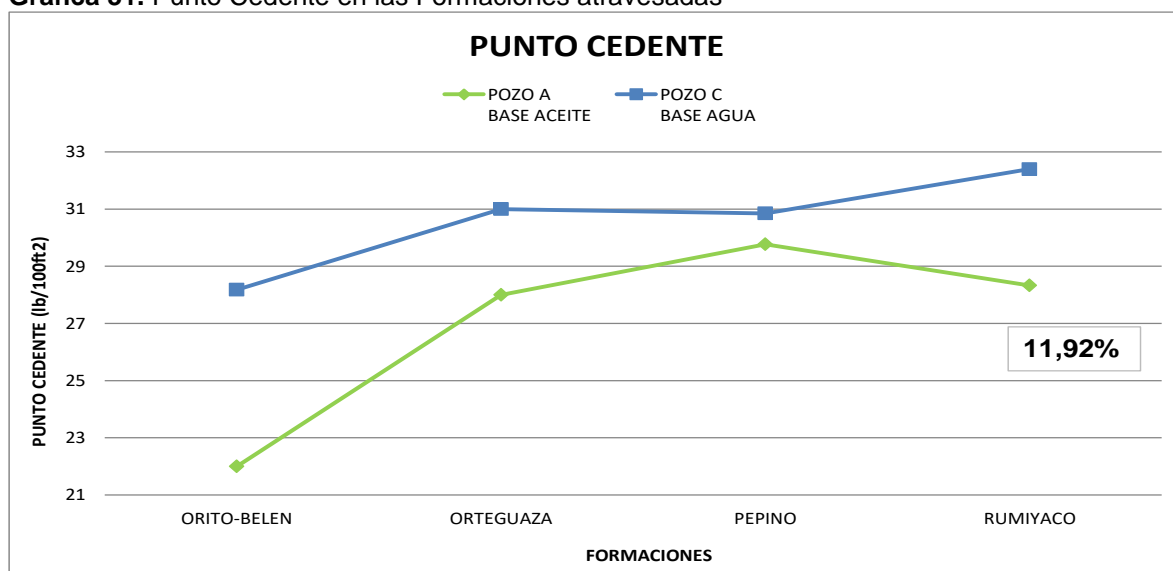
**Tabla 16.** Variación del torque.

FORMACIONES	TORQUE (LB*PIE)		PORCENTAJE DE VARIACION ENTRE EL POZO A Y EL POZO C (%)
	POZO A	POZO C	
Orito-Belen	5993,35	7012,11	14,53
Orteguzaza	9670,92	16954,8	42,96
Pepino	12789,95	21821,24	41,39
Rumiayaco	22569,78	21775,25	3,5
Total			25,6

**Fuente.** Elaboración propia

**3.4.2 Punto cedente.** A partir de la información de la **Gráfica 31**. Se realizará el análisis del Punto Cedente para los pozos A (base aceite) y C (base agua).

**Gráfica 31.** Punto Cedente en las Formaciones atravesadas



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo A se observa en la gráfica que el Punto Cedente entre las Formaciones Orito-Belen y Orteguaza va desde 22 lb/100pie<sup>2</sup> hasta 28 lb/pie<sup>2</sup> aumentando 27,27%, entre las Formaciones Orteguaza y Pepino va desde 28 lb/100pie<sup>2</sup> hasta 29,77 lb/100pie<sup>2</sup> aumentando 6,32% y entre las Formaciones Pepino y Rumiyaco va desde 29,77 lb/100pie<sup>2</sup> hasta 28,33 lb/100pie<sup>2</sup> disminuyendo 4,83%.

Para el pozo C se observa en la gráfica que el Punto Cedente entre las Formaciones Orito-Belen y Orteguaza va desde 28,18 lb/100pie<sup>2</sup> hasta 31 lb/pie<sup>2</sup> aumentando 10,01%, entre las Formaciones Orteguaza y Pepino va desde 31 lb/100pie<sup>2</sup> hasta 30,85 lb/100pie<sup>2</sup> disminuyendo 0,48% y entre las Formaciones Pepino y Rumiyaco va desde 30,85 lb/100pie<sup>2</sup> hasta 32,4 lb/100pie<sup>2</sup> aumentando 5,02%.

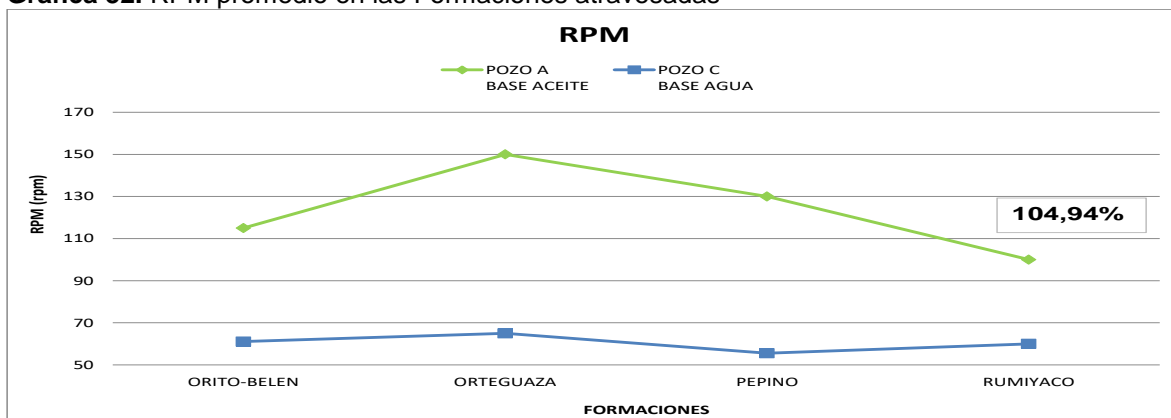
**Tabla 17.** Variación del punto cedente.

FORMACIONES	PUNTO CEDENTE (lb/100pie <sup>2</sup> )		PORCENTAJE DE VARIACION ENTRE EL POZO A Y EL POZO C (%)
	POZO A	POZO C	
Orito-Belen	22	28,18	21,93
Orteguaza	28	31	9,68
Pepino	29,77	30,85	3,5
Rumiyaco	28,33	32,4	12,56
Total			11,92

**Fuente.** Elaboración propia

**3.4.3 RPM.** A partir de la información de la **Gráfica 32.** Se realizará el análisis de la RPM para los pozos A (base aceite) y C (base agua).

**Gráfica 32.** RPM promedio en las Formaciones atravesadas



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo A se observa en la gráfica que durante la perforación de la Formación Orito-Belen a Orteguaza hay un aumento de 115 rpm a 150 rpm aumentando 30,44%, durante la perforación de Orteguaza a Pepino la RPM varía de 150 rpm a 130 rpm disminuyendo 13,33% y durante la perforación de Pepino a Rumiyaco continúa disminuyendo la RPM de 130 rpm a 100 rpm disminuyendo 23,1%.

Para el pozo C se observa en la gráfica que durante la perforación de la Formación Orito-Belen a Orteguaza hay un aumento de 61,07 rpm a 65 rpm aumentando 6,4%, durante la perforación de Orteguaza a Pepino la RPM varía de 65 rpm a 55,55 rpm disminuyendo 14,53% y durante la perforación de Pepino a Rumiyaco varió la RPM de 55,55 rpm a 60 rpm aumentando 8,01%.

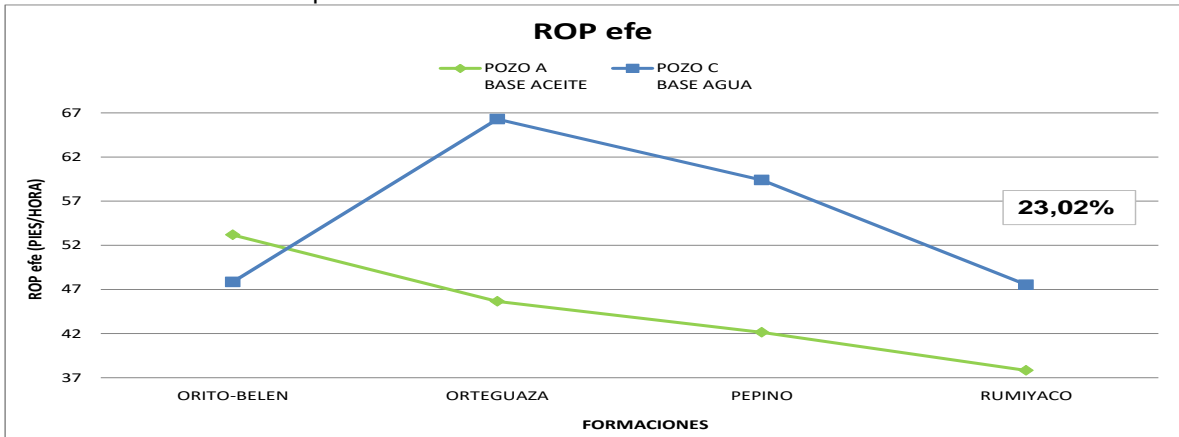
**Tabla 18.** Variaciones del RPM.

FORMACIONES	RPM		PORCENTAJE DE VARIACION ENTRE EL POZO A Y EL POZO C (%)
	POZO A	POZO C	
Orito-Belen	115	61,07	88,31
Orteguaza	150	65	130,77
Pepino	130	55,55	134,02
Rumiyaco	100	60	66,67
TOTAL			104,94

**Fuente.** Elaboración propia

**3.4.4 ROP.** A partir de la información de la **Gráfica 33.** Se realizará el análisis de la ROP para los pozos A (base aceite) y C (base agua).

**Gráfica 33.** ROP efectiva promedio en las Formaciones atravesadas



**Fuente.** Elaboración propia

Para el pozo A se observa en la gráfica que durante la perforación de la Formación Orito-Belen a Orteguaza hay una disminución de 53,17 pies/hora a 45,64 pies/hora disminuyendo 14,16%, durante la perforación de Orteguaza a Pepino hay una variación de 45,64 pies/hora a 42,13 pies/hora disminuyendo 7,69% y durante la perforación de Pepino a Rumiyaco continuo la disminución pasando de 42,13 pies/hora a 37,82 pies/hora disminuyendo 10,23%.

Para el pozo C se observa en la gráfica que durante la perforación de la Formación Orito-Belén a Orteguaza hay una variación de 47,85 pies/hora a 66,29 pies/hora aumentando 38, 53%, durante la perforación de Orteguaza a Pepino hay una variación de 66,29 pies/hora a 59,39 pies/hora disminuyendo 10,41% y durante la perforación de Pepino a Rumiyaco hubo una variación de 59,39 pies/hora a 47,53 pies/hora disminuyendo 19,97%.

**Tabla 19.** Variación de la ROP efectiva

FORMACIONES	ROP (pies/hora)		PORCENTAJE DE VARIACION ENTRE EL POZO A Y EL POZO C (%)
	POZO A	POZO C	
Orito-Belen	53,17	47,85	11,12
Orteguaza	45,64	66,29	31,15
Pepino	42,13	59,39	29,06
Rumiyaco	37,82	47,53	20,73
Total			23,02

**Fuente.** Elaboración propia

Como se puede observar en la **Gráfica 30** el desempeño del torque durante la perforación con el fluido base aceite mejora respecto al desempeño con el fluido base agua; el torque en el pozo A (base aceite) disminuyo 25,6% respecto al pozo C (base agua), dado que el lodo base aceite disminuye el efecto de fricción entre la sarta y la pared de la formación, este comportamiento se vió afectado durante la

perforación entre las Formaciones Pepino y Rumiyoaco dado que hubo un drástico aumento de 9778,83 lb/pie posiblemente por la disminución de 284,42 gpm. El punto Cedente disminuyó 11,92% durante la construcción de la sección intermedia del pozo A respecto al pozo C, esto indica que tienen mejor capacidad para transportar cortes el lodo base agua con el uso de aditivos que eleven la viscosidad que el lodo base aceite.

- La RPM disminuyó durante toda la Perforación de la sección teniendo así una disminución del 33,86% en promedio de toda la sección.
- La ROP efe disminuyó 23,02% en promedio durante la perforación de toda la sección; entre las Formaciones Orteguaza a Rumiyoaco la ROP efe en el pozo A se mantuvo muy por debajo de los valores en el Pozo C.

En la **Tabla 20**. Se resumen los límites operacionales con lodo base aceite y lodo base agua. Para el valor mínimo se realizó la aproximación por debajo y para el valor máximo se realizó la aproximación por arriba.

**Tabla 20.** Límites operacionales

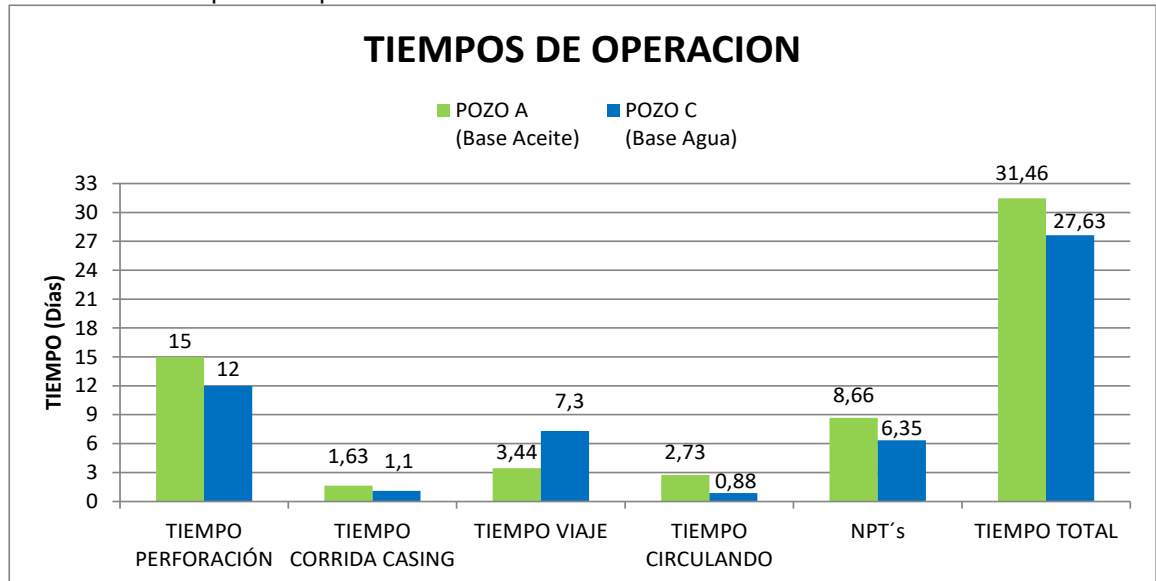
PARÁMETRO	POZO			
	BASE ACEITE		BASE AGUA	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
TORQUE (lb/pie)	5993	22570	7012	21822
PUNTO CEDENTE (lb/100 pies <sup>2</sup> )	22	30	28	33
RPM (rpm)	100	150	60	65
ROP (pie/hora)	37	54	47	67

**Fuente.** Elaboración propia

En la **Gráfica 34**. Se muestra la distribución del tiempo total de perforación en los pozos A (base aceite) y C (base agua)



**Grafica 34.** Tiempos de Operación



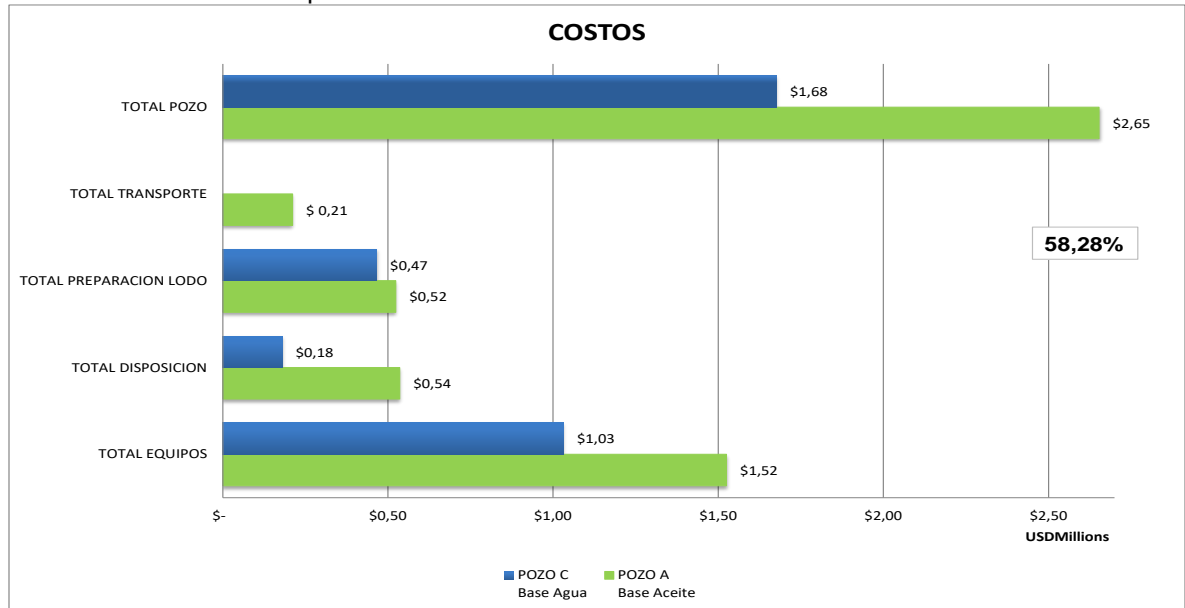
**Fuente.** Elaboración propia

El tiempo de perforación de la sección intermedia en el pozo perforado con lodo base agua (C) fue de 12 días vs 15 días de perforación con lodo base aceite (A), por lo que se puede decir que perforar con lodo base agua es 25% más rápido que perforar con lodo base aceite; Adicionalmente la corrida de revestimiento con lodo base agua es 39% más rápido que con lodo base agua dado que con lodo base agua se baja a una velocidad de 8163 pies/día y con lodo base aceite 5005 pies/día. Los tiempos de viaje se ven afectados de manera positiva por el lodo base aceite, dado que se reducen un 57%, de 7 días viajando en total con lodo base agua a 3 días con el lodo base aceite.

### **3.5 EVALUACIÓN FINANCIERA MEDIANTE LA RELACIÓN BENEFICIO-COSTO**

A continuación, se realizará el análisis de la relación beneficio/costos de la perforación de la sección intermedia de un pozo donde se utilizó lodo base aceite vs lodo base agua; para esto se tuvieron en cuenta los costos de transporte de los cortes, preparación del lodo, disposición y equipos. (Ver **Gráfica 35**)

**Gráfica 35. Costos de Operación**



**Fuente.** Elaboración propia

A partir de los valores totales de la construcción de la sección intermedia con lodo base aceite y con lodo base agua se pudo determinar que el sobre costo de la sección perforada con lodo base aceite fue de \$976.730,05 USD.

Para este ejercicio financiero el sobre costo evidenciado en la perforación con lodo base aceite corresponde al beneficio de la sección perforada con lodo base agua y el costo más la inversión corresponde al costo total de la sección perforada con lodo base agua.

$$\frac{B}{C} = \frac{976.730,05}{1.675.971,44} = 0,58$$

La perforación de la sección intermedia con lodo base aceite no es favorable dado que el sobrecosto es casi 2/3 partes del costo total de la sección con lodo base agua. La relación beneficio/costo da un valor de 0,58 lo cual confirma la infactibilidad del uso de los lodos base aceite, por lo tanto, perforando con lodo base agua se optimiza el presupuesto para los pozos.

#### 4. CONCLUSIONES

- De las pruebas fisicoquímicas realizadas en los lodos se puede concluir que la viscosidad plástica de los lodos base aceite es mayor que de los lodos base agua, con un rango de operación entre 7 y 30 cP para los lodos base aceite y entre 7 y 27 cP para los lodos base agua.
- Los lodos base agua tienen mayor susceptibilidad a tener valores superiores a los planeados para el exceso de calcio, para el pozo C en 93,33%, para el pozo D en 320% y para el pozo E en 800% debido a la presencia y reacción con la Anhidrita de las formaciones atravesadas mientras que para los pozos A y B perforados con lodo base aceite este parámetro se mantuvo dentro del rango planeado.
- Durante la perforación del pozo A la ROP estuvo 45% por debajo del valor planeado afectando directamente el tiempo de operación haciendo que este estuviera 65,58% por encima del valor planeado.
- Durante la perforación del pozo B la ROP estuvo 56,25% por debajo del valor planeado afectando directamente el tiempo de operación haciendo que este estuviera 61,11% por encima del valor planeado.
- Durante la perforación del pozo C la ROP estuvo 340% por encima del valor planeado afectando, pero por dificultades durante la perforación el tiempo de operación estuvo 53,5% por encima del valor planeado.
- Durante la perforación del pozo D la ROP estuvo 64% por encima del valor planeado afectando directamente el tiempo de operación haciendo que este estuviera 21,1% por debajo del valor planeado.
- Durante la perforación del pozo E la ROP estuvo 159,81% por debajo del valor planeado afectando directamente el tiempo de operación haciendo que este estuviera 110% por encima del valor planeado.
- Mediante las pruebas de intercambio catiónico, difracción de rayos X e hinchamiento lineal se puede concluir que el lodo base aceite brinda mejor inhibición que el lodo base agua mostrando una reducción en la hidratación de la formación del 100% para la Formación Orito-Belen y del 93% para la Formación Rumiyaco.
- Al realizar la comparación de los parámetros de operación con lodo base aceite vs lodo base agua se puede concluir que pese a que se logró una reducción del 25,6% del Torque con la implementación del lodo base aceite, los otros parámetros también se vieron afectados; el Punto Cedente se redujo 11,2%, la

ROPefe se redujo 23,02% y esto se traduce en el aumento del 25% en el tiempo de perforación

- De la relación beneficio/costo se puede concluir que el uso de lodos base aceite para la construcción de la sección intermedia de pozos al sur de la Cuenca del Putumayo resulta no favorable ya que el resultado de este indicador es 0,58 (<1).

## 5. RECOMENDACIONES

- Para futuras investigaciones se recomienda dentro de las pruebas fisicoquímicas correr adicional a las ya presentadas en el desarrollo de este proyecto las pruebas de resistividad para confirmar la estabilidad de la emulsión en los lodos base aceite y punto de anilina para validar a qué temperatura se separan las dos fases del fluido.
- Se recomienda realizar el estudio del uso de lodos base aceite durante la perforación de la sección de 8 ½”.
- Se recomienda realizar las pruebas de capacidad de intercambio catiónico, difracción de rayos X e hinchamiento lineal en todas las formaciones Orteguaza y Pepino para tener información de la composición y la admisibilidad de toda la columna de la sección.
- Se recomienda realizar el análisis financiero mediante el indicador Valor Presente Neto para confirmar el resultado presentado en este proyecto.

## BIBLIOGRAFÍA

ANH. [sitio web]. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Sistemas hidrocarburíferos y análisis de plays en la Cuenca Caguan-Putumayo. [Consulta 21 de agosto de 2019]. Archivo pdf. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Geol%20Alvaro%20Vargas%20\(PDF\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Geol%20Alvaro%20Vargas%20(PDF).pdf)

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo educativo panamericano 8 edición. Disponible en: [https://www.academia.edu/35826554/Guillermo\\_Baca\\_Currea\\_Ingenieria\\_Economica\\_8va\\_Edicion](https://www.academia.edu/35826554/Guillermo_Baca_Currea_Ingenieria_Economica_8va_Edicion)

GOVERA, carlos. [Sitio web]. Revista UIS, Geología de la Cuenca del Putumayo. [Consulta 10 de febrero de 2020]. Archivo pdf. Disponible en: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/7137/7387>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153

REVOLLO, Angela. [Sitio web]. SCRIBD. Prueba de hinchamiento lineal. [Consultado 15 febrero de 2020]. Archivo pdf. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/306745765/Prueba-de-Hinchamiento-Lineal>

ROMANI, Yrán. [Sitio web]. Slideshare. Fluidos de perforación. [Consultado 4 de marzo de 2020]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/rikardocazthaneda/manual-de-fluidos-de-perforacion>

SCHLUMBERGER.[Sitio web]. Oilfield glossary. Capacidad de intercambio catiónico. [Consultado 20 de diciembre de 2019]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/cation\\_exchange\\_capacity.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/cation_exchange_capacity.aspx)

SLIDESHARE. [Sitio web]. Funciones del fluido de perforación. [Consultado el 20 de febrero de 2020]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/PerfoBloggerAch/funciones-del-fluido-de-perforacin>

UPTC. Cartografía geológica de 51267.45Km<sup>2</sup> en la Cuenca Caguan-Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km<sup>2</sup> con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas IGAC 413 y 414 departamentos de Mera, Caqueta, Putumayo. Revista UIS