

**DISEÑO DE UN PLAN DE FLUIDOS A NIVEL DE LABORATORIO PARA LAS  
OPERACIONES DE PERFORACIÓN DEL YACIMIENTO, COMPLETAMIENTO Y  
TRATAMIENTO ENZIMÁTICO EN POZOS NUEVOS DEL CAMPO A EN LA  
CUENCA LLANOS ORIENTALES**

**ACOSTA GUTIERREZ LUIS MIGUEL**

**SANTOS GALEANO DANIEL STEVENS**

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

**DISEÑO DE UN PLAN DE FLUIDOS A NIVEL DE LABORATORIO PARA LAS  
OPERACIONES DE PERFORACIÓN DEL YACIMIENTO, COMPLETAMIENTO Y  
TRATAMIENTO ENZIMÁTICO EN POZOS NUEVOS DEL CAMPO A EN LA  
CUENCA LLANOS ORIENTALES**

**ACOSTA GUTIERREZ LUIS MIGUEL**

**SANTOS GALEANO DANIEL STEVENS**

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

**Director  
Héctor Fabián Morales Liévano  
Ingeniero De Petróleos**

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

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

Ing. Jorge Andrés Tovar Moreno.

---

Ing. Adriangela Chiquinquirá Romero Sánchez.

---

Ing. Iván Peñaloza Cristancho.

Bogotá D.C, Agosto de 2018

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y de Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García

Vicerrectora Académica de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. Julio César Fuentes Arismendi

Director Departamento de Ingeniería de Petróleos

Dr. José Humberto Cantillo Silva

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

## DEDICATORIA

Quiero dedicar este trabajo a las personas que en los momentos más difíciles de mi vida supieron amarme incondicionalmente a pesar de lo arduo que eso pudiera ser, ustedes mamá y papá a los cuales nunca podré devolverles todo lo que me han dado a lo largo de mi vida y a quienes siempre tendré presente en mi corazón. También deseo dedicar este logro a todas aquellas personas que me acompañaron a lo largo de mi formación como ingeniero y que se convirtieron a lo largo de los años en mi segunda familia. A su vez deseo agradecer a mi compañero Daniel Santos, por todo su apoyo en el desarrollo del proyecto, su amistad incondicional y su perseverancia para alcanzar las metas propuestas.

Finalmente, pero no menos importante, deseo agradecerle a Dios por enseñarme a lo largo de la elaboración de mi proyecto de grado que las cosas llegan a aquellos que están dispuestos a hacer mucho más allá de lo que es esperado.

Luis Miguel Acosta Gutiérrez

## DEDICATORIA

En primer lugar, quiero dedicar este triunfo a mi familia y a Dios, que fueron un apoyo incondicional durante toda mi vida y sin ellos no hubiera podido alcanzar mis metas. A mi mamá, la cual ha sido mi guía por todo este camino arduo con su amor y sus lecciones, espero que dure conmigo para siempre. A mi hermano, el cual además de ser mi compañero en todo momento me enseñó a ser una mejor persona y profesional. Mi abuela, que es mi segunda madre y sin ella no podría tener una familia tan bonita como lo es hoy. Mis tíos y primos que me han enseñado el significado de una verdadera familia con los que siempre voy a contar. No me podía olvidar de mi compañero de tesis Miguel, que a pesar de todas las traspasadas nos pudimos reír y aprender como nunca. Finalmente, a mis amigos, que hicieron de este trayecto uno de los mejores de mi vida y que espero poder trabajar con ellos en nuestra vida laboral.

Daniel Stevens Santos Galeano

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos a:

El Ingeniero Fabián Morales, director del proyecto, por toda la confianza depositada, su ayuda incondicional y la oportunidad brindada para realizar el proyecto

El Ingeniero Sebastián Mesa, por su guía constante durante la realización del proyecto y su gran disposición para enseñar

La Ingeniera Angélica Pineda, por su colaboración y acompañamiento durante todo el desarrollo del proyecto

El Ingeniero Andrés Giraldo, por su guía y soporte durante la elaboración del proyecto en el laboratorio

El Ingeniero Diego Arias por todas sus recomendaciones y sugerencias durante la realización del proyecto

El Ingeniero John Lombo por su soporte durante la elaboración del proyecto

El Ingeniero Alfonso Vergel por su apoyo durante los trámites para poder ejecutar el proyecto diseñado

La compañía Baker Hughes a General Electric Company por todo el soporte brindado con los materiales, las pruebas de laboratorio, la información adicional requerida y principalmente por la confianza depositada

La Ingeniera Adriangela Romero, por su apoyo y guía en el área de geología

El Ingeniero Luis Gonzalez, por su guía y soporte en el área financiera

El Ingeniero Jorge Tovar, por su acompañamiento continuo y recomendaciones realizadas durante la elaboración del documento

A la Universidad América por su enseñanza y formación como profesionales, junto con todos los profesores que durante la carrera nos brindaron sus conocimientos y experiencias.



## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	28
OBJETIVOS	29
1. GENERALIDADES DEL CAMPO A	30
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	30
1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	30
1.3 MARCO GEOLÓGICO	31
1.3.1 Columna estratigráfica.	31
1.3.2 Estratigrafía.	31
1.3.3 Geología Estructural.	34
1.3.4 Geología del petróleo.	35
1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	36
1.5 UNIDAD DE INTERÉS	39
2. PLAN DE FLUIDOS EMPLEADO EN EL CAMPO A DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES	42
2.1 FLUIDO DE PERFORACIÓN	42
2.1.1 Funciones de un fluido de perforación.	42
2.1.2 Tipos de fluido de perforación.	44
2.1.3 Fluido de perforación de yacimiento.	46
2.1.4 Pruebas de laboratorio para el fluido de perforación.	46
2.2 FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO	55
2.2.1 Factores de Selección de un fluido de completamiento.	56
2.2.2 Daño de formación debido a los sólidos	56
2.2.3 Tipos de fluidos de completamiento.	57
2.2.4 Propiedades del fluido de completamiento.	58
2.2.5 Validación del desempeño del fluido de completamiento mediante el programa DISPLEX.	60
2.3 DAÑO DE FORMACIÓN	64
2.3.1 Significancia del daño de formación.	64
2.3.2 Causa básica.	64
2.3.3 Clasificación de los mecanismos de daño.	66
2.4 POZO TIPO	68
2.4.1 Estado mecánico del pozo.	68
2.4.2 Secciones del pozo	68
2.5 PLAN DE FLUIDOS UTILIZADO ACTUALMENTE	70
2.5.1 Fluido de perforación de yacimiento empleado actualmente.	70
2.5.2 Fluido de completamiento empleado actualmente	71
3. DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DE YACIMIENTO	73

3.1 CAMBIOS DE VISCOSIDAD CON GOMA XÁNTICA Y ALMIDÓN	73
3.2 SELECCIÓN DEL INHIBIDOR MEDIANTE PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL	75
3.3 DEFINICIÓN DEL RANGO DE DENSIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	77
3.4 DISEÑO DEL LODO	78
3.4.1 Primer ensayo.	78
3.4.2 Segundo ensayo.	79
3.4.3 Tercer ensayo.	80
3.4.4 Cuarto ensayo.	82
3.4.5 Quinto ensayo.	83
3.4.6 Sexto ensayo.	85
3.5 VALIDACIÓN DEL LODO MEDIANTE EL PROGRAMA BRIDGEWISE ®	86
3.6 VALIDACIÓN DEL LODO MEDIANTE EL PROGRAMA ADVANTAGE ®	88
4. DISEÑO DEL FLUIDO DE COMPLETAMIENTO	95
4.1 COMPONENTES REQUERIDOS DENTRO DEL FLUIDO DE COMPLETAMIENTO	95
4.2 FORMULACIÓN DE LAS DISTINTAS SALMUERAS A EVALUAR	96
4.3 PROPIEDADES DE LAS SALMUERAS FORMULADAS.	98
4.3.1 Cloruros.	98
4.3.2 Dureza.	100
4.3.3 Calcio.	100
4.3.4 Sólidos suspendidos.	101
4.3.5 Oxígeno disuelto.	102
4.3.6 Color.	102
4.3.7 Conductividad.	102
4.3.8 Sólidos totales disueltos	103
4.4 SELECCIÓN DEL TIPO DE SAL.	104
4.5 VALIDACIÓN DE LA SALMUERA MEDIANTE EL USO DEL PROGRAMA DISPLEX	104
4.5.1 TREN DE FLUIDOS	105
4.5.2 CORRIDA DEL DESPLAZAMIENTO	105
5. DISEÑO DEL FLUIDO ENZIMÁTICO	112
5.1. COMPONENTES DEL FLUIDO ENZIMÁTICO	112
5.1.1 Enzimas.	113
5.1.2 Solución buffer.	114
5.2 FORMULACIÓN DEL TRATAMIENTO ENZIMÁTICO	116
5.3 PRUEBAS DE REMOCIÓN DE CAKE	116
5.3.1 Remoción de cake por remojo.	117
5.3.2 Remoción de cake por ganancia de flujo.	118
5.3.3 Remoción de cake por remojo a presión.	120
5.4 RESULTADOS DE REMOCIÓN PARA EL TRATAMIENTO ENZIMÁTICO	121
5.4.1 Remoción de cake por remojo.	121

5.4.2 Remoción de cake por ganancia de flujo.	122
5.4.3 Remoción de cake por remojo a presión.	124
5.5 ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS EN CONJUNTO	125
6. DETERMINACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN, COMPLETAMIENTO Y TRATAMIENTO ENZIMÁTICO MEDIANTE PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD Y DE RETORNO DE PERMEABILIDAD	126
6.1 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD	126
6.1.1 Prueba de compatibilidad uno - filtrado de lodo con crudo.	128
6.1.2 Prueba de compatibilidad dos - filtrado de lodo con agua de formación.	129
6.1.3 Prueba de compatibilidad tres - salmuera de completamiento con crudo.	130
6.1.4 Prueba de compatibilidad cuatro - salmuera de completamiento con agua de formación.	131
6.1.5 Prueba de compatibilidad cinco - tratamiento enzimático con crudo.	132
6.1.6 Prueba de compatibilidad seis - tratamiento enzimático con agua de formación.	133
6.2. ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD	134
6.3 PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD	134
6.2.1 Permeabilidad efectiva.	135
6.2.2 Procedimiento para el cálculo de las permeabilidades efectivas.	137
6.2.3 Resultados de la prueba de retorno de permeabilidad.	137
7. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO MEDIANTE EL COSTO ANUAL UNIFORME EQUIVALENTE	140
7.1 ANÁLISIS DEL PLAN DE FLUIDOS	140
7.1.1 Costo del plan de fluidos actual.	140
7.1.2 Costo del Plan de Fluidos Diseñado.	142
7.2 COSTO DE LA CAMPAÑA DEL PLAN DE FLUIDOS	143
7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	144
7.3.1 Tasa de Interés de Oportunidad.	144
7.3.2 Valor Presente de Egresos.	145
7.3.3 Costo Anual Uniforme Equivalente.	145
7.3.4 Flujo de Caja de Efectivo.	146
8. CONCLUSIONES	149
9. RECOMENDACIONES	151
BIBLIOGRAFÍA	152
ANEXOS	154

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Distribución mineralógica	40
<b>Tabla 2.</b> Características del yacimiento	41
<b>Tabla 3.</b> Formulación del lodo de yacimiento empleado actualmente	70
<b>Tabla 4.</b> Propiedades del fluido	71
<b>Tabla 5.</b> Formulación de la Salmuera	72
<b>Tabla 6.</b> Efecto de viscosidad otorgado por el Biolose	73
<b>Tabla 7.</b> Efecto de Viscosidad otorgado por el Xanplex D	74
<b>Tabla 8.</b> Formulación del primer lodo	78
<b>Tabla 9.</b> Propiedades del primer lodo	79
<b>Tabla 10.</b> Formulación del segundo lodo	79
<b>Tabla 11.</b> Propiedades del segundo lodo	80
<b>Tabla 12.</b> Formulación del tercer lodo	81
<b>Tabla 13.</b> Propiedades del tercer lodo	81
<b>Tabla 14.</b> Formulación del cuarto lodo	82
<b>Tabla 15.</b> Propiedades del cuarto lodo	82
<b>Tabla 16.</b> Formulación del quinto lodo	83
<b>Tabla 17.</b> Propiedades del quinto lodo	84
<b>Tabla 18.</b> Formulación del sexto lodo	85
<b>Tabla 19.</b> Propiedades del sexto lodo	86
<b>Tabla 20.</b> Concentraciones Ejecutadas en los Ensayos del lodo	94
<b>Tabla 21.</b> Propiedades obtenidas en los Ensayos del lodo	94
<b>Tabla 22.</b> Formulación de salmuera base KCl.	97
<b>Tabla 23.</b> Formulación de salmuera base NaCl.	97
<b>Tabla 24.</b> Formulación de salmuera base CaCl <sub>2</sub> .	97
<b>Tabla 25.</b> Comparación de las propiedades de las salmueras propuestas.	98
<b>Tabla 26.</b> Tren de Fluidos de Desplazamiento para el Campo A	105
<b>Tabla 27.</b> Desplazamiento de Fluidos para el Campo A.	111
<b>Tabla 28.</b> Formulación del tratamiento enzimático	116
<b>Tabla 29.</b> Remoción de cake por remojo.	121
<b>Tabla 30.</b> Remoción de cake por ganancia de flujo	123
<b>Tabla 31.</b> Remoción de cake por remojo a presión	124
<b>Tabla 32.</b> Proporciones manejadas en las pruebas de compatibilidad	127
<b>Tabla 33.</b> Información general de la prueba del retorno.	138
<b>Tabla 34.</b> Resultados de permeabilidad efectiva	138
<b>Tabla 35.</b> Porcentaje de daño de formación	139
<b>Tabla 36.</b> Costo del fluido de perforación actual	140
<b>Tabla 37.</b> Costo del fluido de completamiento actual	141
<b>Tabla 38.</b> Costo del fluido de perforación diseñado	142
<b>Tabla 39.</b> Costo del fluido de completamiento diseñado	142
<b>Tabla 40.</b> Costo del fluido enzimático diseñado	143
<b>Tabla 41.</b> Costo del plan de fluidos actual para un pozo	143

<b>Tabla 42.</b> Costo del plan de fluidos diseñado para un pozo	144
<b>Tabla 43.</b> Costo de la campaña del plan de fluidos usado actualmente	144
<b>Tabla 44.</b> Costo de la campaña del plan de fluidos diseñado	144
<b>Tabla 45.</b> Resumen de los costos del plan de fluidos actual y diseñado	148

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Localización de la Cuenca Llanos Orientales.	31
<b>Figura 2.</b> Columna Estratigráfica Llanos Orientales	32
<b>Figura 3.</b> Sección Transversal de la Cuenca Llanos Orientales.	35
<b>Figura 4.</b> Principales Campos de la Cuenca Llanos Orientales.	37
<b>Figura 5.</b> Historial de Producción de la Cuenca Llanos Orientales	37
<b>Figura 6.</b> Pozos Perforados en la Cuenca Llanos Orientales	38
<b>Figura 7.</b> Pozos Perforados en la Cuenca Llanos Orientales	39
<b>Figura 8.</b> Análisis mineralógico	40
<b>Figura 9.</b> Sistemas de Fluidos Existentes	44
<b>Figura 10.</b> Clasificación fluidos base agua	45
<b>Figura 11.</b> Balanza de lodo	47
<b>Figura 12.</b> Viscosímetro Marsh	47
<b>Figura 13.</b> Reómetro API	48
<b>Figura 14.</b> Viscosímetro Brookfield	49
<b>Figura 15.</b> Filtro-prensa API	51
<b>Figura 16.</b> Filtro-prensa HP/HT	51
<b>Figura 17.</b> Celda PPT	52
<b>Figura 18.</b> Retorta de lodo	53
<b>Figura 19.</b> Papel indicador de pH	53
<b>Figura 20.</b> Prueba de azul de metileno	54
<b>Figura 21.</b> Rangos de densidad de las salmueras según su sal base	59
<b>Figura 22.</b> Daño del pozo	65
<b>Figura 23.</b> Estado Mecánico del pozo tipo	68
<b>Figura 24.</b> Detalles del Survey	69
<b>Figura 25.</b> Plan direccional del pozo.	69
<b>Figura 26.</b> Soluciones de cloruro de calcio.	96
<b>Figura 27.</b> Soluciones de cloruro de potasio.	96
<b>Figura 28.</b> Soluciones de cloruro de sodio.	96
<b>Figura 29.</b> Inhibición de Arcillas	99
<b>Figura 30.</b> Desplazamiento a 60 minutos	106
<b>Figura 31.</b> Desplazamiento a 120 minutos	106
<b>Figura 32.</b> Desplazamiento a los 180 minutos	107
<b>Figura 33.</b> Desplazamiento a 240 minutos	108
<b>Figura 34.</b> Desplazamiento a los 300 minutos	108
<b>Figura 35.</b> Desplazamiento a los 360 minutos	109
<b>Figura 36.</b> Desplazamiento a los 480 minutos	109
<b>Figura 37.</b> Desplazamiento a los 580 minutos	110
<b>Figura 38.</b> Disociación del ion formiato	114
<b>Figura 39.</b> Forma general para curvas de permeabilidad relativa	136
<b>Figura 40.</b> Distribución de fluidos en el poro	136
<b>Figura 41.</b> Flujo de caja del plan de fluidos actual	146

<b>Figura 42.</b> C.A.U.E del plan de fluidos actual	147
<b>Figura 43.</b> Flujo de caja del plan de fluidos diseñado	147
<b>Figura 44.</b> C.A.U.E del plan de fluidos diseñado	148

## LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Relación entre concentración de Biolose y reología	74
<b>Gráfica 2.</b> Relación entre concentración de Xanplex D y reología	75
<b>Gráfica 3.</b> Concentración de Cl <sup>-</sup> por salmuera.	100
<b>Gráfica 4.</b> Concentración de dureza y calcio por salmuera.	101
<b>Gráfica 5.</b> Concentración de sólidos suspendidos por salmuera.	101
<b>Gráfica 6.</b> Color por salmuera	102
<b>Gráfica 7.</b> Conductividad por salmuera.	103
<b>Gráfica 8.</b> Sólidos totales disueltos por salmuera.	103
<b>Gráfica 9.</b> Remoción porcentual de cake por remojo	121



## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Viscosidad Plástica	48
<b>Ecuación 2.</b> Punto Cedente	49
<b>Ecuación 3.</b> Contenido de cal en el lodo	54
<b>Ecuación 4.</b> Concentración iónica de cloruro	55
<b>Ecuación 5.</b> Presión capilar para un sistema agua petróleo	113
<b>Ecuación 6.</b> Expresión de Henderson – Hasselbalch	114
<b>Ecuación 7.</b> Calculo de Molaridad	115
<b>Ecuación 8.</b> Cálculo de concentración molar de ácido en el tratamiento	115
<b>Ecuación 9.</b> Cálculo de concentración molar de sal en el tratamiento	115
<b>Ecuación 10.</b> Cálculo de pH para la solución buffer empleada	116
<b>Ecuación 11.</b> Expresión para cálculo del porcentaje de remoción	118
<b>Ecuación 12.</b> Ecuación de permeabilidad de Darcy	135
<b>Ecuación 13.</b> Cálculo del porcentaje de daño de formación	138
<b>Ecuación 14.</b> Cálculo de reducción del daño	139
<b>Ecuación 15.</b> Valor Presente de Egresos	145
<b>Ecuación 16.</b> Costo Anual Uniforme Equivalente	145

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> RECAPS POZOS DEL CAMPO A	155
<b>Anexo B.</b> PRUEBAS DE LA SALMUERA	157
<b>Anexo C.</b> API RP42	161
<b>Anexo D.</b> RETORNO DE PERMEABILIDAD	167
<b>Anexo E.</b> FICHAS TECNICAS DE LOS PRODUCTOS UTILIZADOS	168
<b>Anexo F.</b> PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	177

## GLOSARIO

**ABIGARRADA:** característica que define un objeto de varios colores y que es heterogéneo.

**ACUÍFERO:** formación geológica la cual es capaz de almacenar agua.

**AFLORAMIENTO:** fenómeno dado cuando una capa de tierra florece hacia la superficie.

**ALCALINOTERREOS:** elementos que se encuentran situados en el grupo dos de la tabla periódica.

**ALMIDÓN:** polisacárido de reserva alimenticia predominante en las plantas el cual se encuentra constituido por amilosa y amilopectina.

**AMINA:** compuesto derivado del amoniaco.

**APATITA:** mineral contenido en las rocas de dureza 5 y con cristales con forma hexagonal.

**ARCILLOLITAS:** esta se clasifica como una roca sedimentaria compacta, la cual no tiene fisilidad y que está compuesta por partículas de tamaño arcilla.

**ARCÓSICOS:** tipo de arenisca la cual tiene granos mal redondeados y con un porcentaje del 25% de feldespato.

**ARENISCA:** roca sedimentaria formada por granos pequeños de mayor tamaño que las arcillas y de granos compactos.

**ASFALTENOS:** compuestos derivados del petróleo que contienen componentes aromáticos y nafténicos de altos pesos moleculares.

**BACTERICIDA:** sustancia utilizada en los lodos de perforación y las salmueras de completamiento para preservar sus aditivos debido a la capacidad de matar bacterias y microorganismos.

**BAÑO MARÍA:** este es un equipo de laboratorio utilizado para calentamiento de materiales mediante fluidos, que en general es agua.

**BENTONITA:** arcilla de tipo wyoming utilizada en los lodos de perforación para proveer reología.

**BUZAMIENTO:** se conoce como el ángulo que forma una capa de tierra con respecto a un plano horizontal.

**CABALGAMIENTO:** es un tipo de falla inversa a través de la cual una capa se posiciona sobre otra por los efectos tectónicos de la tierra.

**CAKE:** refiérase a revoque.

**CALCITA:** compuesto derivado del carbonato cálcico.

**CALIZA:** roca sedimentaria que se compone principalmente de carbonato de calcio de ambientes marinos.

**CAMPO:** superficie existente sobre un yacimiento de hidrocarburos.

**CAOLINITA:** es un mineral que se encuentra presente en las arcillas a base de silicato y cuya fórmula química es  $Al_2Si_2(OH)_4$

**CATALIZAR:** fenómeno que se da en las reacciones químicas, acelerando la actividad de las mismas.

**CUARZO:** mineral contenido principalmente en las rocas sedimentarias conocido como óxido de silicio.

**CUENCA:** depresión de la corteza terrestre donde se acumulan sedimentos, formada por la actividad tectónica de la tierra.

**DISCO DE ALOXITA:** disco a base de cerámica el cual es utilizado en las pruebas API de los fluidos de perforación para simular un reservorio a unas condiciones homogéneas.

**DISCORDANCIA:** superficie geológica presentada por una discontinuidad en la depositación de los sedimentos que separa las rocas antiguas de las rocas más modernas.

**DISPERSIÓN DE ARCILLAS:** propiedad que tienen cierto tipo de arcillas al entrar en contacto con un fluido de romper partículas grandes en unas más pequeñas y disolverse en un medio líquido.

**DIVALENTES:** término utilizado para referenciar compuestos con una valencia igual a 2.

**DOLOMITA:** mineral contenido en las rocas sedimentarias compuesto principalmente de carbonato de calcio y de magnesio.

**ECD:** conocido por sus siglas en inglés como “Equivalent Circulating Density”, es una propiedad que se refiere a la densidad del lodo de perforación cuando este se

encuentra en circulación y el cual es la suma de la presión hidrostática y las pérdidas de presión en el anular.

**EMULSIÓN:** dispersión de un fluido en otro con el cual no puede mezclarse, es decir que son inmiscibles entre sí.

**ESMECTITA:** mineral contenido en la arcilla el cual posee una estructura cristalina de tres capas y la cual es la principal causa de hinchamiento al entrar en contacto con el agua.

**FACTOR ACTIVADOR:** propiedad o elemento el cual activa una reacción química.

**FASE CONTINUA:** medio en el cual se encuentran distribuidas las partículas de la fase dispersa.

**FASE DISPERSA:** fase que forman las partículas en medio de la fase continua.

**FERRUGINOSO:** terminología asignada a los compuestos que contienen hierro oxidado.

**FILTRADO:** líquido producido cuando el lodo de perforación entra en contacto con la formación y se da una invasión.

**FINGERING:** conocido comúnmente como canalización, el cual se da cuando el agua del reservorio alcanza el pozo debido a un empuje del mismo.

**GARGANTA PORAL:** espacio poral existente entre dos granos de la roca.

**GAS INERTE:** se conoce como gas no reactivo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura.

**GLAUCONÍTICAS:** mineral de los grupos silicatos que pertenecen principalmente a las micas.

**GOMA XANTICA:** polisacárido usado en los lodos de perforación para proveer de viscosidad, especialmente en zonas de reservorio.

**ILITA:** mineral contenido en las arcillas a base de silicatos.

**KERÓGENO:** material compuesto entre un 80% y 90% de materia orgánica que es precursora de la formación de petróleo.

**LIGNITO:** tipo de carbón mineral de color negro.

**LIMOLITA:** roca sedimentaria que se produce a partir del proceso de sedimentación de limos con un tamaño de grano menor a las areniscas.

**LODOLITAS:** roca sedimentaria constituida por granos de tamaño lodo, formado por mezcla de arcilla y limo.

**LUTITA:** roca sedimentaria detrítica, fisible y de granos finos formada por la consolidación de partículas de tamaño de arcilla.

**MAGNETITA:** mineral compuesto por hierro oxidado y que tiene carácter ferromagnético.

**MALLA DEL CARBONATO DE CALCIO:** tamaño de partícula de los carbonatos de calcio donde un mayor tamaño de malla hace referencia a un menor tamaño de partícula.

**MICÁCEAS:** roca metamórfica que se compone principalmente de mica, cuarzo y proporciones menores de otros minerales.

**MICROORGANISMO AEROIBICO:** hace referencia a todos aquellos microorganismos que pueden desarrollarse en presencia de oxígeno.

**MOJABILIDAD:** esta se refiere a la preferencia de un sólido dado a ser humectado por un fluido determinado, tal como agua o petróleo.

**MONOVALENTES:** término utilizado para referenciar compuestos con una valencia igual a uno.

**MONTMORILLONITA:** mineral de arcilla esmectita que tiende a dilatarse si existe una exposición al agua.

**MUDZYME:** nombre comercial de la compañía Baker Hughes al tratamiento enzimático.

**NUCLEO DE FORMACIÓN:** porción del reservorio obtenida mediante operaciones de corazonamiento.

**OLEOSA:** material con una textura a base de aceite

**PARAFINAS:** nombre que se le da a los grupos alcanos de los hidrocarburos.

**PERMEABILIDAD:** capacidad que tiene una roca de dejar fluir por las gargantas porales los fluidos.

**PETRÓLEO:** mezcla de hidrocarburos el cual se almacena en una roca en el subsuelo conocido como “roca almacén”.

**PIRITA:** mineral constituido por sulfuro de hierro y que es de carácter metálico y de color amarillo.

**POROSIDAD:** porcentaje de volumen de poros o el volumen de roca que puede contener fluidos.

**POZO:** es el agujero perforado en el subsuelo para alcanzar acumulaciones de hidrocarburos.

**PRESIÓN DIFERENCIAL:** es la diferencia de presión entre dos puntos.

**PRESION HIDROSTATICA:** es la presión causada por el peso de la columna de fluido.

**PUENTE:** acción de obturar la garganta poral o las fracturas de una roca expuesta mediante la formación de un revoque para prevenir un filtrado excesivo.

**RECORTES:** son los trozos de roca generados por la acción de corte de la broca durante la perforación de un pozo.

**REVENTÓN:** flujo no controlado en el pozo de los fluidos de yacimiento que llega hasta superficie.

**REVOQUE:** capa de partículas provenientes del lodo de perforación que se forma encima de un medio permeable para proveer una barrera física que reduzca la pérdida de filtrado.

**ROCA METAMÓRFICA:** roca formada por la modificación de otras preexistentes a través de calor y presión.

**ROCA PLUTÓNICA:** también llamada roca intrusiva, es aquella que se forma por el enfriamiento lento del magma en el subsuelo.

**SATURACIÓN:** es la relación entre el volumen de un fluido y el volumen poroso de la roca donde se encuentra dicho fluido.

**SHALE:** roca sedimentaria que presenta laminación y que puede dar lugar a la acumulación de hidrocarburos.

**SINERGIA:** incremento de la acción de diferentes sustancias al encontrarse juntas.

**SURFACTANTE:** sustancia química que actúa sobre la tensión interfacial entre dos fluidos.

**TENSIÓN INTERFACIAL:** energía que se produce en la interfaz de dos fluidos inmiscibles por las interacciones de las moléculas cercanas a dicha interfaz.

**TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS:** estructura geológica que es capaz de impedir el flujo de hidrocarburos y de retenerlos debido a su forma.

**TRANSGRESIÓN:** evento geológico que consiste en el avance del mar hacia un terreno continental.

**VISCOSIDAD:** es la capacidad de un fluido de ejercer resistencia al flujo del mismo.



## ABREVIATURAS

AgNO <sub>3</sub>	Nitrato de Plata
API	American Petroleum Institute
CaCl <sub>2</sub>	Cloruro de Calcio
cc/ 30 min	Centímetros Cúbicos cada 30 Minutos
°C	Grados Celsius
cP	CentiPoises
ECD	Densidad de Circulación Equivalente
ESP	Bomba Electro-Sumergible
°F	Grados Fahrenheit
Fe(OH) <sub>3</sub>	Hidróxido Férrico
Ft	Pies
Ft/min	Pies por minuto
H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	Ácido Sulfúrico
HCl	Ácido Clorhídrico
HEC	Hidroxi-Etil Celulosa
INCH	Pulgadas
IPA	Isopropano
K	Permeabilidad
K <sub>abs</sub>	Permeabilidad Absoluta
K <sub>eff</sub>	Permeabilidad Efectiva
K <sub>o</sub>	Permeabilidad al Petróleo
K <sub>2</sub> CrO <sub>4</sub>	Cromato de Potasio
KCl	Cloruro de Potasio
KM	Kilómetros
L	Longitud
LB/100 ft <sup>2</sup>	Libras por cada 100 pies cuadrados
LB/BBL	Libras por barril
LSRV	Low Shear Rate Viscosity
LWD	Logging While Drilling
μ	Viscosidad
μm	Micras
MBT	Prueba de Azul de Metileno
Mf	Alcalinidad del filtrado de lodo al naranja de metilo
mg/L	Miligramos por Litro
MI	Mililitros
MI/seg	Mililitros por Segundo
NaCl	Cloruro de Sodio
N	Normalidad
OBM	Lodo Base Aceite
Pf	Alcalinidad del filtrado de lodo a la fenolftaleína
pH	Potencial de Hidrógeno
PHIE	Porosidad
PPG	Libras por Galón

PPM	Partes por Millón
PPT	Permeability Plugging Test
PSI	Libras por pulgada cuadrada
Pt/Co	Platino sobre Cobalto
ROP	Tasa de Penetración
RPM	Revoluciones por Minuto
S	Skin
SEQ/QT	Segundos por cuarto
Sw	Saturación de Agua
So	Saturación de Petróleo
TOC	Carbono Orgánico Total
TVD	Profundidad Vertical Verdadera
Vp	Volumen Poroso
WBM	Water Based Mud (Lodo Base Agua)
YP	Yield Point (Punto Cedente)

## RESUMEN

El siguiente trabajo tiene por objeto el diseño de un plan de fluidos a nivel de laboratorio para las operaciones de perforación de yacimiento, completamiento y tratamiento enzimático en pozos nuevos a realizar en la Cuenca de los Llanos Orientales. El enfoque del proyecto realizado fue sobre el daño de formación que dichos fluidos pudiesen generar al ser puestos en contactos con la zona de reservorio, buscando mitigar el impacto generado con el fluido de perforación y el fluido de completamiento y diseñando un fluido a base de enzimas focalizado en disminuir el daño generado por el fluido de perforación.

La primera etapa del proyecto consistió en una descripción teórica de los fundamentos requeridos para proceder a elaborar los fluidos propuestos, además de un análisis del plan de fluidos manejado actualmente por la empresa a través de la recapitulación de los reportes de los diferentes programas realizados.

Posteriormente se procedió a diseñar el fluido de perforación para la zona de yacimiento, empleando una dinámica de ensayo y error, priorizando las pruebas de filtrado y realizando una validación de las propiedades a través del uso de los programas Bridgewise® y Advantage®.

La siguiente etapa del proyecto consistió en la elaboración de una salmuera de completamiento, examinando el tipo de sal más adecuada para formular el fluido teniendo en cuenta el enfoque de disminución de impacto sobre la formación. A su vez se validó el desplazamiento del lodo por la salmuera mediante el programa Displex®.

Consecuentemente se realizó el diseño de un fluido de tratamiento enzimático, capaz de remover el carbonato de calcio y los polímeros presentes en el cake generado por el fluido de perforación, buscando por tanto disminuir el daño generado previamente.

Se procedió a realizar las respectivas pruebas de retorno de permeabilidad en núcleos para cuantificar el daño generado por el fluido de perforación y determinar la capacidad del tratamiento enzimático para remover el daño generado.

Finalmente se realizó una evaluación del proyecto elaborado mediante el indicador del Costo Anual Uniforme Equivalente, determinando la disminución de costos respectiva.

**PALABRAS CLAVE:** Daño de formación, cake, fluido de perforación, fluido de completamiento, enzimas

## INTRODUCCIÓN

Dentro de la industria de los hidrocarburos existen diversas áreas de operación que en conjunto permiten explotar los recursos presentes en el subsuelo. Dentro de estas se encuentra el área de la perforación, la cual se encarga de realizar la construcción de los pozos, de forma que sea posible acceder al crudo y/o gas que se encuentra confinado en las formaciones geológicas. Así mismo, el área de la perforación contiene diferentes ramas, dentro de las que se destaca el área de fluidos, la cual se encarga de formular y elaborar los lodos necesarios para poder perforar los pozos y así poder extraer los hidrocarburos.

En el área de fluidos se busca no sólo perforar los pozos, sino también garantizar la futura producción de los hidrocarburos presentes en la formación. Por esta razón el área de fluidos también debe tener en consideración el impacto que genera el introducir los fluidos de perforación hacia la formación, debido a que se pueden afectar nocivamente las características petrofísicas del reservorio, lo que se conoce como daño de formación.

Es por esta razón que el área de fluidos de perforación y completamiento de Baker Hughes a General Electric Company ha procedido a evaluar a nivel de laboratorio un plan completo de fluidos que integre las operaciones de perforación del yacimiento, completamiento del pozo y remediación del daño generado por el lodo, teniendo de esta manera un enfoque integral sobre el daño de formación. Se requirió por tanto diseñar cada uno de los fluidos de las operaciones ya mencionadas, evaluando cada una de sus características a partir de las pruebas pertinentes y realizando la respectiva selección de fluidos a partir de los resultados de las mismas. A su vez fue necesario ejecutar las respectivas pruebas de laboratorio en núcleos de la Cuenca Llanos Orientales para establecer así el comportamiento dado que tendrían los fluidos diseñados a nivel de yacimiento

De tal manera el proyecto se enfocó hacia un campo productor de la Cuenca de los Llanos Orientales, introduciendo un tratamiento enzimático para la remediación del daño generado por el fluido de perforación. Dicho tratamiento enzimático presenta un carácter innovador, dado que es capaz de atacar el revoque generado por el material densificante y los polímeros utilizados en el fluido de perforación, además de no haber sido evaluado en Colombia con anterioridad.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Diseñar un plan de fluidos a nivel de laboratorio para las operaciones de perforación del yacimiento, completamiento y tratamiento enzimático en pozos nuevos del Campo A en la cuenca Llanos Orientales.

### **OBJETIVO ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades y geología del Campo A.
2. Analizar el plan de fluidos empleado actualmente.
3. Diseñar un fluido de perforación base agua a nivel de yacimiento mediante análisis de laboratorio y uso de software "Bridgewise" y "Advantage".
4. Diseñar un fluido de completamiento mediante análisis de laboratorio y uso de software "Displex".
5. Desarrollar un fluido de tratamiento enzimático para reducir el daño de formación causado por los fluidos previamente diseñados.
6. Determinar la efectividad del fluido de tratamiento enzimático por medio de pruebas de retorno de permeabilidad.
7. Evaluar financieramente la viabilidad de la implementación del proyecto mediante el Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE).

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO A

En este capítulo se van a describir las generalidades del Campo A, donde en primer lugar se van a especificar las principales características de la cuenca Llanos Orientales tales como ubicación, litología, columna estratigráfica, importancia en Colombia.

Más tarde se va a realizar el respectivo énfasis en el campo con las principales generalidades del campo, abarcando la composición mineralógica obtenida mediante pruebas XRD (Difracción de Rayos X) y granulometría relativa de las pruebas de laboratorio SEM (Microscopio Electrónico de Barrido).

La Información que se va a presentar en este capítulo proviene de datos puntuales de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Baker Hughes de Colombia y de referencias bibliográficas consultadas vía web y en la Fundación Universidad de América.

### 1.1 RESEÑA HISTÓRICA

Según Malagón<sup>1</sup>, la cuenca de los Llanos Orientales es la cuenca más grande del país. Esta cuenta con una extensión de aproximadamente 225.603 km<sup>2</sup> y se ubican alrededor de 337 campos petroleros, los cuales aportan un 68,9% de la producción total del país.

El Campo A aparece desde el año 2006, mediante un contrato de Exploración y Producción (E&P) que comprende una extensión total de 29.450 hectáreas. En concreto fue descubierto en el año 2007 a partir de la perforación de un pozo exploratorio que tuvo como objetivo la formación carbonera siete (C7), el cual permitió otorgarle el carácter de comercialidad del Campo. Hoy en día existen más de 150 pozos en este campo.

### 1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

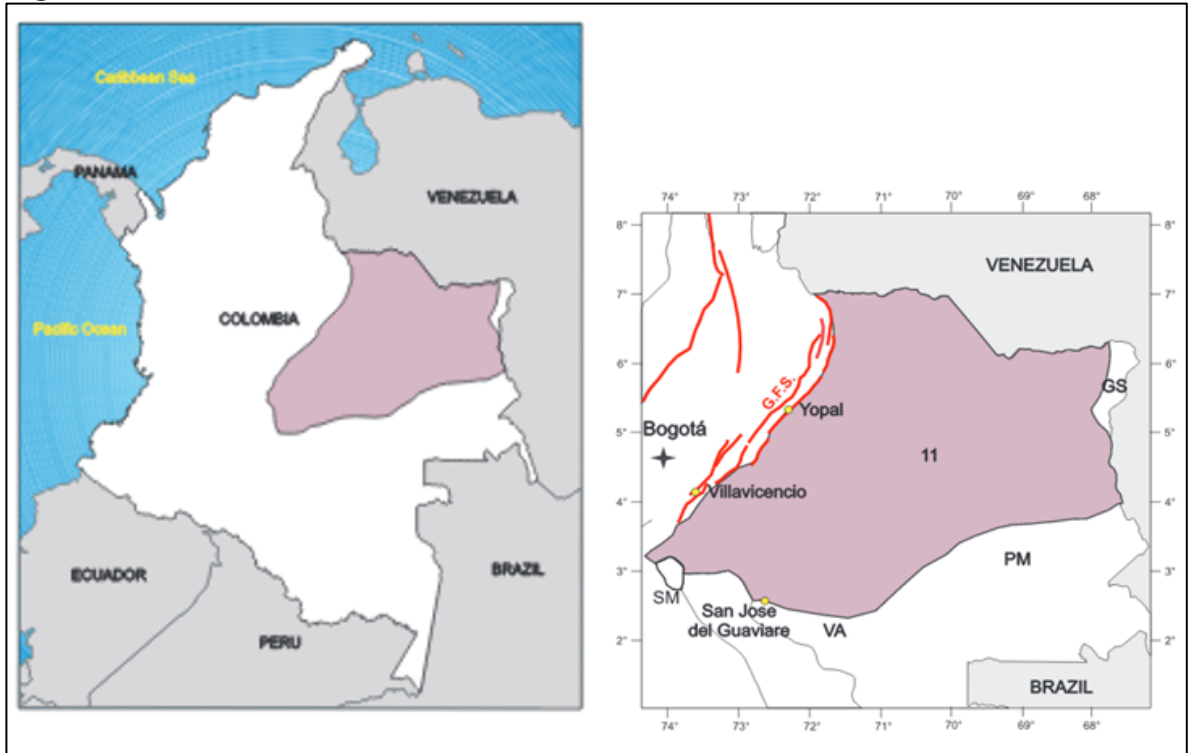
Según Barrero<sup>2</sup>, la cuenca de los Llanos Orientales se encuentra limitada en el norte por la frontera Colombia-Venezuela, al sur con el alto de la macarena, el arco de Vaupés y las rocas metamórficas precámbricas que afloran en el sur del río Guaviare; el límite hacia el este está marcado por los afloramientos de las rocas plutónicas precámbricas del escudo de Guyana y finalmente hacia el oeste con la Cordillera Oriental, como se muestra en la **Figura 1**.

---

<sup>1</sup> MALAGÓN, Jonathan. La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. Bogotá: PNUD, 2016, 80 p.

<sup>2</sup> BARRERO, Darío. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá: ANH, 2007, 40 p.

**Figura 1.** Localización de la Cuenca Llanos Orientales.



**Fuente:** BARRERO, Darío. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá: ANH, 2007, 40 p. Modificado por los autores.

### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

Según Zeiss<sup>3</sup>, la cuenca de los Llanos Orientales se encuentra definida como una superposición de cuencas de edades diferentes. Esto quiere decir que esta cuenca está representada por rocas precámbricas del basamento, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, que están alejadas una de la otra por tres grandes discordancias regionales.

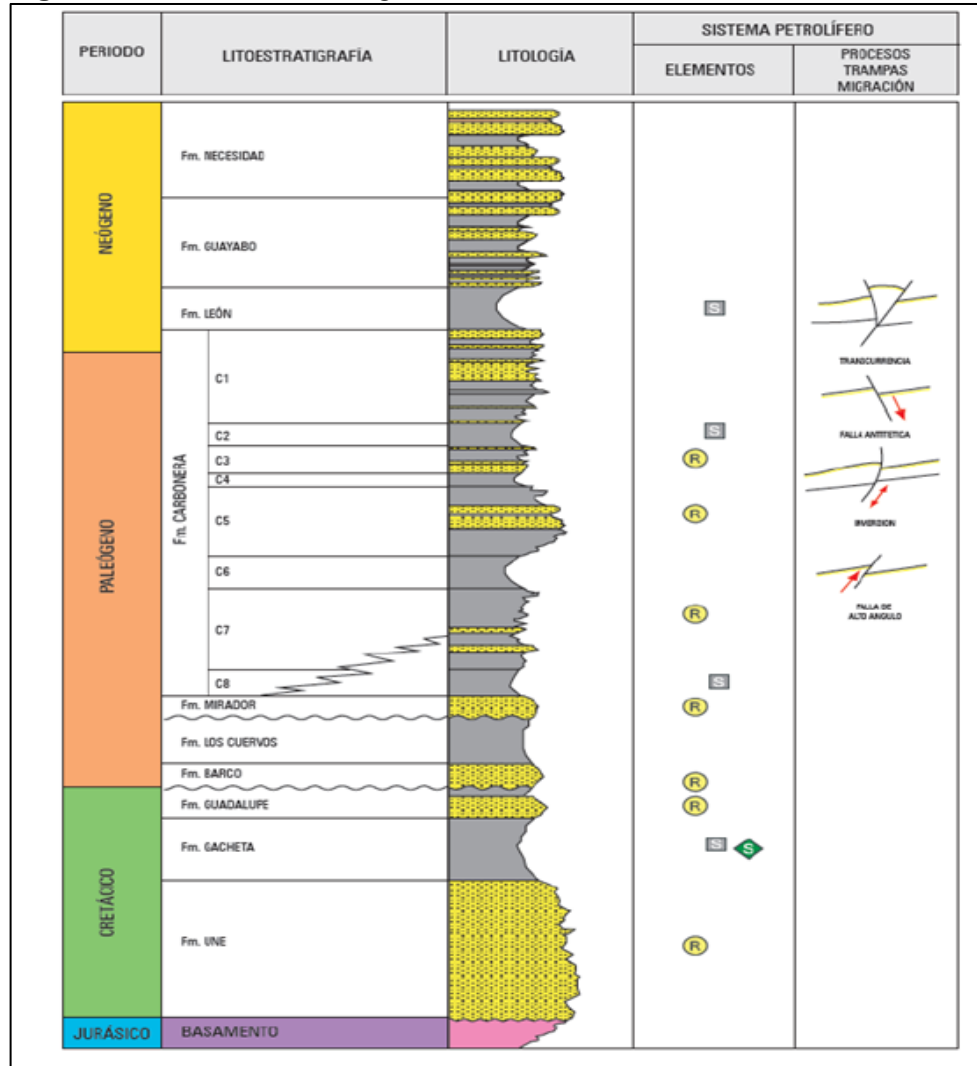
**1.3.1 Columna estratigráfica.** La **Figura 2** muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales, mediante la cual se muestra la ubicación vertical de las diferentes unidades de roca que componen el área. De esta forma se realiza el registro geológico de la cuenca, identificándose las distintas litologías presentes.

**1.3.2 Estratigrafía.** A continuación, se describen de una manera somera las principales características litológicas como mineralogía y espesor promedio de las

<sup>3</sup> ZEISS, Carl. Cuenca Llanos Orientales. ANH, 2012, 41 p.

formaciones de la Cuenca. Según Gómez<sup>4</sup>, esta descripción se encuentra dada desde la formación más antigua hasta la más reciente.

**Figura 2.** Columna Estratigráfica Llanos Orientales



**Fuente:** ZEISS, Carl. Cuenca Llanos Orientales. ANH, 2012, 46 p.

**1.3.2.1 Une.** Esta unidad consiste de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y de limolitas carbonosas. Presenta un espesor de 50 a 350 pies, en promedio, en el área del Meta.

**1.3.2.2 Gachetá.** Constituye la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, sobre el escudo de Guyana. Se encuentra constituida por una secuencia de lutitas con desarrollos menores de areniscas, presentando pequeños niveles

<sup>4</sup> GOMEZ, Jose Alejandro. Cuenas Sedimentarias Campos Petrolíferos y de Gas en Colombia. Bucaramanga, 1984, 220 p.



calcáreos en algunas ocasiones. Su espesor aumenta hacia el noroccidente, encontrando 600 pies como valor máximo en el sector suroccidental.

**1.3.2.3 Formación Guadalupe.** Esta unidad está constituida por areniscas micáceas parcialmente glauconíticas friables de grano fino y color gris claro; alterna localmente con capas de arcillolitas y delgados niveles de yeso. Su espesor es superior a los 150 metros.

**1.3.2.4 Formación Barco.** La formación está constituida por areniscas cuarcíticas en parte arcillosas, con delgadas intercalaciones de lutitas grises. Su espesor es mayor de 200 metros y la edad asignada es Paleoceno. Aparentemente reposa concordante con su infrayacente.

**1.3.2.5 Formación Los Cuervos.** La formación los Cuervos comprende un conjunto de lutitas y arcillolitas grises, verdosas y pardo amarillentas con mantos de carbón y niveles de areniscas con restos vegetales. Su espesor aproximadamente es de 600 metros y su edad es considerada Paleoceno Superior - Eoceno Inferior.

**1.3.2.6 Formación Mirador.** La formación Mirador reposa discordantemente sobre los Cuervos y está constituida por areniscas grises y blancas, arcósicos, masivas con inter-estratificaciones de lutitas grises en la parte media. Su espesor se estima en 300 metros. Su edad pertenece al Eoceno Medio.

**1.3.2.7 Formación Carbonera.** Esta formación está compuesta por intercalaciones de arcillolitas y areniscas principalmente y se encuentra subdividida en las siguientes 8 unidades.

- **Unidad C8.** Este miembro de la Formación Carbonera presenta un espesor variable, desde 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies en el frente de montaña. Esta unidad muestra al observar el tope de la Formación Mirador (de carácter marino) un período de transgresión.
- **Unidad C7.** Presenta intervalos métricos de areniscas separados por gruesos paquetes de lodolitas. Las arenitas son cuarzosas de grano medio a fino, ligeramente arcillosas. Se encuentran también algunas capas de lodolitas carbonosas.
- **Unidad C6.** Se caracteriza por paquetes de shale arcilloso de color gris verdoso oscuro a oliva claro, entre los cuales se interponen delgadas capas de caliza dolomítica fosilífera.

- **Unidad C5.** En la parte superior presenta cuarzo arenisca de grano medio en capas gruesas. En la parte inferior se presentan areniscas de grano fino en capas delgadas y de grano medio en capas medianas.
- **Unidad C4.** Se compone principalmente de lodolitas y arcillolitas de color gris claro a medio.
- **Unidad C3.** Se caracteriza por un intervalo de cuarzo - arenitas de grano fino bien seleccionadas de matriz arcillosa. Entre las capas de arenita se encuentran delgadas capas de arcillolita de color gris claro.
- **Unidad C2.** Se destacan arcillolitas y lodolitas de color gris verdoso y gris castaño, paquetes métricos de arenitas de grano fino a muy fino arcillosas, también se presentan arcillolitas de color gris claro con moteado rojizo e intercalaciones de calizas entre las lodolitas.
- **Unidad C1.** En el techo cuarzo arenitas de grano medio a grueso, moderadamente seleccionadas, friables, en capas gruesas a muy gruesas. En la parte inferior se encuentran bancos gruesos de arenitas de grano medio y fino intercaladas con capas de lodolitas.

**1.3.2.8 Formación León.** Compuesta casi enteramente por lutita gris a gris verdosa moteada, con horizontes limolíticos hacia la parte baja, y alta de la misma. Láminas carbonáceas delgadas se presentan dentro las arcillolitas. Desarrollos locales de areniscas en la parte media de la formación alcanza un mínimo de 28 metros. Su contacto inferior con las Carboneras es normal. Espesor aproximado de 400 metros. La edad asignada es Oligoceno.

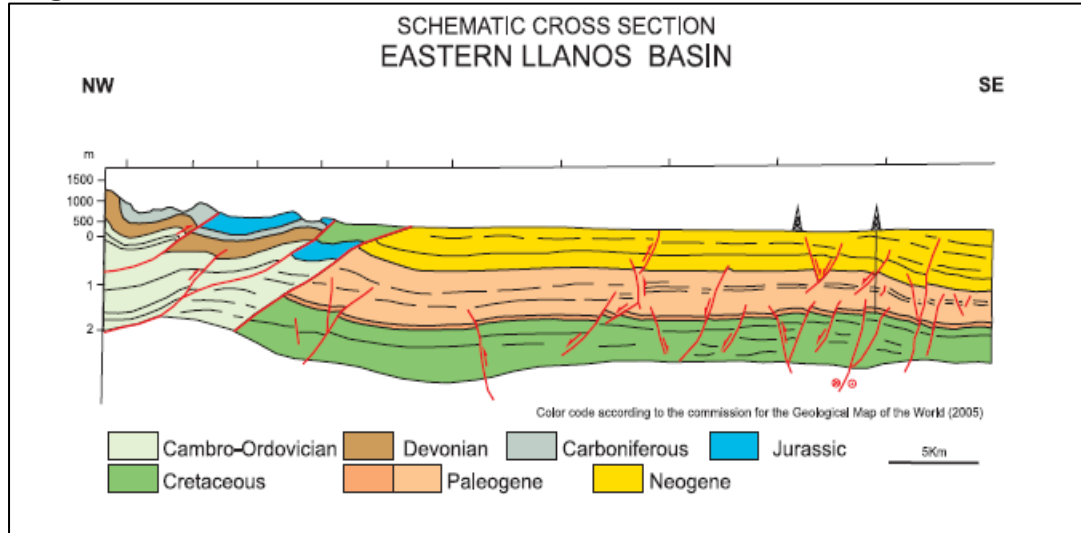
**1.3.2.9 Formación Guayabo.** En la parte superior, compuesta por arenas y arcillas rojas y blancas, intercaladas con arcillas abigarradas y arenas de colores pardo claro a grisáceo; por debajo de estas capas abigarradas, hay un tramo más potente de lutitas, localmente ligníticas, arenoso, de color gris, areniscas con estratificación cruzada, poco consolidada, de color amarillo, gris pardo claro y conglomerados altamente ferruginosos. La parte inferior más lutácea, varía lateralmente en carácter siendo de poco espesor.

**1.3.2.10 Formación Necesidad.** Está constituida por arcillolitas varicoloreadas y areniscas arcillosas finas. Esta reposa discordantemente sobre el Guayabo. Su espesor aproximado es de 200 metros y su edad corresponde al Plioceno.

**1.3.3 Geología Estructural.** Esta cuenca se caracteriza principalmente por las trampas de diferentes tipos dentro de las cuales se pueden encontrar fallas

normales antitéticas, anticlinales asociados a fallas inversas y trampas estratigráficas<sup>5</sup>. En la **Figura 3** se denota un corte esquemático de la cuenca en las cuales se pueden ver las diferentes trampas que se pueden observar en la cuenca junto con sus períodos de tiempo.

**Figura 3.** Sección Transversal de la Cuenca Llanos Orientales.



**Fuente:** BARRERO, Darío. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá: ANH, 2007, 40 p.

En la cuenca se destaca que las trampas estructurales han aportado la mayor cantidad de hidrocarburos. Las futuras posibilidades de exploración se enfocan en las zonas internas del cinturón plegado y cabalgado ubicadas en el Piedemonte Llanero<sup>6</sup>.

Lo que hace referencia al entrapamiento estratigráfico se encuentra sin explorar en los Llanos Orientales; sin embargo, se ha detectado prospectividad en las unidades del Terciario. Los Valles de Incisión y Canales que se han depositado en el Cretácico y el Terciario permanecen aún sin probarse.

**1.3.4 Geología del petróleo.** A continuación se presenta el sistema petrolífero que caracteriza a la Cuenca Llanos Orientales descrito en la Open Round Colombia 2010 de la ANH<sup>7</sup>, detallando los principales elementos que componen al mismo en el área del Campo A.

<sup>5</sup> MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. ANH, 2009.

<sup>6</sup> ECOPEPETROL S.A. Oportunidades Cuenca Llanos Orientales. Recuperado de file:///G:/Drilling/Atlas%20Geologico%20de%20Colombia/Espanol/nav.htm?combo=index.htm&button.x=10&button.y=15

<sup>7</sup> ANH. Open Round Colombia 2010: Llanos Orientales. 2010.

**1.3.4.1 Roca Generadora.** Para la Cuenca Llanos Orientales y por tanto para Campo A, la principal roca generadora pertenece a la Formación Gachetá, localizada por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Esta formación se encuentra compuesta por lutitas marino-continuales que poseen un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC desde 1 a 3% y un espesor efectivo de 50 hasta 100 metros.

**1.3.4.2. Roca Reservorio.** Las Formaciones Mirador y Carbonera C3, C5 y C7 pertenecientes a la edad del Paleógeno se constituyen de arenitas que actúan excelentemente como roca almacén, teniendo un rango de porosidad entre el 10 al 30%.

**1.3.4.3. Roca Sello.** La Cuenca Llanos Orientales presenta como sello regional a la Formación León, mientras que las unidades C2, C4, C6 y C8 de la Formación Carbonera actúan como sellos locales. A su vez las lutitas pertenecientes a las Formaciones Gachetá y Guadalupe del período Cretácico se comportan como sellos intraformacionales.

**1.3.4.4. Trampa.** Las principales trampas se constituyen en fallas normales antitéticas que buzan al sur este, aunque en la cuenca existen anticlinales asociados a fallas inversas, estructuras de bajo relieve y trampas estratigráficas que son también importantes objetivos exploratorios.

**1.3.4.5. Migración.** Se presentan dos pulsos de migración, siendo el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y presentándose el segundo desde el Mioceno hasta la actualidad. La migración ha tenido lugar desde la Formación Gachetá hasta distintas arenitas pertenecientes a las Formaciones Une, Guadalupe, Mirador y Carbonera.

## 1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Acorde a estudios realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos<sup>8</sup>, el crudo que se produce en esta cuenca se caracteriza por su viscosidad y densidad. La viscosidad libre de gas para los crudos pesados varía entre 100 y 10,000 centipoises (cP) con una gravedad API entre 10 y 20 a temperatura de 15,6 grados Celsius (°C). Por el contrario, en las arenas bituminosas la viscosidad es mayor de 1000 centipoise con una gravedad API menor a 10.

Según Malagón<sup>9</sup>, en particular, el 71,5% del petróleo que se produce en la cuenca se extrae en el Meta (del cual hace parte el Campo A), mientras que el 19,1% pertenece a Casanare y un 7,8% restante en Arauca. Los principales campos que tienen el mayor porcentaje de producción en esta zona son: Rubiales, Castilla y Quifa.

---

<sup>8</sup> ZAMORA, Armando. Informe de Prospectividad Área Crudos Pesados. ANH, 2008.

<sup>9</sup> MALAGÓN, Op., Cit., p.16.

La **Figura 4** resume la producción en 2015 de los principales Campos que se encuentran en la Cuenca de los Llanos Orientales, así como su aporte al total nacional y qué gravedad API posee el crudo que se produce en cada campo.

**Figura 4.** Principales Campos de la Cuenca Llanos Orientales.

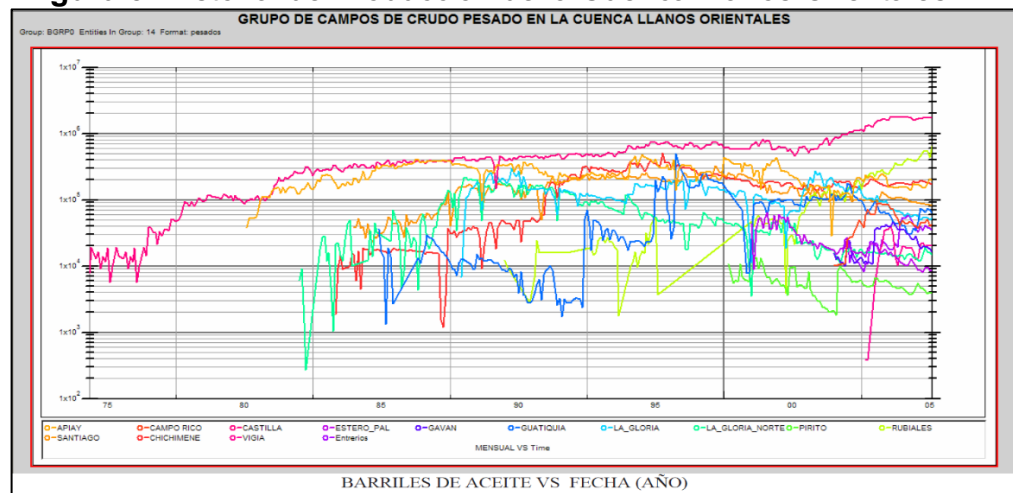
Cuenca	Producción promedio 2015 (Barriles diarios)	Participación en la producción total (2015)	Gravedad API
Rubiales	163.662	16,3%	12,9
Castilla	74.171	7,4%	12,1
Quifa	56.202	5,6%	13,9
Castilla Norte	24.724	2,5%	12,1
Chichimene	49.290	4,9%	18,4
Caño Limón	23.108	2,3%	28,6

**Fuente:** MALAGÓN, Jonathan. La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. Bogotá: PNUD, 2016, 16 p.

En lo que se refiere a materia de gas, la Cuenca de los Llanos Orientales es la mayor productora del país con una participación cercana al 69,7% de la producción nacional. Los campos que más producen gas natural para el país son: Cupiagua, Pauto Sur, Cusiana y Cusiana Norte.

Así mismo, la **Figura 5** muestra cómo ha sido el historial de producción de los principales campos de esta cuenca de los que cabe resaltar a Rubiales y Castilla que han ido aumentando con el tiempo (especialmente el caso de Rubiales) y de campos que han perdido protagonismo a través de los años como el caso de La Gloria Norte.

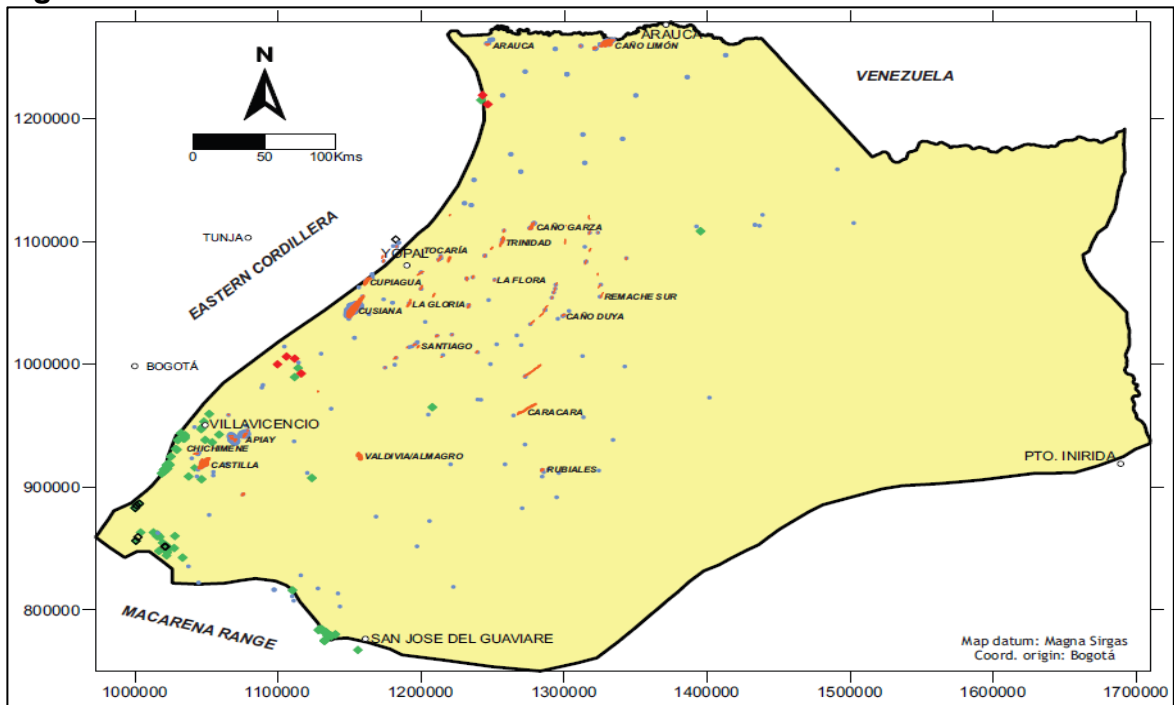
**Figura 5.** Historial de Producción de la Cuenca Llanos Orientales



**Fuente:** ZAMORA, Armando. Informe de Prospectividad Área Crudos Pesados. ANH, 2008.

Por otra parte, la **Figura 6** muestra los pozos perforados en esta cuenca hasta el año 2010, los cuales han sido aproximadamente 301 pozos<sup>10</sup>, de los cuales se destaca la gran actividad en zonas aledañas a Villavicencio que corresponden a los campos de Castilla, Chichimene y Apiay. En la zona de Yopal se encuentran campos de gran magnitud como Cusiana, Cupiagua y Tocaría.

**Figura 6.** Pozos Perforados en la Cuenca Llanos Orientales



**Fuente:** AGUILERA, Roberto. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. Segunda Edición. ANH, 2010.

Finalmente, esta cuenca se caracteriza por tener dos mecanismos de producción predominantes los cuales son el empuje por agua el cual representa casi el 95% de la cuenca por la gran cantidad de acuíferos y junto a ello la compresibilidad de la roca que representa menos del 5%. Debido a esta cantidad de agua que se tienen que tratar en la producción de los campos, el sistema de levantamiento por excelencia es el de las bombas electro-sumergibles (ESP) con casi un 80% de uso en esta cuenca, seguido por las bombas hidráulicas, de cavidades progresivas y el bombeo mecánico<sup>11</sup>. La **Figura 7** expone los principales sistemas de levantamiento y mecanismos de producción en los principales campos de los Llanos Orientales.

<sup>10</sup> AGUILERA, Roberto. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. Segunda Edición. ANH, 2010.

<sup>11</sup> ZAMORA, Op., Cit., p.163.

**Figura 7. Pozos Perforados en la Cuenca Llanos Orientales**

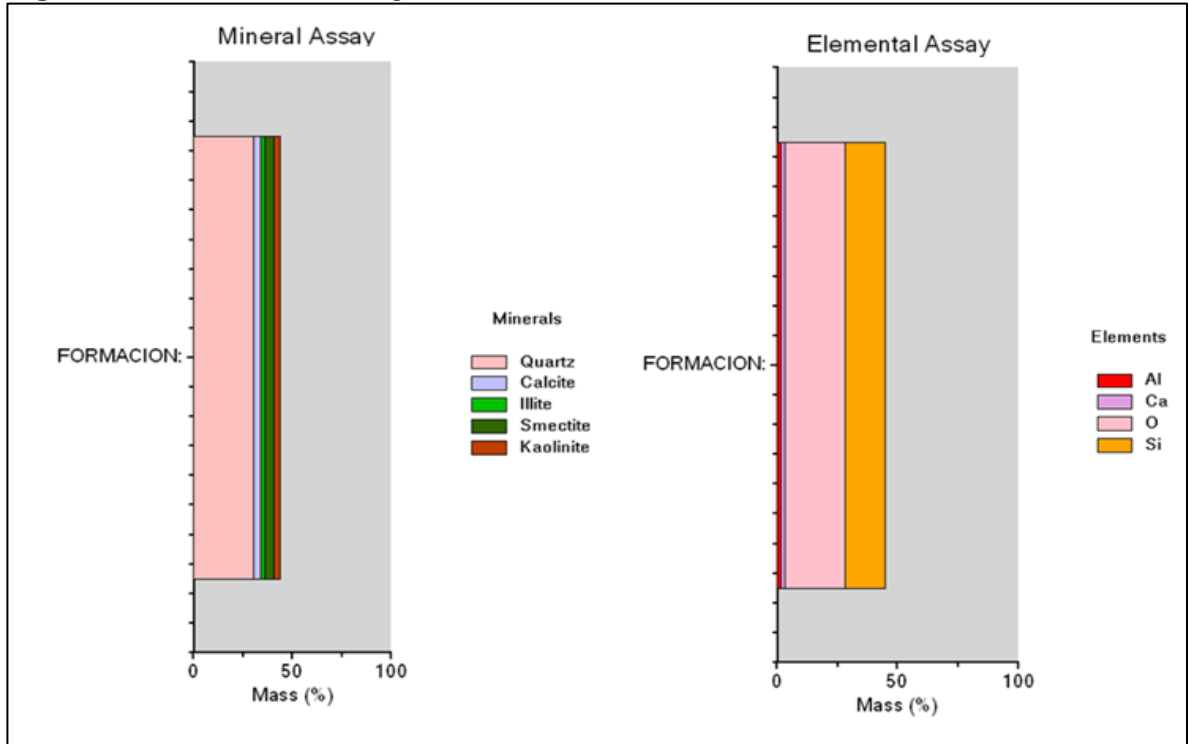
CAMPOS	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	MECANISMO DE PRODUCCION	CAMPOS	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	MECANISMO DE PRODUCCION
ESTERO	ESP	EMPUJE DE AGUA Y COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA	CANO SUR MIRADOR		EMPUJE DE AGUA
CANACABARE	HIDRAULIC PUMP		CANO SUR UNE		
CAJARO	ESP		CANO SUR CARBONERA		
TILODIRAN	ESP		CANO GARZA		
MACARENAS			CANO GARZA NORTE	JET PUMPING	
RIO VERDE			CANO GARZA ESTE		
RUBIALES	PCP - ESP		BARQUERENA		
APIAY	ESP		CRAVO ESTE		
APIAY ESTE	ESP		CRAVO SUR		
GUATIQUEIA	ESP		LA FLORA		
GAVAN	BOMBEO MECANICO	LA GLORIA NORTE			
SURIA		LA GLORIA	ESP		
SURIA SUR		MORICHAL			
SAURIO		TIERRA BLANCA			
GUAYURIBA		TOCARIA	GAS LIFT( TOC 6)		
OCOA		PALMARITO			
POMPEYA		JORDAN			
QUENANE		SARDINAS	JET PUMPING (SAR 3)		
TANANE		GUASAR			
AUSTRAL		PARAVARE			
CASTILLA		PIRITO			
CASTILLA ESTE		SIRENAS			
CASTILLA NORTE		CANDALAY			
CHICHIMENE		JORCAN	JET PUMPING (JOR 1)		
CHICHIMENE (Fm San Fernando)		CHAPARRITO	ESP		
LIBERTAD		CHAPARRITO NORTE			
LIBERTAD NORTE		LAS ABEJAS	JET PUMPING (ABJ 1)		
REFORMA		GUANAPALO	JET PUMPING		
TOGO		LOS TOROS	GAS LIFT		
RANCHO HERMOSO					
LA PUNTA					
ENTRERRIOS					
VALDIVIA					
ALMAGRO					
VANGUARDIA					
PALMAR					
SANTIAGO (JUNCAL-ESTE-SUR-NORTE)		EMPUJE DE AGUA			
TROMPILLOS	ESP				
ENTRERRIOS MIRADOR		EMPUJE DE AGUA			
ENTRERRIOS UBAQUE					

**Fuente:** ZAMORA, Armando. Informe de Prospectividad Área Crudos Pesados. ANH, 2008.

### 1.5 UNIDAD DE INTERÉS

El análisis mineralógico realizado sobre los núcleos de la formación carbonera a partir de las técnicas de microscopía electrónica de Barrido (SEM, por sus siglas en inglés) y de difracción de rayos X muestran la distribución de los minerales y de los elementos presentes en la formación. Esta información se muestra en la **Figura 8** que se muestra a continuación.

**Figura 8.** Análisis mineralógico



**Fuente:** BAKER HUGHES. Pruebas de Retorno de Permeabilidad. Colombia, Bogotá: 2014. Modificada por los autores.

La información mineralógica se encuentra condensada en la **Tabla 1**, de la cual es posible observar que se presenta una arenisca con un bajo contenido de illita y caolinita (2.04 y 3.25 por ciento respectivamente) las cuales son arcillas migrables, y un contenido ligeramente mayor (4.60 %) de esmectita, la cual es una arcilla conocida por generar hinchamiento al contacto con agua.

**Tabla 1.** Distribución mineralógica

MINERALOGÍA (%)						
CUARZO	CALCITA	ILITA	PIRITA	APATITA	ESMECTITA	CAOLINITA
30,33	4,00	2,04	-	-	4,60	3,25

**Fuente:** BAKER HUGHES. Pruebas de Retorno de Permeabilidad. Colombia, Bogotá: 2014. Modificada por los autores.

La presencia de estas arcillas será considerada para la elaboración del fluido de perforación de yacimiento y el fluido de completamiento que se desarrollarán como parte de este proyecto.

A su vez se muestra en la **Tabla 2** las características de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y mecanismo de producción del yacimiento, información que



será empleada posteriormente para la distribución del material de puenteo en la elaboración del fluido de perforación de yacimiento.

**Tabla 2.** Características del yacimiento

Campo	Zona	PHIE	SW	K (md)	Mecanismo de Producción
A	C5	20%	36.1%	1600	Acuífero Activo

**Fuente:** BAKER HUGHES. Pruebas de Retorno de Permeabilidad. Colombia, Bogotá: 2014. Modificada por los autores.

## **2. PLAN DE FLUIDOS EMPLEADO EN EL CAMPO A DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES**

El desarrollo de las actividades de perforación del yacimiento y completamiento del pozo requieren un amplio entendimiento de los fluidos empleados para el desarrollo de dichos trabajos, además de los posibles daños de formación asociados al contacto con fluidos que no son propios del yacimiento. Es por esta razón que en este capítulo se realiza en primera instancia una recopilación de la base teórica correspondiente para posteriormente abordar el plan de fluidos empleado actualmente en el campo de interés.

### **2.1 FLUIDO DE PERFORACIÓN**

Según Schlumberger<sup>12</sup>, el fluido de perforación es una mezcla de fluidos y sólidos (en forma de suspensiones de sólidos, mezclas y emulsiones de líquidos, gases y sólidos) empleado para realizar la perforación de un pozo. Debido a esto se torna fundamental determinar las propiedades que presenta el mismo, con el objetivo de establecer el comportamiento que tendrá durante la perforación de la zona de interés.

**2.1.1 Funciones de un fluido de perforación.** Las funciones de un fluido de perforación hacen referencia a las tareas que debe desempeñar el mismo durante la perforación del pozo. A continuación, se muestran las más comunes.

**2.1.1.1 Remoción de los recortes del pozo.** A medida que la broca perfora las formaciones el fluido de perforación debe retirar los recortes hasta superficie a través del espacio anular. Esta limpieza del pozo depende de diversos factores como la tasa de penetración (ROP), el caudal, las revoluciones por minuto (RPM), la densidad y tamaño de los recortes, y las características de densidad, viscosidad y velocidad anular del fluido.

**2.1.1.2 Control de las presiones de la formación.** Conforme aumenta la presión de la formación se aumenta la densidad del fluido de perforación para mantener la estabilidad del pozo e impedir el flujo de fluidos de la formación hacia este, evitando eventos peligrosos como un reventón. Para esto se hace crucial la presión hidrostática que ejerza el lodo, la cual dependerá no sólo de la densidad sino también de la profundidad vertical verdadera conocida como TVD.

**2.1.1.3 Suspensión y descarga de los recortes.** El fluido de perforación debe permitir la suspensión de los aditivos y recortes presentes en este, pero a su vez permitir remover dichos recortes mediante el equipo de control de sólidos, removiendo del mismo los sólidos perforados.

---

<sup>12</sup> SCHLUMBERGER. Fluido de Perforación. Oilfield Glossary [en línea], 28 de febrero de 2018. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/drilling\\_fluid.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/drilling_fluid.aspx)

**2.1.1.4 Punteo de las formaciones permeables.** El fluido debe formar sobre las formaciones permeables un revoque delgado que disminuya la invasión de filtrado; por otra parte evitar problemas de pérdida de circulación de fluido, torques excesivos y daños a la formación. Esto es extremadamente importante en formaciones productoras, por lo cual la selección del material puenteante correcto es fundamental.

**2.1.1.5 Mantenimiento de la estabilidad del agujero.** El fluido de perforación debe comprender los factores de presión y esfuerzo presentes en el pozo, además de las posibles reacciones químicas que el mismo pueda presentar con las formaciones que se han de perforar, para evitar la pérdida de la forma y tamaño original del pozo.

**2.1.1.6 Reducción del daño al yacimiento.** Se debe evitar la reducción de la porosidad y permeabilidad de la formación que pueda causar el fluido de perforación de yacimiento y los sólidos perforados. Los problemas más comunes suelen ser la invasión del fluido hacia la formación, hinchamiento de las arcillas presentes en la formación, incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación, entre otros.

**2.1.1.7 Enfriamiento y lubricación de la sarta de perforación.** Debido a las condiciones de fricción presentes durante la perforación la broca y la sarta se verán sujetas a fuertes condiciones de calor, donde la circulación del lodo se hace crucial para disipar las altas temperaturas. La lubricación permitirá aligerar la fricción generadora de calor y preservar los equipos en fondo.

**2.1.1.8 Transmisión de energía hidráulica a las herramientas y la broca.** Este factor es fundamental para mejorar la remoción de cortes en la broca, hacer funcionar el motor de fondo, maximizar la tasa de perforación y optimizar el caudal a manejar en el espacio anular.

**2.1.1.9 Garantizar una evaluación adecuada de la formación.** El fluido de perforación influirá en la toma de datos a partir de mud logging, registros de pozo, herramientas como el LWD (Logging While Drilling) y operaciones de corazonamiento.

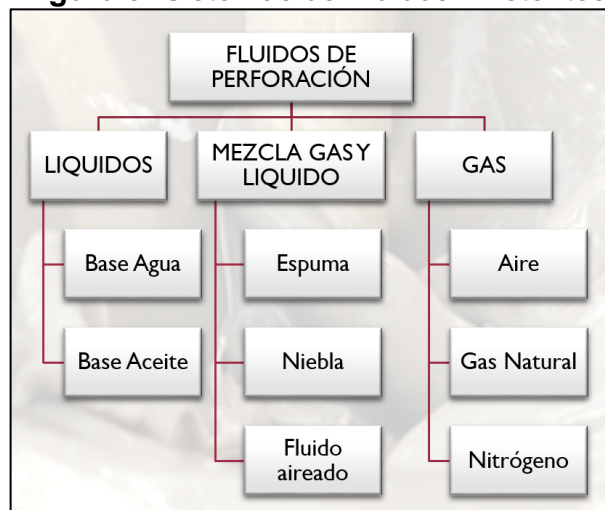
**2.1.1.10 Control de corrosión.** Deben de considerarse las características del lodo y posibles gases disueltos que puedan llegar a presentar problemas de corrosión en los componentes de la columna de perforación, tubería de revestimiento o elastómeros.

**2.1.1.11 Facilitar la cementación y completamiento.** El fluido de perforación debe manejar la mínima viscosidad posible para poder introducir el revestimiento sin inducir a pérdidas de fluido además de permitir ser desplazado fácilmente por los espaciadores para una posterior cementación.

**2.1.1.12 Minimizar el impacto ambiental.** Una vez el fluido de perforación ha efectuado su labor en el pozo este se convertirá en un desecho el cual debe ser eliminado según la normatividad ambiental del sector de influencia. Este será un factor importante a la hora de formular el fluido con sus respectivos aditivos.

**2.1.2 Tipos de fluido de perforación.** Existen diversos fluidos de perforación, los cuales se clasifican en diversos sistemas según la base que tenga dicho fluido, empezando por fluidos líquidos y gaseosos, pasando por diversas mezclas como emulsiones o de tipo gas-sólido. En la **Figura 9** se muestran los sistemas más representativos.

**Figura 9.** Sistemas de Fluidos Existentes



**Fuente:** BARBOSA GÓMEZ, Leandro. Clasificación de los Fluidos de Perforación y Criterios para su Selección. Fundación Universidad de América.

**2.1.2.1 Base aceite.** Este tipo de lodos se asemejan a los fluidos base agua, sin embargo, la fase continua es aceite y salmuera como fase emulsionada sin contener sólidos que reaccionen con la base del fluido. Presentan altas ventajas operacionales, puesto que a diferencia del base agua evita los problemas de reacción con las arcillas y previene la corrosión de los equipos en fondo.

**2.1.2.2 Espuma.** Este sistema consiste en un fluido base agua que contiene burbujas de aire o gas dentro del mismo, empleando un agente surfactante no iónico conocido como espumante, creando de esta forma una estructura espumosa viscosa y estable.

**2.1.2.3 Agua Aireada.** Consisten en fluidos base agua que contienen una corriente de gas o aire disuelta en la fase continua acuosa. Estos fluidos se emplean para

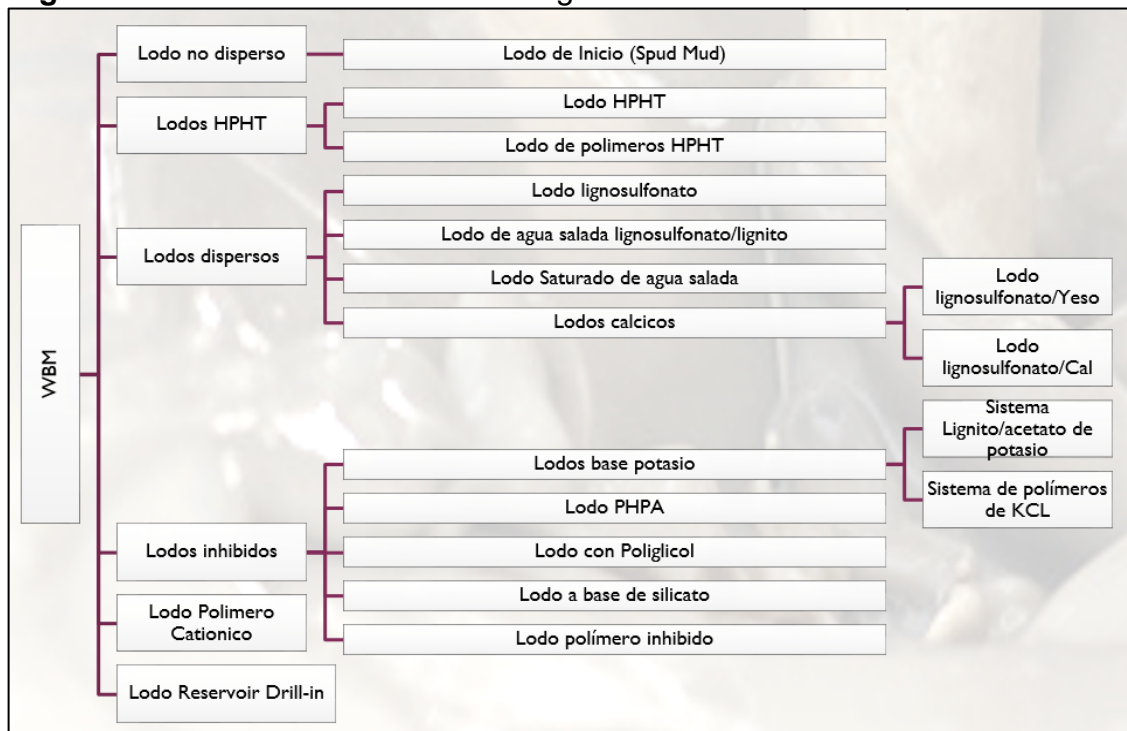
reducir la presión hidrostática generada y evitar pérdidas de circulación, a su vez que incrementan la tasa de penetración.

**2.1.2.4 Aire.** Consiste en emplear aire comprimido como fluido de perforación en vez de una base líquida, permitiendo eliminar los problemas de pérdida de circulación e incrementar la tasa de penetración. Presentan las desventajas de no poder controlar influjo de fluidos en el pozo y de no dar estabilidad a las paredes del pozo.

**2.1.2.5 Nitrógeno.** Presenta las mismas características que el sistema de aire, con la diferencia de que ahora se emplea nitrógeno gaseoso, presentando la ventaja adicional de comportarse como un gas inerte.

**2.1.2.6 Base agua.** Conocido por sus siglas en inglés como WBM (Water Base Mud), consiste en una mezcla de sólidos y líquidos donde el agua se constituye como la fase continua. Esta mezcla contiene diversos químicos con el fin de otorgarle las propiedades deseadas al fluido de perforación, teniendo dos tipos de sólidos, unos que reaccionan llamados reactivos y otros que no lo hacen llamados inertes. En la **Figura 10** se muestra la clasificación de los fluidos base agua.

**Figura 10.** Clasificación fluidos base agua



**Fuente:** BARBOSA GÓMEZ, Leandro. Clasificación de los Fluidos de Perforación y Criterios para su Selección. Fundación Universidad de América.

**2.1.3 Fluido de perforación de yacimiento.** También conocidos como *Drill-In fluids*, son fluidos de perforación diseñados para perforar la zona reservorio. Tienen el objetivo de minimizar el daño de formación y facilitar el completamiento del pozo, de forma que no se vea afectado el potencial productor del mismo.

Un fluido de perforación de perforación de yacimiento debe, idealmente, poseer las siguientes características<sup>13</sup>:

- Fácil remoción de torta de filtrado
- Agentes puenteantes solubles al ácido
- Agentes puenteantes dimensionados para permitir flujo de retorno a través del proceso de completamiento diseñado
- Exhibir eficaz control de pérdida (filtrado y fluido de perforación)
- Estabilidad ante la temperatura
- Excelente lubricidad
- Proveer inhibición de arcillas
- Bajas pérdidas de presión en el anular

Para la selección de un determinado fluido de perforación de yacimiento se deben establecer los siguientes parámetros:

- Pruebas de control de filtrado
- Pruebas de retorno de permeabilidad
- Interacciones fluido-fluido
- Propiedades del fluido de perforación
- Consideraciones ambientales

**2.1.4 Pruebas de laboratorio para el fluido de perforación.** El conjunto de prácticas de laboratorio mediante las cuales se establecen las propiedades de un fluido de perforación base agua dado se denomina "*American Petroleum Institute RP 13B-1 – Recommended Practice on Standard Procedure for Testing Drilling Fluids*". Las siguientes pruebas que se muestran pertenecen a las prácticas más comunes realizadas sobre los fluidos de perforación.

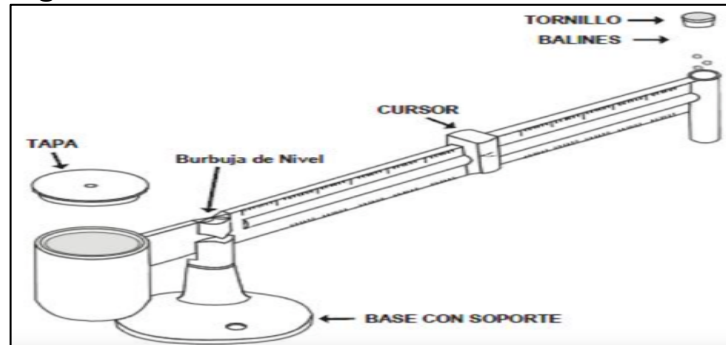
**2.1.4.1 Densidad.** La balanza de lodo, como se muestra en la **Figura 11**, está compuesta por una base sobre la cual descansa un brazo graduado con un vaso, tapa, cuchillo, nivel de burbuja de aire, caballero y contrapeso. Se coloca el vaso de volumen constante en un extremo del brazo graduado, el cual tiene un contrapeso en el otro extremo. El vaso y el brazo oscilan perpendicularmente al cuchillo

---

<sup>13</sup> BAKER HUGHES. Drilling Fluids Reference Manual. Houston, Texas: Baker Hughes Incorporated, 2006. 775 p.

horizontal, el cual descansa sobre el soporte, y son equilibrados desplazando el caballero a lo largo del brazo<sup>14</sup>. La densidad reportada en la balanza maneja unidades de lb/gal.

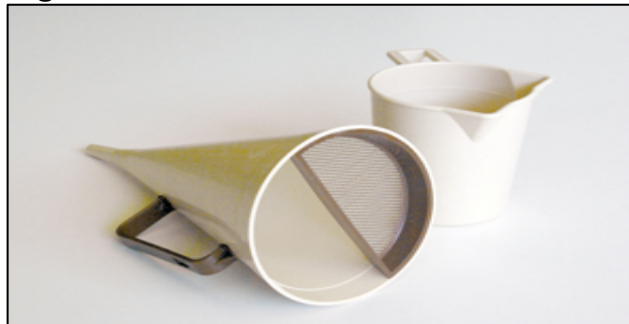
**Figura 11.** Balanza de lodo



**Fuente:** EMAZE. Equipos de Laboratorio de Lodos. Recuperado de <http://userscontent2.emaze.com/images/d2687502-873d-401f-9e72-c12d0ced7a96/Slide3 Pic1 635959148910997647.png>.

**2.1.4.2 Viscosidad de embudo.** La viscosidad de embudo es medida con el viscosímetro de Marsh, el cual se muestra en la **Figura 12**. Este instrumento es usado especialmente en las operaciones de campo y se completa con un viscosímetro Fann para medición de los geles<sup>15</sup>. Sus unidades se dan en seg/qt.

**Figura 12.** Viscosímetro Marsh



**Fuente:** OMADISA. Viscosímetro Marsh. Recuperado de <http://www.omadisa.net/viscosimetro-marsh.html>.

<sup>14</sup> MI SWACO. Engineering Drilling Fluid Manual. 1998. 31 p.

<sup>15</sup> Ibid., p. 32.

**2.1.4.3 Reología.** La reología es comúnmente medida con viscosímetros directos, como el que se muestran en la **Figura 13**, de tipo rotativo accionados por un motor eléctrico. El lodo está contenido dentro del anular entre dos cilindros. El cilindro exterior gira a una velocidad constante con unas indicaciones de RPM. La rotación del rotor en el lodo impone un torque sobre el cilindro interior. Las velocidades del manguito de rotor están en los siguientes valores: 600, 300, 200, 100, 6 y 3 RPM. Estas constantes del instrumento han sido ajustadas de manera que se pueda obtener la viscosidad plástica y el punto cedente.

**Figura 13.** Reómetro API



**Fuente:** RIGCHINA. Viscosímetro /Reómetro. Recuperado de [http://es.made-in-china.com/co\\_rigchina/product\\_Viscometer-6-Speeds\\_eyeouugog.html](http://es.made-in-china.com/co_rigchina/product_Viscometer-6-Speeds_eyeouugog.html)

- **Viscosidad plástica.** Es la resistencia al flujo por fuerzas mecánicas generadas por los sólidos en el lodo. Esta se expresa en centipoise (cP) o milipascales-segundo (mPa.s) y se calcula a partir de la **Ecuación 1** que se muestra a continuación.

**Ecuación 1.** Viscosidad Plástica

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

**Fuente:** MI SWACO. Engineering Drilling Fluid Manual. 1998

Donde:

PV = Viscosidad plástica medida en centipoise.  
 RPM600 = Lectura del viscosímetro a 600 RPM.  
 RPM300 = Lectura del viscosímetro a 300 RPM.



- **Punto cedente.** Es la resistencia al flujo generada por la interacción electroquímica de los sólidos reactivos en el lodo, la cual se mide en libras por 100 pies cuadrados (lb/100 pies<sup>2</sup>) y se determina como muestra la **Ecuación 2**:

**Ecuación 2.** Punto Cedente

$$YP \left( \frac{\text{lb}}{100 \text{ ft}^2} \right) = \Theta 300 - PV$$

**Fuente:** MI SWACO. Engineering Drilling Fluid Manual. 1998

Donde:

YP = Punto cedente en lb/100ft<sup>2</sup>.

Θ300 = Lectura del viscosímetro a 300 RPM.

PV = Viscosidad plástica medida en centipoise.

- **Esfuerzos de gel.** Esta lectura se encuentra relacionada con la propiedad de la tixotropía, donde un fluido a condiciones estáticas toma la estructura de un gel hasta que se le aplique un esfuerzo de corte que lo retorne al estado original del fluido. Para esto se emplea el reómetro a intervalos de tiempo de 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos, reportándose en unidades de libras por 100 pies cuadrados (lb/100 ft<sup>2</sup>).
- **Viscosidad a baja velocidad de corte.** También conocida como LSRV (Low Shear Rate Viscosity) por sus siglas en inglés, se mide a través de un viscosímetro de Brookfield como el mostrado en la **Figura 14** a una velocidad de corte de 0.3 RPM, permitiendo calcular la viscosidad en un estado prácticamente estático.

**Figura 14.** Viscosímetro Brookfield



**Fuente:** TEM. Viscosímetro Digital Brookfield. Recuperado de <http://www.tem srl.it/es/prodotto/viscosimetro-digital-brookfield-dv-iipro/>

**2.1.4.4. Validación de reología mediante el programa ADVANTAGE®.** El programa ADVANTAGE es un software de hidráulicas de lodo en el cual se dibuja la geometría del pozo y se introducen las propiedades reológicas del fluido de perforación, de forma que se establezca la eficiencia de transporte de los recortes y su concentración en el anular. De tal manera que el programa Advantage® realiza un análisis de hidráulicas para evaluar el desempeño de la operación de perforación.

A continuación, se muestra el logo del programa Advantage® de Baker Hughes a General Electric Company:

**Imagen 1.** Logo del programa Advantage®



**Fuente:** BAKER HUGHES. Advantage Program. Colombia, Bogotá: 2018.

El simulador de limpieza de pozo del programa Advantage® facilita la evaluación de los pozos altamente desviados, permitiendo establecer las tasas óptimas de flujo a las cuales se genera un eficiente transporte de los recortes, de forma que se disminuya el encamamiento de recortes a lo largo del pozo.

La información requerida por el programa para generar la simulación corresponde a el tamaño y densidad de los cortes, las propiedades del lodo, el survey del pozo, el estado mecánico y la tasa de flujo.

**2.1.4.5 Filtrado API.** El filtrado del fluido de perforación se determina mediante una filtro-prensa que cumple regulaciones API, la cual se puede observar en la **Figura 15**. La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido sometido a 100 PSI a través del papel filtro. Generalmente las condiciones para un fluido base agua es a condiciones atmosféricas de presión y temperatura ambiente. Después de la prueba se mide el espesor del “Cake” que se ha asentado<sup>16</sup>.

---

<sup>16</sup> Ibid., p. 35.

**Figura 15.** Filtro-prensa API



**Fuente:** RIGCHINA. Filtro Prensa API baja presión, Temperatura Baja. Recuperado de <http://trends.directindustry.es/rigchina-group-company/project-39431-126605.html>.

**2.1.4.6 Filtrado HP/HT.** Esta filtro-prensa está compuesta de una envuelta exterior calefactora con termostato, un conjunto de platillo para la celda, el conjunto primario de presión y el receptor de contrapresión como se muestra en la **Figura 16**. Generalmente las especificaciones API dicen que una prueba de rutina se hace a 300 °F y una presión diferencial de 500 psi. Se registra el filtrado a temperaturas elevadas como el doble del número de mililitros perdidos en 30 minutos<sup>17</sup>. El volumen de filtrado obtenido en esta prueba se multiplica por 2 terminada la prueba, ya que el área del papel filtro de esta prueba es 3.75 pulgadas cuadradas, lo que corresponde a la mitad del área del papel filtro del filtrado API estándar.

**Figura 16.** Filtro-prensa HP/HT



**Fuente:** EUROSUL. Filtro Prensa HP/HT. Recuperado de [http://www.eurosul.com/index.php?pag=contenido&id\\_contenido=895&idmenu=72&fann-filtro\\_prensa-filter-hpht-175ml](http://www.eurosul.com/index.php?pag=contenido&id_contenido=895&idmenu=72&fann-filtro_prensa-filter-hpht-175ml).

<sup>17</sup> Ibid., p. 36.

**2.1.4.7 Filtrado PPT.** La prueba de filtrado PPT (Particle Plugging Test) evalúa la capacidad de los materiales de puenteo presentes en el fluido para disminuir la invasión de filtrado hacia la formación. Para esto se emplea la filtro-prensa que se muestra en la **Figura 17**, la cual se presuriza mediante un cilindro hidráulico y además contiene un disco cerámico como medio de filtración que se asemeja a las condiciones de reservorio. La realización de esta actividad en el laboratorio es de 30 minutos a 150°F y 1000 psi, permitiendo la medición de pérdida de fluido por golpe de presión (conocida en inglés como spurt loss) y a su vez la medición de la pérdida total de fluido.

**Figura 17.** Celda PPT



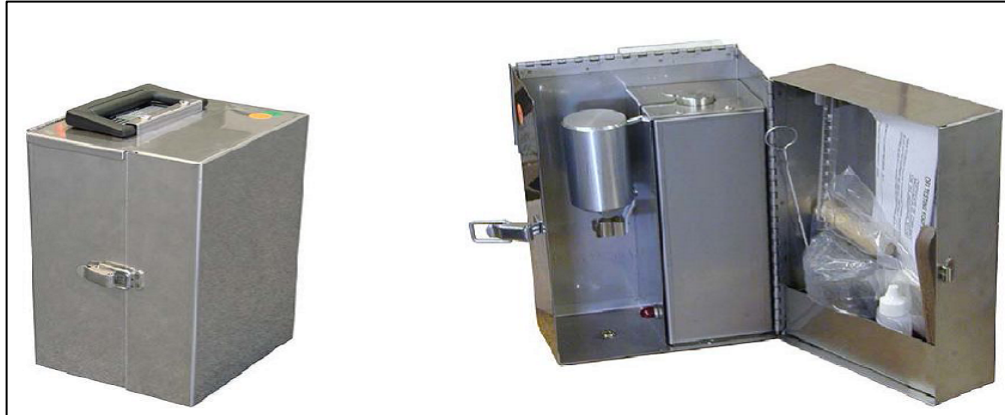
**Fuente:** OFITE. Permeability Plugging Tester. Recuperado de <http://www.ofite.com/products/drilling-fluids/product/2542-permeability-plugging-tester-6000-psi-with-lcm-receiver>

**2.1.4.9 Contenido de líquido y sólidos.** La determinación del contenido de sólidos y líquidos se mide con una retorta de lodo con un horno como se muestra en la **Figura 18**. Al comienzo hay que colocar una muestra de lodo dentro del vaso y se añade la tapa para expulsar parte del líquido. Esta muestra es calentada hasta que la mayor cantidad de líquido es evaporado. Los vapores pasan a través de un condensador y se recogen en un cilindro graduado que suele ser graduado en porcentajes. Aquí se observará la diferencia entre petróleo y agua en porcentaje y el valor restante corresponderá a los sólidos del fluido<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Ibid., p. 40.

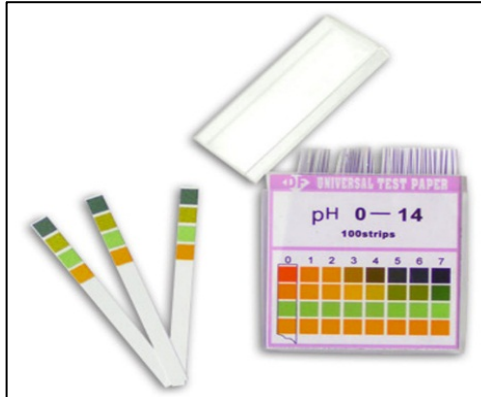
**Figura 18.** Retorta de lodo



**Fuente:** J-ROHI .Retortas para el análisis del fluido de perforación .Recuperado de <http://j-rohi.com/producto/retortas-para-el-analisis-de-lodos-de-perforacion/>.

**2.1.4.10 pH.** La medición de pH es una operación crítica para el control del fluido de perforación. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del pH, al igual que el control de los procesos de corrosión causada por los contaminantes ácidos. Hay dos métodos usados globalmente por su facilidad: un método colorimétrico, usando tiras de prueba con refuerzo de plástico como se observa en la **Figura 19**; y el método potenciométrico, usando el medidor electrónico de pH con electrodo de vidrio. El primero se usa frecuentemente para medir el pH en el campo, pero no es de gran utilidad ya que tiene errores en la identificación de los colores y sólo es confiable en fluidos base agua<sup>19</sup>.

**Figura 19.** Papel indicador de pH

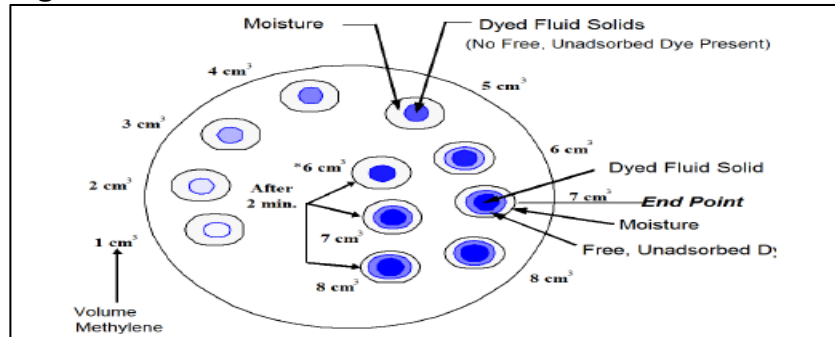


**Fuente:** ANGULO, Amada. Bioquímica (Quinto Semestre). 2012.

<sup>19</sup> Ibid., p. 43.

**2.1.4.11 Prueba de azul de metileno (MBT).** Conocida como “Prueba de Azul de Metileno” por sus siglas en inglés, esta prueba permite determinar la cantidad de arcilla que se incorpora al fluido de perforación en libras por barril de lodo, como se muestra en la **Figura 20**, ya sea por aditivos de esa naturaleza, mediante la absorción de colorante azul de metileno que presenta la muestra de lodo empleada (1 a 2 ml)<sup>20</sup>.

**Figura 20.** Prueba de azul de metileno



**Fuente:** BAKER HUGHES. Fluids Facts Engineering HandBook. Houston, Texas: Baker Hughes Incorporated, 2014. 21 p.

**2.1.4.12 Alcalinidad.** Esta propiedad es la medida de la cantidad de ácido necesario para reducir el pH de la sustancia a un valor en particular. La sustancia puede ser lodo o filtrado, obteniéndose distintas medidas como se muestra a continuación.

- **Alcalinidad del filtrado.** La alcalinidad del filtrado se mide mediante  $P_f$  y  $M_f$ , donde el primero refiere al volumen de  $H_2SO_4$  (ácido sulfúrico) de una solución 0.02 normal requerido para reducir el pH de un centímetro cúbico de filtrado hasta 8.3, mientras que el segundo hace referencia a la cantidad de  $H_2SO_4$  (ácido sulfúrico) de una solución 0.02 normal requerido para reducir el pH de un centímetro cúbico de filtrado hasta 4.3. En la medición de  $P_f$  se usa fenolftaleína como indicador de pH mientras que en  $M_f$  se emplea naranja de metilo.
- **Alcalinidad del lodo.** Esta medida de alcalinidad se denota mediante  $P_m$ , la cual se realiza de manera similar al  $P_f$ . Se usa principalmente para determinar las concentraciones de cal que se llevan en el sistema, mediante la **Ecuación 3**.

**Ecuación 3.** Contenido de cal en el lodo

$$\text{Cal} \left( \frac{\text{lb}}{\text{bbl}} \right) = 0.26 * (P_m - F_w P_f)$$

**Fuente:** MI SWACO. Engineering Drilling Fluid Manual. 1998

<sup>20</sup> Ibid., p. 42.

Donde:

Cal = Contenido de cal en el lodo en libras por barril.

$P_m$  = Alcalinidad de fenolftaleína del lodo.

$F_w$  = Fracción volumétrica del agua en el lodo.

$P_f$  = Alcalinidad de fenolftaleína del filtrado.

**2.1.4.13 Prueba de Cloruro.** Esta prueba hace referencia a la cantidad de iones cloruro presentes en el filtrado del fluido. La concentración de estos iones es importante en casos donde pueda ocurrir contaminación del fluido por sal durante la perforación. Esta prueba emplea  $K_2CrO_4$  como indicador y usa de titulador  $AgNO_3$  (nitrato de plata) al 0.0282 N cuando la concentración iónica de cloruro es inferior a 10000 mg/L, de otra forma debe emplearse  $AgNO_3$  (nitrato de plata) al 0.282 N. Para cualquier normalidad de nitrato de plata se emplea la **Ecuación 4** que se muestra a continuación.

**Ecuación 4.** Concentración iónica de cloruro

$$Cl \left( \frac{mg}{l} \right) = \frac{N * 35,000 * ml \text{ utilizado}}{ml \text{ de muestra de filtrado}}$$

**Fuente:** MI SWACO. Engineering Drilling Fluid Manual. 1998

Donde:

Cl<sup>-</sup> = Concentración iónica de cloruro en miligramos por litro.

N = Normalidad del nitrato de plata empleado.

mL utilizado = Mililitros empleados de titulador.

**2.1.4.14 Dureza total.** Cuando el agua presenta grandes cantidades de calcio y magnesio se denomina “agua dura”, puesto que aumentan la cantidad de bentonita necesaria para obtener un esfuerzo de gel apropiado. Esto hace que determinar la concentración de estos iones en el agua sea crucial, la cual se reporta en ppm (partes por millón) de carbonato de calcio.

**2.1.4.15 Prueba de Calcio.** Esta prueba es de carácter cualitativo, donde se colocan 1 a 3 ml de filtrado en un tubo de ensayo añadiendo gotas de oxalato de amonio; en caso de presentarse un precipitado blanco indicará la presencia de calcio.

## 2.2 FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO

Por definición un fluido de completamiento es “un fluido que es situado en contra de la formación productora mientras se conducen operaciones como el matado de un pozo, limpieza, control de arena o cañoneo”. Las funciones básicas son facilitar el movimiento de los fluidos de tratamiento a un punto en particular en el pozo, para remover solidos de las paredes del pozo y para controlar las presiones de formación.

**2.2.1 Factores de Selección de un fluido de completamiento.** Existen numerosos factores o parámetros que inciden en la selección de un fluido de completamiento, pero hay ocho (8) que sobresalen entre los demás.

**2.2.1.1 Densidad del Fluido.** La densidad del fluido es esencial ya que no debe ser mucho mayor a la necesaria para controlar las presiones de formación. Según Thomas, una buena medida para que no haya un sobrebalance excesivo es tener una diferencial de presión de 100 a 200 PSI.

**2.2.1.2 Contenido de Sólidos.** Idealmente, el fluido de completamiento no debería contener sólidos para evitar su migración en las operaciones de cañoneo ya que pueden taponar las gargantas porales. Según Thomas<sup>21</sup>, las partículas mayores a 5 micrones causan un taponamiento significativo que las de 2 micrones o menos. Cabe resaltar que en ambos casos siempre va a existir un taponamiento.

Las partículas mayores a la mitad del promedio de la garganta poral deberían puentear efectivamente y evitar migraciones de sólidos indeseables a la formación. Estas partículas deben ser fácilmente removidas con el flujo o degradables por los efectos de un ácido o del crudo de la formación.

**2.2.1.6 Productos para evitar la corrosión.** El fluido de completamiento debe ser químicamente estable para que la reacción entre el oxígeno libre y la tubería sea minimizada y que el hierro sea disuelto para no formar precipitados en la formación.

**2.2.2 Daño de formación debido a los sólidos.** Según Thomas<sup>22</sup>, hay dos aproximaciones básicas para minimizar el daño de formación debido a los sólidos que migran del fluido de completamiento a la formación.

**2.2.2.1 Completa Remoción de Sólidos.** Para tener un contacto efectivo entre el fluido y la formación no debería haber sólidos mayores a 2 micrones de tamaño. Estos puntos están involucrados de la siguiente manera:

Hay la posibilidad de eliminar la mayor cantidad de sólidos con el uso de filtros de 2 micrones, respaldado por las otras medidas como el control del oxígeno para minimizar los óxidos de hierro, remoción de corrosión usando ácido clorhídrico (HCl) o Isopropano (IPA).

---

<sup>21</sup> ALLEN, Thomas O. y ROBERTS, Alan P. Production operations: well completions, workover, and stimulation. Volume 1.

<sup>22</sup> ALLEN, Thomas O. y ROBERTS, Alan P. Production operations: well completions, workover, and stimulation. Volume 1.



Aceptar la pérdida de fluido hacia la formación como pequeños finos que puede ser controlado por la presión diferencial ejercida entre el fluido y la formación. Estos finos pueden ser removidos fácilmente con poner el pozo en producción a bajas tasas.

Otra manera es aceptar la dificultad de remover solidos gracias a que el fluido no tiene suficiente velocidad o propiedades reologicas. Según Thomas, una velocidad de acarreo de 150 ft/min debe ser suficiente para remover cortes con una salmuera de 1 cP de viscosidad.

**2.2.2.2 Completo control de pérdida de fluido.** Para que el puenteo sea adecuado las partículas no deberían moverse más allá de la cara de la formación al sistema poral.

Un método para que los sólidos contenidos en el fluido de completamiento no migren hacia la formación es un puenteo efectivo con carbonato de calcio de diferentes tamaños de manera que puedan puentear rápidamente y formar un sello. Después de que se hayan realizado las operaciones de completamiento es necesario remover este carbonato de calcio con la degradación mediante el uso de ácidos.

**2.2.3 Tipos de fluidos de completamiento.** Al igual que los fluidos de perforación, los fluidos de completamiento tienen diferentes clasificaciones de acuerdo al fluido base (agua o crudo).

**2.2.3.1 Fluidos base aceite.** En general muchos fluidos de completamiento pueden poseer de fase continua un aceite para asemejar lo mayor posible hacia los fluidos de la formación, los siguientes son los dos más utilizados.

- **Petróleo Crudo.** La disponibilidad del petróleo crudo lo hace una elección lógica cuando la densidad es suficiente para soportar las presiones de fondo. Este fluido tiene muy buen rendimiento en formaciones poco presionadas. Uno de los principales problemas del crudo es que debido a su baja viscosidad no tendrá la capacidad de acarrear los cortes a superficie ni esfuerzos de gel.

El petróleo crudo es un excelente fluido de empaque ya que minimiza la corrosión y los esfuerzos de gel pueden proveerse con facilidad. En teoría el crudo no tiene efectos adversos en la formación como si los tienen los fluidos a base de agua salada, pero a su vez no tiene ningún control de filtrado por lo que los sólidos finos pueden migrar hacia la formación. También hay que observar si el crudo no tiene asfaltenos o parafinas que puedan taponar la formación o la tendencia a formar emulsiones con el agua de formación.

- **Diesel.** Este es altamente efectivo cuando se requiere un fluido muy limpio en operaciones como la consolidación de la arena. Idealmente si el diésel es obtenido directamente de una refinería no debería provocar cambios en las emulsiones o la mojabilidad.

**2.2.3.2 Fluidos base agua.** Estos fluidos son altamente utilizados ya que son económicamente rentables, fáciles de disponer y que si se escoge un tipo de agua con las propiedades químicas ideales tendrá un impacto muy bajo en la formación. Existen tres fluidos base agua:

- **Agua salada de formación.** Cuando el agua salada de la formación está disponible es un fluido de completamiento bastante común porque su costo es extremadamente bajo. En el caso de que esta agua esté limpia, es ideal ya que no provoca un daño significativo en la formación debido al hinchamiento o dispersión de las arcillas.
- **Agua de mar.** Debido a que está altamente disponible en la mayoría de los casos, es usado principalmente en las áreas costeras. Normalmente tiene partículas de arcillas y otros finos que pueden causar taponamiento.
- **Agua salada preparada.** Esta es la opción más deseada ya que es muy difícil conseguir agua de mar o de formación totalmente limpia. Por esto se puede controlar la concentración de sal.

**2.2.4 Propiedades del fluido de completamiento.** Al igual que los fluidos de perforación, el fluido de completamiento tiene que regirse de varias propiedades para realizar todas las operaciones de completamiento con éxito y además evitar problemas de pozo como patadas o influjos. Estas se determinan a través de los parámetros establecidos por la norma *API-RP45 "Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters"*.

**2.2.4.1 Densidad.** Un sobrebalance severo nunca debe ocurrir, pero un sobrebalance de 0.5 ppg equivalente no es demasiado dañino en la mayoría de los casos. Sin embargo, si el fluido es limpio y existe un sobrebalance, cierta parte del fluido se perderá hacia la formación productora luego de cañoneada, pudiendo causar daño. En la **Figura 21** se muestran los rangos de densidad que puede adquirir una salmuera según la sal que se emplee.

**2.2.4.2 Concentración de Sal.** Idealmente el agua salada debe ser compatible con el agua de formación en tipos de cationes y concentración para evitar daño por perturbación de la montmorillonita o capas de arcillas mezcladas.

**2.2.4.3 Sólidos Totales Disueltos.** Aguas que contienen una alta cantidad de sólidos disueltos son de menor calidad para muchos procesos industriales. Esta propiedad se usa para verificar la gravedad específica y la resistividad. APIRP45

**2.2.4.4 Conductividad.** La conductividad del agua es una medida de la habilidad de los iones para transportar una corriente eléctrica. La corriente eléctrica en el agua está en función de las velocidades relativas de los diferentes iones presentes en el agua. Adicionalmente, la temperatura del electrolito afecta la velocidad iónica y en consecuencia la conductividad. APIRP45

**2.2.4.5 Sólidos suspendidos.** Estos sólidos se refieren a los sólidos suspendidos en el agua. Estos pueden afectar la calidad del agua en diferentes maneras, un agua con alta cantidad de sólidos suspendidos son de menor calidad.

**2.2.4.6 Color.** Esta prueba puede deberse a la presencia de metales o iones metálicos en disolución o residuos orgánicos. Por lo general se elimina el color para cualquier propósito de uso del agua. Es por ello, importante la determinación de color en aguas naturales.

**2.2.4.7 Oxígeno disuelto.** Esta prueba mide la cantidad de oxígeno gaseoso disuelto en el agua. El oxígeno se introduce en el agua mediante difusión desde el aire que rodea la mezcla y como un producto de desecho de la fotosíntesis.

**Figura 21.** Rangos de densidad de las salmueras según su sal base

<u>Salts</u>	<u>Density Range lb/gal</u>		<u>Crystallization Temperature Range, °F</u>	
	Min.	Max.	Min.	Max.
KCl	8.4	9.7	14	60
NaCl	8.4	10.0	-1	31
NaBr	8.4	12.7	-28	63
CaCl <sub>2</sub>	8.4	11.6	-59	50
CaBr <sub>2</sub>	14.2	15.0	15	65
NaCl/CaCl <sub>2</sub>	10.1	11.1	-42	0
CaCl <sub>2</sub> /CaBr <sub>2</sub>	11.1	15.1	-12	68
CaBr <sub>2</sub> /ZnBr <sub>2</sub>	14.3	19.2	-40	23
CaCl <sub>2</sub> /CaBr <sub>2</sub> /ZnBr <sub>2</sub>	15.0	19.1	-8	64

**Fuente:** EATON, Ben A. y SMITHEY, Mack. Formation Damage from Workover and Completion Fluids. Los Angeles, California: Society of Petroleum Engineers, 1971. 9781-555637927.

Es de gran dificultad que el agua salada preparada sea compatible con el agua de formación, pero según Thomas<sup>23</sup>, varios estudios de laboratorio han demostrado que una concentración del 3% - 5% de cloruro de sodio, 1% de cloruro de calcio o 1% de cloruro de potasio limitaran el hinchamiento de las arcillas. En la práctica estas concentraciones son dobladas.

En algunos casos el cloruro de calcio tiende a ser floculado al contacto con la montmorillonita, por lo que la arcilla va a ser movable y puede taponar los espacios porales.

En formaciones que son sensibles al agua se ha demostrado que una concentración del 2% de cloruro de amonio (aunque es bastante costoso) estabiliza la dispersión de las arcillas.

**2.2.5 Validación del desempeño del fluido de completamiento mediante el programa DISPLEX.** El desplazamiento de los fluidos de perforación por un fluido de completamiento es de carácter crítico para todas las operaciones de completamiento ya que si no se tiene un adecuado planeamiento de este es posible que las herramientas fallen o que exista un daño hacia la formación. Para mitigar estos posibles problemas se utiliza el programa de Baker Hughes “Displex”, el cual su logo se encuentra en la **Imagen 2**.

**Imagen 2.** Programa de desplazamiento DISPLEX



**Fuente:** BAKER HUGHES. Displex Program. Colombia, Bogotá: 2018.

Dentro de las principales ventajas que tiene este programa en las operaciones de completamiento se encuentran:

---

<sup>23</sup> ALLEN, Thomas O. y ROBERTS, Alan P. Production operations: well completions, workover, and stimulation. Volume 1.

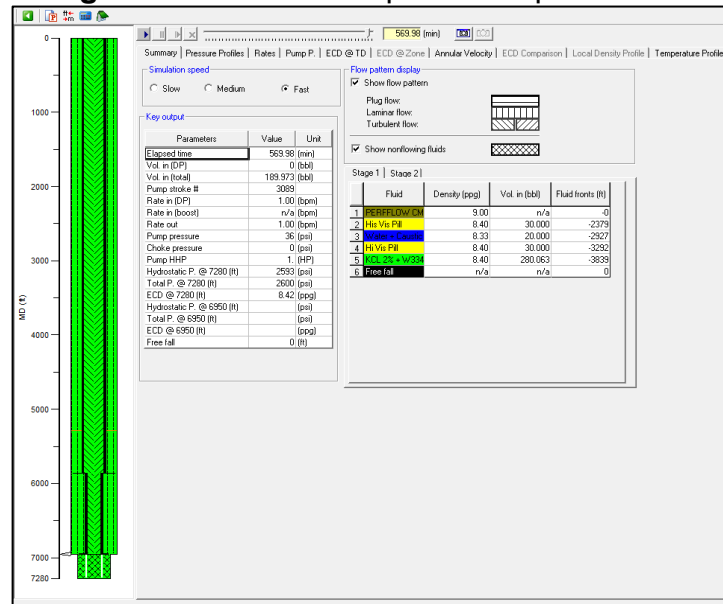
- Un análisis detallado de presión que ayuda al usuario a ajustar el esquema de bombeo de los fluidos desplazadores.
- ECD y perfil de presiones con respecto al tiempo y la profundidad.
- Volúmenes en la sección anular y la tubería de perforación.
- Capacidad de introducir diferentes tipos de fluidos desplazantes con sus respectivas propiedades.

A continuación, se encuentra detallado cómo es el funcionamiento del programa junto con sus diferentes variables.

**2.2.5.1 Funcionamiento del Displex.** En la Imagen 3 se muestra la pantalla principal del programa con sus diferentes secciones que serán analizadas a lo largo de este inciso.

En primer lugar, hay que tener en cuenta que velocidad se requiere para la simulación, esta puede variar entre baja, media y rápida y dependerá de qué tanto va a tomar el proceso de desplazamiento.

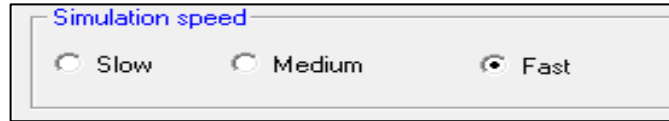
**Imagen 3. Pantalla Principal del Displex**



Fuente: elaboración propia.

En pozos donde generalmente se tiene un caudal de un barril (1) por minuto se sugiere una simulación rápida ya que va a conllevar un periodo de tiempo extenso la corrida (mayor a 8 horas). Esta opción puede ser escogida como se observa en la Imagen 4.

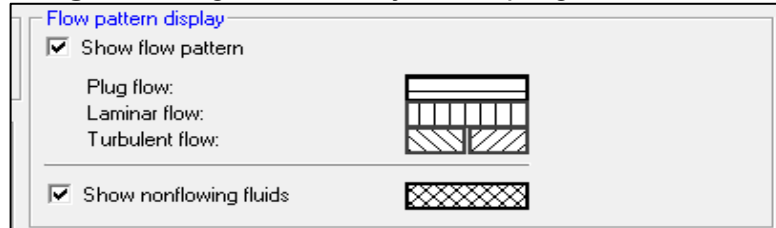
**Imagen 4.** Velocidad de Corrida en el programa DISPLEX



**Fuente:** elaboración propia.

Posteriormente se da la opción de que el programa muestre qué régimen de flujo se está teniendo al momento del desplazamiento, de modo que un régimen turbulento va a tener una mayor limpieza pero a su vez un aumento súbito de presión, esto se ve en la **Imagen 5**.

**Imagen 5.** Régimen de Flujo en el programa DISPLEX



**Fuente:** elaboración propia.

Luego, es necesario planear un tren de fluidos de desplazamiento, los cuales existen dos principales: El primero es la píldora de alta viscosidad que contiene agua y Xanplex D, la cual es utilizada para desplazar el fluido de perforación de la tubería de perforación y separar los fluidos para que no haya una posible contaminación, y el segundo es la píldora alcalina la cual consta principalmente de agua y soda caustica y sirve para remover el remanente dejado por la píldora viscosa.

De modo que un tren de fluidos normal consta de cinco fluidos: El fluido de perforación actual, dos píldoras de alta viscosidad, una píldora alcalina y el fluido de completamiento. En la **Imagen 6** se puede observar como son introducidos estos fluidos en el programa junto con su densidad, volumen y profundidad a la que se encuentran.

**Imagen 6.** Tren de Fluidos en el programa DISPLEX

	Fluid	Density (ppg)	Vol. in (bbl)	Fluid fronts (ft)
1	PERFFLOW CM	9.00	n/a	-0
2	His Vis Pill	8.40	30.000	-2379
3	Water + Caustic	8.33	20.000	-2927
4	Hi Vis Pill	8.40	30.000	-3292
5	KCL 2% + W334	8.40	280.063	-3839
6	Free fall	n/a	n/a	0

**Fuente:** elaboración propia.

Después de haber definido los fluidos es de vital importancia conocer los valores de presión y de ECD (Equivalent Circulating Density) a la profundidad del reservorio ya que un exceso de este puede conllevar a una pérdida de circulación y un daño de formación. Así mismo se muestra la tasa de bombeo a la cual se está produciendo el desplazamiento, que para lodos de perforación de 9.0 ppg o mayores es recomendable usar un barril por minuto, el volumen que se encuentra en el anular y en la sarta de perforación con el fin de tener un control de los fluidos en el pozo y finalmente la presión en la bomba para evitar un posible daño en la misma. Todos estos datos están reflejados en la **Imagen 7**.

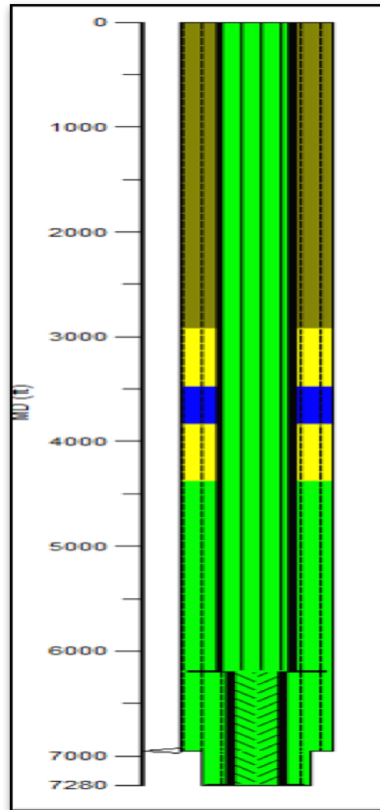
**Imagen 7.** Parámetros operaciones en el programa DISPLEX

Parameters	Value	Unit
Elapsed time	569.98	(min)
Vol. in (DP)	0	(bbl)
Vol. in (total)	189.973	(bbl)
Pump stroke #	3089	
Rate in (DP)	1.00	(bpm)
Rate in (boost)	n/a	(bpm)
Rate out	1.00	(bpm)
Pump pressure	36	(psi)
Choke pressure	0	(psi)
Pump HHP	1.	(HP)
Hydrostatic P. @ 7280 (ft)	2593	(psi)
Total P. @ 7280 (ft)	2600	(psi)
ECD @ 7280 (ft)	8.42	(ppg)
Hydrostatic P. @ 6950 (ft)		(psi)
Total P. @ 6950 (ft)		(psi)
ECD @ 6950 (ft)		(ppg)
Free fall	0	(ft)

**Fuente:** elaboración propia.

Finalmente, el programa muestra un perfil del pozo donde se ve en que tramo se encuentra cada fluido a cada periodo de tiempo. Esto se refleja en la **Imagen 8**.

**Imagen 8.** Vista de los fluidos de desplazamiento del programa DISPLEX



**Fuente:** elaboración propia.

## 2.3 DAÑO DE FORMACIÓN

Teóricamente todos los pozos están susceptibles al daño de formación en algún grado, este puede ir ya sea de un bajón menor en la productividad del pozo o en casos extremos del taponamiento completo de algunas zonas en específico.

**2.3.1 Significancia del daño de formación.** Varias pruebas de flujo realizadas en fondo demuestran que un gran porcentaje de la zona expuesta en el pozo a producción no contribuye al total del flujo. El daño de formación puede provocar una restricción o prevenir un depletamiento efectivo del reservorio, lo que se traduce en que la mayoría de las reservas calculadas previamente estén atrapadas y no puedan ser explotadas<sup>24</sup>.

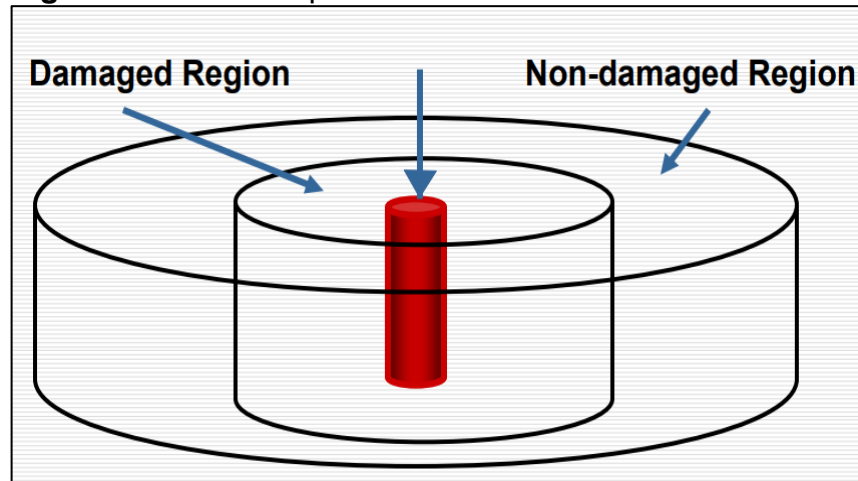
**2.3.2 Causa básica.** La principal causa por la cual se presenta el daño de formación es el contacto de fluidos externos. Estos fluidos pueden ser el lodo de perforación,

<sup>24</sup> ALLEN, Thomas O. y ROBERTS, Alan P. Production operations: well completions, workover, and stimulation. Volume 1.



un fluido de completamiento, un fluido de estimulación o puede llegar el caso extremo que sea por los fluidos contenidos en la formación si se alteran sus propiedades. En la **Figura 22** se muestran 3 zonas, siendo la zona roja el pozo, la zona dañada aquella que sufre una reducción de la permeabilidad y la zona intacta la cual no alcanza a ser afectada por los fluidos externos y mantiene las características originales del yacimiento.

**Figura 22.** Daño del pozo



**Fuente:** CIVAN, Faruk. Formation Damage Mechanisms. Oklahoma: Mewbourne School of Petroleum and Geological Engineering. Modificada por los autores. Disponible en: [http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/eventos\\_iapg/2006/produccion/Espejos/JUEVES%2021-9/16.00%20CIVAN.pdf](http://www.iapg.org.ar/sectores/eventos/eventos/eventos_iapg/2006/produccion/Espejos/JUEVES%2021-9/16.00%20CIVAN.pdf)

La mayoría de los yacimientos de petróleo consisten en dos fases, una conformada por líquidos y otra por sólidos, estas fases pueden ocasionar daño de formación a través de los siguientes mecanismos.

**2.3.2.1 Taponamiento asociado con sólidos.** Este mecanismo se presenta en la cara de la formación, en la zona de cañoneo o en la formación. Estos sólidos se pueden presentar como agentes densificantes, arcillas, agentes viscosificantes, material para control de pérdida de fluido, materiales para pérdidas de circulación, sólidos perforados, partículas de cemento, sal no disuelta, gravel pack o partículas de arena finas, precipitados, parafinas o asfaltenos.

**2.3.2.2 Sólidos de gran tamaño.** Estos sólidos tienen la propiedad de que causan daño de formación por la generación de placas en la cara del pozo. Por lo tanto, si hay una presión diferencial suficiente en la formación cabe la posibilidad de que

estos migren hacia el reservorio. Este taponamiento se puede presentar en la zona cañoneada, en la cara de una zona a hoyo abierto o en un canal de fractura.<sup>25</sup>

**2.3.2.3 Sólidos de poco tamaño.** Existen sólidos muy pequeños como los óxidos de hierro, arcillas u otras partículas a base de silicato que son llevadas dentro de los poros de formaciones relativamente permeables. Estos sólidos provocan un tapón interno muy efectivo que en ocasiones no es posible remediarlo con flujo de fluidos.

**2.3.2.4 Precipitación de sólidos.** Hay sólidos que se precipitan dentro de la formación. Algunos ejemplos de estos son los precipitados debido a la mezcla de aguas incompatibles, asfáltenos, o parafinas debido a un cambio en el estado de equilibrio.

- **Efectos de la migración de las partículas.** Esto se viene a dar por diferentes factores, entre los cuales se encuentra la hidratación o deshidratación de arcillas hinchables; dispersión o floculación de otro tipo de arcillas o disolución de los materiales contenidos en el cemento.
- **Taponamiento asociado al filtrado de fluido.** Los filtrados de los fluidos pueden ser agua contenida variando tipos y concentraciones de iones positivos o negativos y una pequeña cantidad de surfactantes. Este filtrado entra en las zonas porales gracias al diferencial de presión y esto puede crear bloqueos gracias a diferentes mecanismos que reducen la permeabilidad.

Un incremento en la saturación de agua puede causar un bloqueo por agua, o sencillamente reducir la permeabilidad relativa al crudo o al gas si se encuentra presente.

Además, el filtrado puede crear una emulsión viscosa con el petróleo contenido en el reservorio o puede tender al crudo a mojar a la roca y por lo tanto reducir su permeabilidad relativa.

**2.3.3 Clasificación de los mecanismos de daño.** Existen numerosos mecanismos por los que se presenta el daño de formación y estos se pueden clasificar de acuerdo a como afectan en la producción de la siguiente manera.

**2.3.3.1 Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación.** Este es el resultado del taponamiento de los espacios porales por partículas ya sean inducidas o adherentes.

---

<sup>25</sup> ALLEN, Thomas O. y ROBERTS, Alan P. Production operations: well completions, workover, and stimulation. Volume 1.

- **Taponamiento por partículas dentro de la formación.** Una importante consideración para reducir el daño de formación debido al taponamiento de partículas es eliminar todas las partículas que son extrañas a la formación. Para lograr esta reducción es necesario tener un estricto control de la pérdida de fluido entonces es recomendable usar carbonatos de calcio de diferentes granulometrías para que pueda existir un puenteo óptimo.

Todos los tipos de arcillas son capaces de migrar cuando contactan con un agua externa que altere el ambiente iónico. En el caso de la montmorillonita y las capas mezcladas de arcillas hay un cambio en el tamaño debido al hinchamiento o la retención del agua que incrementa la posibilidad de migración.

La montmorillonita es la única arcilla que se expande por la absorción por las capas de agua entre los cristales. Las capas mezcladas de arcillas que contienen montmorillonita también se van a expandir y la porción de illita es relativamente no hinchable. La caolinita, clorita y la illita pueden clasificarse como arcillas no hinchables. Sus cristales tienden a quedarse en paquetes en lugar de dispersarse, sin embargo, sí absorben agua.

Las pruebas de difracción de rayos x pueden determinar fácilmente el tipo y cantidad de arcillas en una arenisca en particular. Estas pruebas pueden usarse para indicar cuales formaciones necesitan medidas particulares para evitar el daño de formación.

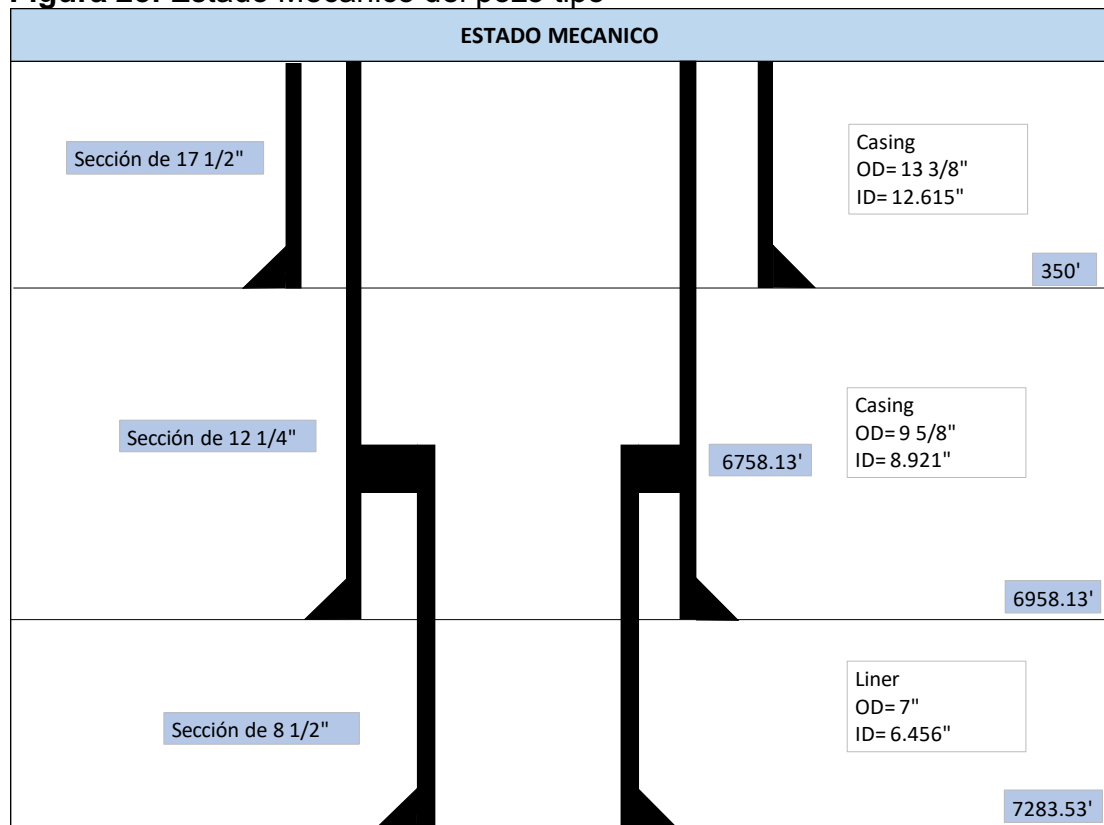
- **Reducción de la permeabilidad relativa al petróleo.** El incremento de la saturación de agua se debe a la invasión de filtrado, al “fingering” o a la conificación del agua de formación. La invasión del filtrado es normalmente llamada “bloqueo por agua”. El grado de la reducción de producción de petróleo depende del grado de saturación del agua y del radio del área afectada.
- **Formación de emulsiones dentro de la formación.** El taponamiento de la formación puede ocurrir debido a la presencia de emulsiones en los poros de la formación. Los bloqueos por emulsión ocurren cuando se inyecta petróleo en la formación y este se emulsifica con el agua de formación, o cuando agua extraña que proviene de los fluidos de perforación o completamiento se mezclan con la fase de petróleo. Las emulsiones son estabilizadas por materiales activos de superficie y por sólidos pequeños de formación tales como finos, arcillas contenidas en el lodo o partículas sólidas de los hidrocarburos.

## 2.4 POZO TIPO

El entendimiento de los fluidos empleados en el campo de interés requiere comprender el diseño del pozo, el estado mecánico, las respectivas secciones y todo lo perteneciente a la configuración direccional del pozo. A continuación, se muestra la configuración de los pozos.

**2.4.1 Estado mecánico del pozo.** El pozo se define como uno de tipo horizontal, con una profundidad vertical de 3630 pies y una profundidad medida de 7284 pies. En la **Figura 23** se muestra la configuración del estado mecánico.

**Figura 23.** Estado Mecánico del pozo tipo



**Fuente:** Baker Hughes. Programa de Lodos Cuenca Llanos Orientales. Modificado por los autores.

**2.4.2 Secciones del pozo.** En la **Figura 24** se muestra una descripción detallada de las diferentes secciones que componen al pozo, mostrando respectivos datos direccionales.

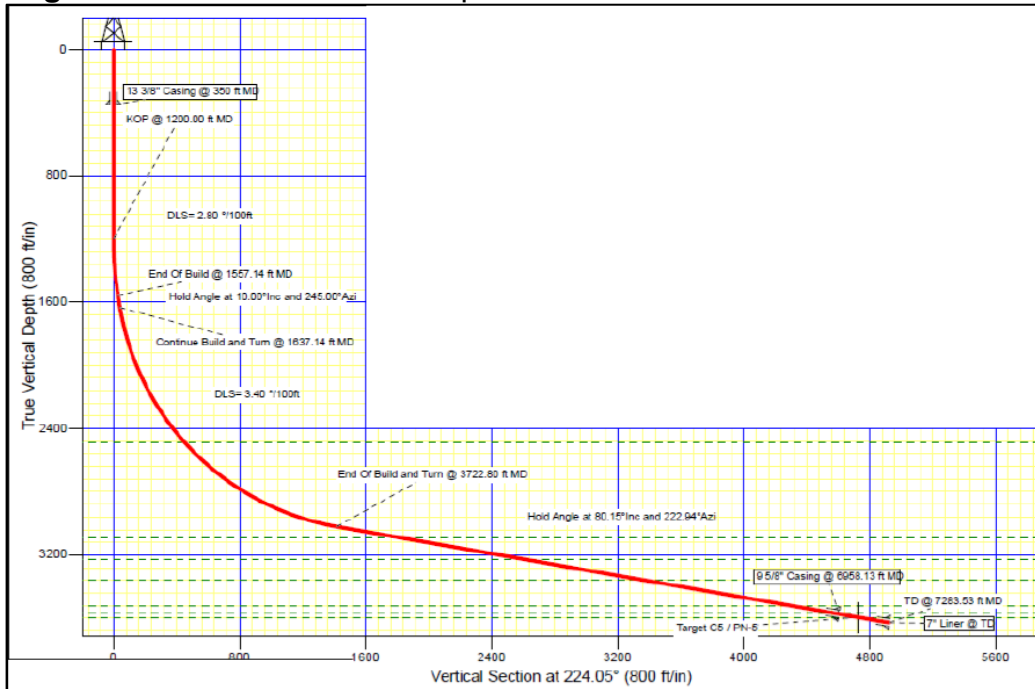
**Figura 24.** Detalles del Survey

SECTION DETAILS										
Sec	MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	Dleg	TFace	Vsect	Annotation
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2	1200.00	0.00	0.00	1200.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	KOP @ 1200.00 ft MD
3	1557.14	10.00	245.00	1555.33	-13.14	-28.17	2.80	245.00	29.03	End Of Build @ 1557.14 ft MD
4	1637.14	10.00	245.00	1634.12	-19.01	-40.77	0.00	0.00	42.00	Continue Build and Turn @ 1637.14 ft MD
5	3722.80	80.15	222.94	3021.23	-972.68	-1035.11	3.40	-23.05	1418.79	End Of Build and Turn @ 3722.80 ft MD
6	7083.53	80.15	222.94	3596.08	-3396.72	-3290.78	0.00	0.00	4729.37	
7	7283.53	80.15	222.94	3630.29	-3540.98	-3425.02	0.00	0.00	4926.38	TD @ 7283.53 ft MD

**Fuente:** Baker Hughes. Programa de Lodos Cuenca Llanos Orientales. Modificado por los autores.

Dicha información se empleó para mostrar gráficamente el recorrido del pozo en la **Figura 25** puesta a continuación.

**Figura 25.** Plan direccional del pozo.



**Fuente:** Baker Hughes. Programa de Lodos Cuenca Llanos Orientales. Modificado por los autores.

## 2.5 PLAN DE FLUIDOS UTILIZADO ACTUALMENTE

Ya habiendo definido la teoría de los fluidos de perforación, completamiento y el daño de formación se procedió a realizar la descripción de los fluidos utilizados actualmente en el campo para el reservorio, la cual abarca la sección de 8 ½” con un intervalo de profundidad entre 6958.13 y 7283.53 ft. Para este análisis se hizo un estudio de nueve pozos, mostrado en el **ANEXO A**, en el cual se identifican las formulaciones y las propiedades manejadas del fluido de perforación y del fluido completamiento como se muestra a continuación:

**2.5.1 Fluido de perforación de yacimiento empleado actualmente.** Para los pozos pertenecientes al Campo A se ha manejado la formulación que se muestra en la **Tabla 3** a continuación:

**Tabla 3.** Formulación del lodo de yacimiento empleado actualmente

PRODUCTO	FUNCIÓN	CONCENTRACIÓN PROGRAMADA (lb/bbl)
CLAYTROL XPR ®	Inhibición de Arcillas	1.0 % V/V
BIOLOSE ®	Control de Pérdida	4.0 – 5.0
MIL GLIDE ®	Lubricante Mecánico	0.20
CaCO3 M 200	Punteo	10
CaCO3 M 325	Punteo	10
CaCO3 M 600	Punteo	10
CaCO3 M 40/100	Punteo	0.5 – 1.5
XANPLEX D ®	Viscosificante	0.8 – 1.0
BACTERICIDA	Evitar la degradación de productos	0.09
SODA CAUSTICA	Alcalinidad	Según pH
LATI-LUBE ®	Lubricante Líquido	0.3 – 0.4

**Fuente:** Baker Hughes. Programa de Lodos Cuenca Llanos Orientales. Modificado por los autores.

Dicha formulación del fluido de perforación de yacimiento ha presentado las siguientes propiedades de fluido mostradas en la **Tabla 4**.

**Tabla 4.** Propiedades del fluido

PROPIEDADES	PROGRAMADO
Densidad (ppg)	8.9
VP (cP)	< 16
YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	22 - 26
Geles ( lb/100 ft <sup>2</sup> )	6 / 14 / 20
Filtrado API (cc/30 min)	< 5.0
pH	9.5 – 10
MBT	< 7.5
% Solidos	< 4
PPT (10 μm)@ 150 F	< 16

**Fuente:** Baker Hughes. Programa de Lodos Cuenca Llanos Orientales. Modificado por los autores.

A partir de los reportes de pozo y el análisis de la información contenida dentro de los mismos se han podido identificar los problemas más críticos correspondientes al desempeño del fluido durante la perforación.

- Degradación del almidón por bajas concentraciones de bactericida.
- Degradación de polímeros por caídas en el nivel de pH
- Requerimiento de mayor alcalinidad para evitar contaminación por CO<sub>2</sub>.
- Filtrados PPT muy cercanos al valor máximo del programa.

**2.5.2 Fluido de completamiento empleado actualmente.** Para los pozos pertenecientes al Campo A se ha manejado la formulación de una salmuera al 2% de KCl (cloruro de potasio) de 8.4 ppg, que se muestra en la **Tabla 5** a continuación:

**Tabla 5.** Formulación de la Salmuera

PRODUCTO	FUNCIÓN	CONCENTRACIÓN PROGRAMADA (lb/bbl)
KCl	Inhibidor de hinchamiento e hidratación	7.1
W-334 ®	Surfactante	1.7
BACTERICIDA	Evitar la degradación de productos	0,15

**Fuente:** Baker Hughes. Programa de Lodos Cuenca Llanos Orientales. Modificado por los autores.

A partir de los reportes de pozo y el análisis de la información contenida dentro de los mismos se han podido identificar los problemas más críticos correspondientes al desempeño del fluido durante el completamiento del mismo.

- No se han considerado las propiedades de la salmuera, por lo cual se requiere hacer un análisis más profundo sobre el fluido de completamiento que se ha venido usando con anterioridad.
- Deficiencia en el desplazamiento del lodo por fluido de completamiento.



### 3. DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN DE YACIMIENTO

Teniendo en cuenta la definición de fluido de perforación expuesta en el capítulo anterior, las características del fluido de perforación de yacimiento empleado actualmente y el enfoque de disminución del daño de formación generado durante la perforación de la zona de interés se procedió a diseñar el fluido de perforación de yacimiento correspondiente para el reservorio correspondiente a la sección de 8 1/2".

En esencia el lodo debe contener un aditivo viscosificante (goma xántica o Xanplex D) para darle las propiedades reológicas al lodo, un material de puenteo y densificante (el cual es el carbonato de calcio para la zona de yacimiento), un controlador de filtrado (almidón o Biolose) para disminuir la invasión del fluido hacia la formación, un inhibidor de arcillas (Claytrol XPR) que evite problemas de hinchamiento y migración, además de otros aditivos para control de pH (soda cáustica) y protección de degradación (Bactericida). Después, se procedió a realizar el respectivo fluido de perforación, evaluando las concentraciones de los productos y los respectivos requerimientos adicionales según las propiedades deseadas.

#### 3.1 CAMBIOS DE VISCOSIDAD CON GOMA XÁNTICA Y ALMIDÓN

En primer lugar, se procedió a verificar como productos como el almidón (BIOLOSE) y la goma xántica (XANPLEX D) variaban la viscosidad en el lodo en un rango de concentraciones que podría ser apta para este. En el caso del Biolose se manejaron rangos de 4.0 a 8.0 libras por barril (lpb) y el Xanplex D de 0.3 a 0.9 lpb. Esto se realizó dado que el Biolose es en primera instancia un aditivo de control de filtrado, pero que además puede aumentar la viscosidad del lodo en el que se emplea.

La preparación se dio con dos (2) barriles de agua de laboratorio y con las concentraciones programadas del producto. A medida que se obtenía la formulación, se calentaba a 120 °F, se tomaba la reología y se devolvía el lodo de manera que se adicionara más producto para ajustar la siguiente lectura. En la **Tabla 6** se pueden observar las lecturas representativas:

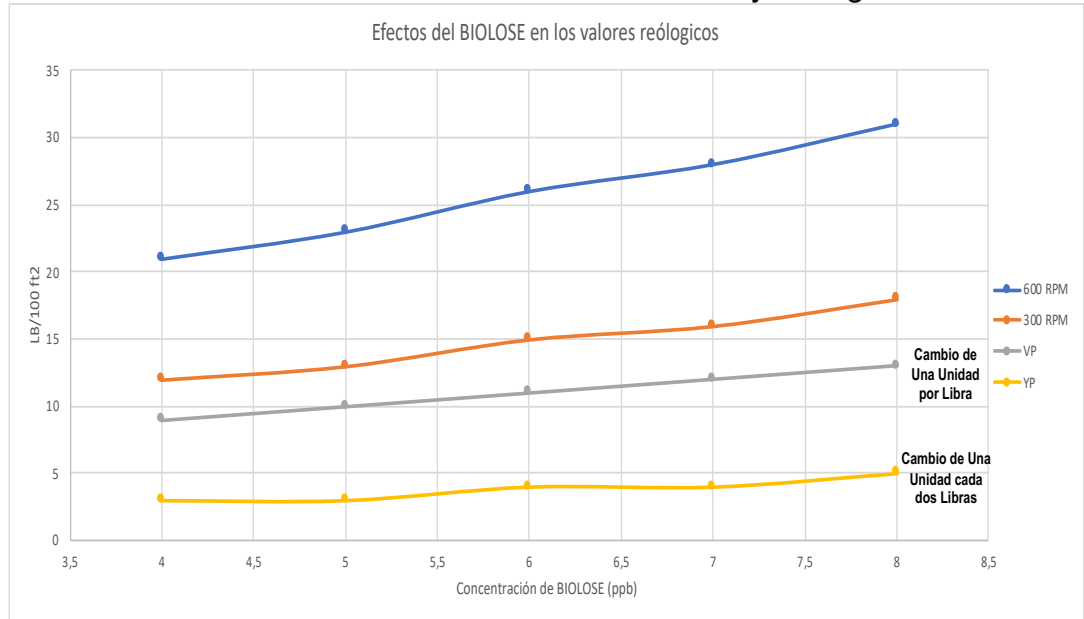
**Tabla 6.** Efecto de viscosidad otorgado por el Biolose

BIOLOSE (lpb)	600 RPM	300 RPM	VP (cP)	YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )
4.0	21	12	9	3
5.0	23	13	10	3
6.0	26	15	11	4
7.0	28	16	12	4
8.0	31	18	13	5

**Fuente:** Baker Hughes. Programa de Lodos Cuenca Llanos Orientales. Modificado por los autores.

Dicha información se analizó a través de la **Gráfica 1** que se muestra a continuación.

**Gráfica 1.** Relación entre concentración de Biolose y reología



**Fuente:** elaboración propia.

En el caso del Biolose se observó un incremento intermedio de viscosidad plástica de un (1) centipoise (cP) por cada libra (lb) y en el yield point un incremento bajo de tan sólo dos (2) unidades por cada cien pies cuadrados, esto se da cada cuatro (4) libras. Esto conlleva a pensar que cuando se adicione este producto tendrá un efecto en la viscosidad mínimo.

En cambio, para el Xanplex D hubo un comportamiento diferente por ser este producto de carácter viscosificante. En la **Tabla 7** se resumen los datos tomados en el laboratorio.

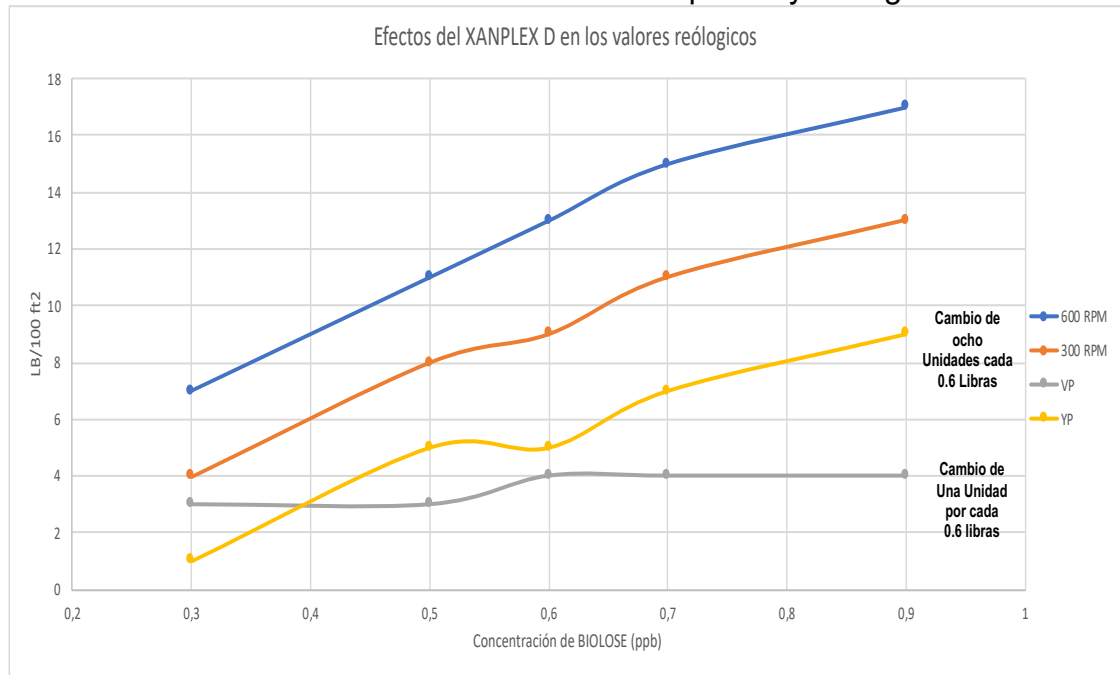
**Tabla 7.** Efecto de Viscosidad otorgado por el Xanplex D

Xanplex D (lpb)	600 RPM	300 RPM	VP (cP)	YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )
0.3	7	4	3	1
0.5	11	8	3	5
0.6	13	9	4	5
0.7	15	11	4	7
0.9	17	13	4	9

**Fuente:** elaboración propia.

Esta información se analizó a través de la **Gráfica 2** que se muestra a continuación.

**Gráfica 2.** Relación entre concentración de Xanplex D y reología



**Fuente:** elaboración propia.

Este producto mostro mayores incrementos en la viscosidad con muy pocos cambios de concentración. La viscosidad plástica no tuvo un gran impacto ya que sólo se dio un cambio de una unidad por cada 0.6 libras, mientras que el yield point si tuvo un cambio abrupto de ocho unidades cada 0.6 libras. Por lo tanto, hay que tener en cuenta las concentraciones de Xanplex D al momento de formular el lodo ya que puede llevar a propiedades indeseadas.

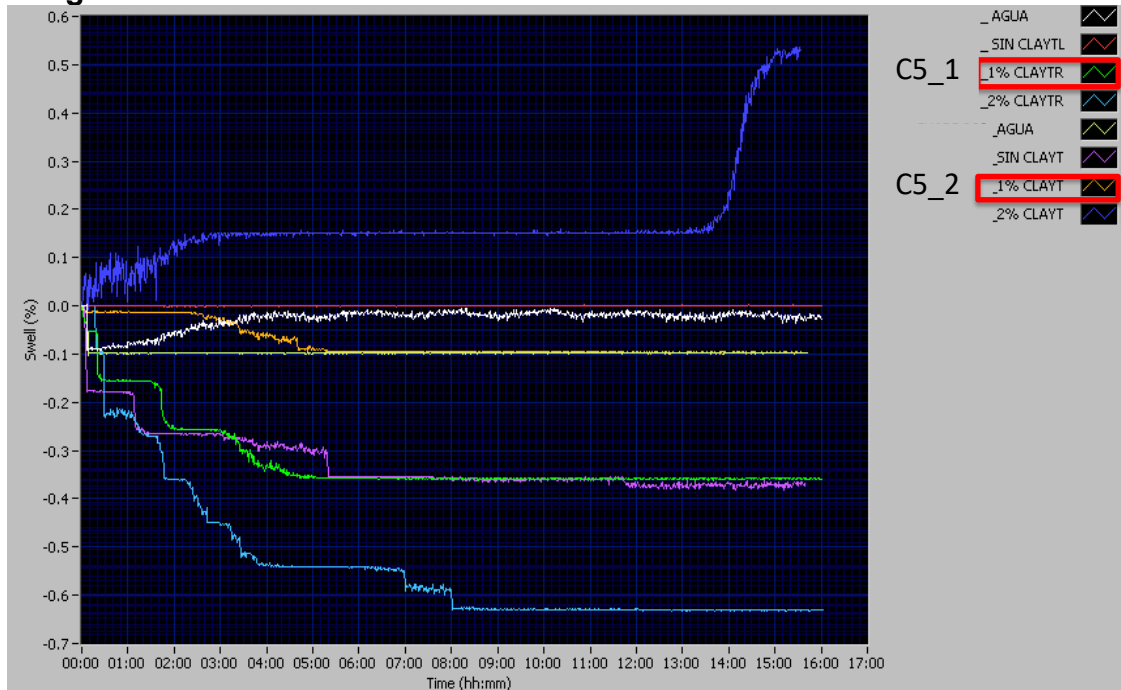
Teniendo en cuenta la influencia en la viscosidad plástica y en el yield point, tanto del Xanplex D como del Biolose, se procedió a formular el primer lodo, teniendo en cuenta los productos restantes mencionados previamente.

### 3.2 SELECCIÓN DEL INHIBIDOR MEDIANTE PRUEBA DE HINCHAMIENTO LINEAL

Por el análisis mineralógico presentado en el capítulo 2, hay certeza de que la arenisca a evaluar contiene aproximadamente 10% de minerales arcillosos tales como illita, esmectita y caolinita. Para evitar problemas tales como hinchamiento o dispersión de arcillas que puedan generar un daño de formación alterno al fluido de perforación, es necesario utilizar un inhibidor de arcillas el cual se encargue de mitigar estos problemas.

Para este fluido de perforación se va a utilizar el producto tipo amina denominado CLAYTROL XPR por sugerencia de la empresa para zona de reservorio, ya que este es un aditivo líquido que no causa daño a la formación. Por lo tanto se procedió a realizar la prueba de hinchamiento lineal el cual consiste en cuantificar durante cierto periodo de tiempo el volumen de la muestra de roca que se expande en el tiempo. La **Imagen 9** muestra los resultados obtenidos.

**Imagen 9.** Prueba de Hinchamiento Lineal



**Fuente:** elaboración propia.

El período de tiempo para esta prueba fue de 16 horas ya que en este intervalo fue que se estabilizaron el hinchamiento de las muestras, donde primero se tomaron dos muestras de la formación de interés C5 y se sometieron a pruebas con el agua, el fluido de perforación sin inhibidor de arcillas, con 1% de Claytrol y finalmente con 2% de Claytrol.

Los resultados obtenidos muestran que para las dos muestras de formación la adición de 1% de CLAYTROL XPR dio el menor hinchamiento posible, siendo un -0.4% para la primera muestra de formación y -0.1% para la segunda. Cabe resaltar que los números negativos se deben a que en la realización de la prueba se pueda perder un porcentaje de masa en el equipo o en la extracción de las muestras, por lo tanto, estos datos son interpretados en que la formación no muestra un hinchamiento con este fluido.

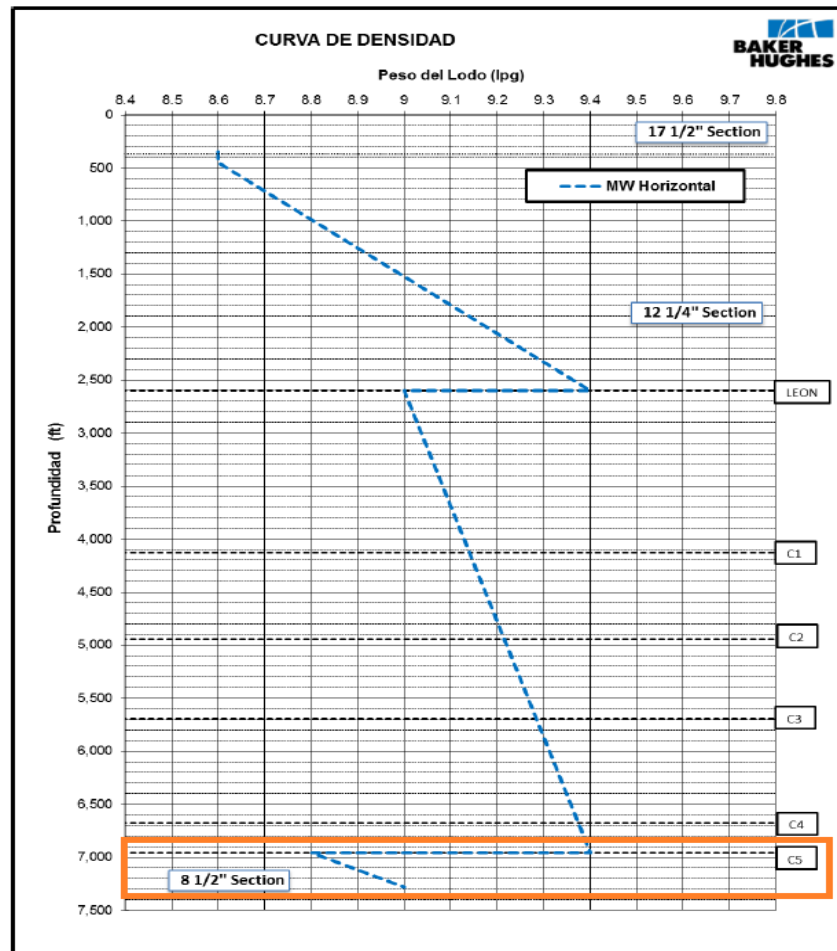
Finalizada esta prueba se procede a realizar el diseño del lodo con una concentración de inhibidor de arcillas del 1% en volumen.

### 3.3 DEFINICIÓN DEL RANGO DE DENSIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

La densidad para esta zona de yacimiento es de vital importancia ya que al ser un campo bastante depletado entonces un cambio abrupto de este valor conllevaría a una presión hidrostática ejercida por el fluido bastante alta y por lo tanto conllevar a un mayor filtrado de este y en caso extremo una posible fractura.

Para evitar estos problemas es necesario seguir un estricto seguimiento de la curva de densidad que se presenta en la **Imagen 10** dada por la empresa soporte Baker Hughes que ya realizó el estudio de presiones de poro y fractura de la zona de interés.

**Imagen 10.** Curva de Densidad



**Fuente:** Baker Hughes. Programa de Lodos Cuenca Llanos Orientales. Modificado por los autores.

Ya que para este proyecto la zona de interés estará conformada por la unidad C5 y la sección de 8 1/2" entonces los rangos de densidad estarán entre 8.8 y 9.0 ppg.

### 3.4 DISEÑO DEL LODO

Basándose en los informes de operación del campo A (cuyo resumen se adjunta en el **Anexo A**) se tomaron datos como problemas operacionales, aditivos empleados y ajustes de acuerdo al programa. Con estos datos se tomaron concentraciones de los productos que en teoría serían los más beneficiosos según la historia operativa y se procedió a realizar la formulación respectiva. Hay que resaltar que las formulaciones se obtuvieron mediante la metodología de ensayo y error hasta obtener las propiedades deseadas.

**3.4.1 Primer ensayo.** A continuación se muestra en la **Tabla 8** la formulación inicial propuesta conforme a los productos ya mencionados, realizando el siguiente fluido base agua.

**Tabla 8.** Formulación del primer lodo

Producto	Programado (Ipb)
AGUA	332
XANPLEX D ®	1
BIOLOSE ®	5
CLAYTROL XPR ®	1.5
CaCO3 M 200	15
CaCO3 M 325	10
CaCO3 M 600	5
BACTERICIDA	0.3
SODA CAUSTICA	0.5

**Fuente:** elaboración propia.

Para ajustar los valores de las propiedades del lodo al programa deseado se comprobaron los datos en orden, es decir, que se realizaron las pruebas respectivas al lodo, procediendo a reajustar y reformular el mismo cuando se encontraba que una o más de sus propiedades no fuesen las deseadas. De esta manera sólo se procedió a realizar la prueba siguiente que correspondiese una vez que la anterior fuese ajustada. Es decir, que primero se verificaba la obtención de la densidad deseada, se medía el valor de pH obtenido y posteriormente se verificaban las propiedades reológicas, es decir la viscosidad plástica, el yield point y los geles. Una vez se obtuvieran dichos valores en los rangos deseados se procedió a realizar el filtrado API, evaluando los valores obtenidos y considerando finalmente la realización de la prueba de filtrado PPT.

Un ejemplo de lo explicado anteriormente fue que si el filtrado API no se encontraba en el rango establecido había que correrlo de nuevo con una diferente formulación de lodo hasta llegar al valor deseado, y así sucesivamente con las demás

propiedades. Esta dinámica se mantuvo durante todos los ensayos realizados. Al proceder con la preparación del lodo en el laboratorio se obtuvieron los resultados reportados en la **Tabla 9**.

**Tabla 9.** Propiedades del primer lodo

Propiedades	Programa	Resultado
Densidad (ppg)	8.8-9.0	8.8
VP (cP)	< 23	16
YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	21 – 24	25
Geles (lb/100 ft <sup>2</sup> )	6 / 12 / 18	6 / 7 / 9
pH	9.0 – 9.5	10.3

**Fuente:** elaboración propia.

Con estos resultados se obtuvo una formulación con la densidad requerida a través de la adición de carbonatos. La viscosidad plástica estuvo dentro del rango, pero el yield point estuvo una unidad por encima, el gel de 30 minutos estuvo 9 unidades por debajo y el pH no estaba dentro del rango establecida por la excesiva adición de soda caustica.

Esto indica que el yield point hay que disminuirlo, pero no en gran cantidad mediante el Biolose o el Xanplex D, donde los geles serán una consecuencia de este cambio y por último el cambio del pH hay que controlarlo con la adición de menos soda caustica.

A partir de estos resultados surgió la duda de cómo la adición de carbonatos podría alterar los parámetros, lo cual se evaluó en el siguiente ensayo.

**3.4.2 Segundo ensayo.** Este segundo lodo tuvo la finalidad de observar el carbonato de calcio qué tanto podía afectar los parámetros de viscosidad. Para esto se adicionó tres libras por barril a los carbonatos Malla 200 y 325, para el carbonato de Malla 600 se adicionó sólo una libra por barril. También se redujo la adición de soda cáustica para que el pH no estuviera tan elevado. Por lo tanto, la formulación fue la reportada en la **Tabla 10**.

**Tabla 10.** Formulación del segundo lodo

Producto	Programado (lpb)
AGUA	328
XANPLEX D ®	1
BIOLOSE ®	5
CLAYTROL XPR ®	1.5

**Tabla 10. (Continuación)**

Producto	Programado (lpb)
CaCO <sub>3</sub> M 200	19
CaCO <sub>3</sub> M 325	13
CaCO <sub>3</sub> M 600	6
BACTERICIDA	0.3
SODA CAUSTICA	0.3

**Fuente:** elaboración propia.

Con esta formulación se aumentaron 7 libras por barril de carbonato en el lodo, de forma que se esperaba que el lodo tuviese un aumento de 0.1 ppg de densidad. Así mismo la soda cáustica se redujo de 0.5 a 0.3 libras. Los datos obtenidos se reportaron en la **Tabla 11**.

**Tabla 11. Propiedades del segundo lodo**

Propiedades	Programa	Resultado
Densidad (ppg)	8.8-9.0	8.9
VP (cP)	< 23	15.5
YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	21 – 24	23.6
Geles (lb/100 ft <sup>2</sup> )	6 / 12 / 18	5.2 / 6.3 / 7-5
pH	9.0 – 9.5	10

**Fuente:** elaboración propia.

Como se observa, el carbonato de calcio no tiene algún efecto en la viscosidad con respecto al lodo anterior, ya sea en la viscosidad plástica o en el yield point. En cambio, con la reducción de soda si se observó una disminución del pH, pero no lo suficiente para estar en el rango óptimo.

Por lo tanto, se continuó a evaluar qué tanto cambiaría la viscosidad variando las concentraciones de Xanplex D, Biolose o con la adición de Rev Dust, un producto empleado para simular sólidos perforados.

**3.4.3 Tercer ensayo.** Con el siguiente lodo la finalidad fue ajustar los valores de reología disminuyendo la concentración de Xanplex D de 1.0 a 0.4 lpb para que en un futuro pudiera ser fácilmente removido por el tratamiento enzimático (el cual se mostrará en el capítulo 5 de este documento). De esta manera se aumentó la concentración de Biolose de 5.0 a 7.0 lpb y se adicionó 5 libras de Rev Dust. La **Tabla 12** muestra la formulación utilizada.



**Tabla 12.** Formulación del tercer lodo

Producto	Programado (lpb)
AGUA	332
XANPLEX D ®	0.4
BIOLOSE ®	7
CLAYTROL XPR ®	1.5
CaCO3 M 200	15
CaCO3 M 325	10
CaCO3 M 600	5
BACTERICIDA	0.2
SODA CAUSTICA	0.2
REV DUST ®	5

**Fuente:** elaboración propia.

Con la adición de Rev Dust se espera que la densidad se mantenga en 8.9 ppg empleando la distribución de carbonatos utilizada en el lodo del primer ensayo. Estos fueron los resultados, mostrados en la **Tabla 13**.

**Tabla 13.** Propiedades del tercer lodo

Propiedades	Programado	Resultado
Densidad (ppg)	8.8-9.0	8.9
VP (cP)	< 23	21
YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	21 – 24	36
Geles ( lb/100 ft <sup>2</sup> )	6 / 12 / 18	5 / 6 / 8
Filtrado API (cc/30 min)	< 5.0	7.0
pH	9.0 – 9.5	10
PPT 10 Micrones	< 5	-

**Fuente:** elaboración propia.

Se puede observar un incremento en las lecturas de viscosidad tanto en la viscosidad plástica como en el yield point. En el caso del primer dato subió el valor seis unidades, lo que demuestra una gran incorporación de sólidos al sistema, mientras que el segundo dato subió trece unidades, por lo que la viscosidad aumentó en gran medida y no se otorga una limpieza adecuada.

También se corrió por primera vez el filtrado API, obteniendo un resultado de 7.0 ml, lo cual no se ajusta dentro del programa puesto que dicho valor tan alto podría

generar un mayor impacto sobre la formación debido al aumento de la invasión de fluidos.

De tal forma que, de acuerdo a los resultados, lo más conveniente que se consideró fue bajar aún más la concentración de Xanplex D de forma que se bajaran los valores de viscosidad y subir la concentración de Biolose para obtener un mayor control del filtrado de lodo.

**3.4.4 Cuarto ensayo.** El lodo del cuarto ensayo tiene una menor concentración de Xanplex D de 0.4 a 0.2 lpb y un aumento de Biolose de 7.0 a 8.0 lpb. La **Tabla 14** resume la formulación utilizada.

**Tabla 14.** Formulación del cuarto lodo

Producto	Programado (lpb)
AGUA	329
XANPLEX D ®	1.0
BIOLOSE ®	8.0
CLAYTROL XPR ®	1.5
CaCO3 M 200	15
CaCO3 M 325	10
CaCO3 M 600	5
BACTERICIDA	0.2
SODA CAUSTICA	0.2
REV DUST ®	5.0

**Fuente:** elaboración propia.

Al aumentar la concentración de Biolose se espera un mayor control de filtrado, pero a la vez un aumento ligero de los valores de la viscosidad, por lo que para compensar esto se bajó la concentración de XANPLEX D. Los resultados fueron los reportados en la **Tabla 15**.

**Tabla 15.** Propiedades del cuarto lodo

Propiedades	Programa	Resultado
Densidad (ppg)	8.8-9.0	8.9
VP (cP)	< 23	20
YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	21 – 24	18

**Tabla 15. (Continuación)**

Propiedades	Programa	Resultado
Geles ( lb/100 ft <sup>2</sup> )	6 / 12 / 18	3.0 / 4.0 / 5.0
Filtrado API (cc/30min)	< 5.0	6.4
pH	9.0 – 9.5	9.5

**Fuente:** elaboración propia.

A partir de los datos anteriormente reportados se puede observar que efectivamente el filtrado disminuyó con respecto al lodo tres en 0.6 mililitros. La disminución más significativa se dio en el valor del yield point, que bajó su valor a la mitad; a pesar de este cambio dicho valor sigue siendo muy bajo para las necesidades de limpieza del pozo. Además, el filtrado API no bajó lo suficiente para alcanzar la meta deseada de menor a 5 mililitros.

Sabiendo entonces que una mayor incorporación de sólidos con el objetivo de disminuir el filtrado y aumentar el yield point a los valores deseados, causaría simultáneamente que el lodo tuviese una mayor densidad a la requerida, se determinó la necesidad de incorporar diesel a la formulación del lodo con el objetivo de permitir una mayor cantidad de sólidos y a su vez poder controlar el filtrado y las propiedades reológicas, sin afectar la densidad del fluido de perforación de yacimiento.

**3.4.5 Quinto ensayo.** El lodo número cinco tuvo un cambio al realizar la incorporación de aproximadamente 15.12 lpb. A la vez se procedió a utilizar una mayor concentración de Xanplex D, debido a que se consideró que el diesel al ser un líquido mucho menos viscoso que el agua podría generar una disminución en el valor de yield point y viscosidad plástica. Por último, se bajó la concentración de Biolose de 8.0 a 7.0 lpb para poder adicionar mayor cantidad de carbonatos, teniendo un total de 40 lpb y así proceder a observar el comportamiento de la prueba PPT. La formulación empleada se muestra en la **Tabla 16** :

**Tabla 16.** Formulación del quinto lodo

Producto	Programado (lpb)
AGUA	305
XANPLEX D ®	0.4
BIOLOSE ®	7.0
CLAYTROL XPR ®	1.5
CaCO <sub>3</sub> M 200	19.0

**Tabla 16. (Continuación)**

Producto	Programado (lpb)
CaCO <sub>3</sub> M 325	13.0
CaCO <sub>3</sub> M 600	8.0
BACTERICIDA	0.2
SODA CAUSTICA	0.5
REV DUST ®	5.0
DIESEL	15.12

**Fuente:** elaboración propia.

Con esta formulación hubo un aumento de la cantidad de sólidos presentes en el lodo, obteniéndose de esta forma los siguientes resultados evidenciados en la **Tabla 17** procediendo a realizar el análisis respectivo de la misma.

**Tabla 17. Propiedades del quinto lodo**

Propiedades	Programa	Resultado
Densidad (ppg)	8.8-9.0	8.9
VP (cP)	< 23	24
YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	21 – 24	24
Geles ( lb/100 ft <sup>2</sup> )	6 / 12 / 18	4.0 / 5.0 / 6.0
Filtrado API (cc/30min)	< 5.0	4.3
pH	9.0 – 9.5	9.8
PPT 10 Micrones	< 16	20

**Fuente:** elaboración propia.

Se pudo evidenciar un aumento mínimo de la viscosidad plástica en 4 unidades gracias a la incorporación de sólidos, a la vez de un aumento notable en el yield point debido a la mayor incorporación de Xanplex D y el diesel al este encontrarse como fase dispersa en el lodo. Finalmente, el filtrado API dio un valor dentro del rango deseado, de manera que se procedió a correr la prueba PPT, sin embargo, en dicha prueba el filtrado obtenido fue de un total de 20 mililitros, lo que demostró que a pesar de tener una mayor cantidad de carbonatos presente en el fluido esto no fue suficiente para realizar un buen puenteo en el disco de aloxita de 10 micrones.

Se determinó entonces que la incorporación de diesel fue efectiva ya que controló el aumento de densidad y permitió así que el lodo pudiera tener una mayor cantidad de sólidos para controlar el filtrado, lo que se evidenció en los resultados obtenidos

en la prueba de filtrado API. Aun así, la prueba de filtrado PPT mostró un resultado demasiado alto.

De tal forma que se decidió que lo siguiente a realizar era la adición de una mayor cantidad de carbonatos para realizar un mejor puenteo en la formación y una disminución del Xanplex D para no tener valores tan justos de viscosidad.

**3.4.6 Sexto ensayo.** El sexto y último lodo realizado tuvo un aumento en la concentración de carbonatos de 40 a 44 lpb para tener un mayor control en el filtrado y una disminución de 0.2 lpb en el Xanplex D para tener un mayor control en las propiedades reológicas. A la vez se disminuyó la concentración de Rev Dust para evitar cambios en la densidad estimada y que el control de filtrado fuese dado más por la adición de carbonatos que por la simulación de la incorporación de sólidos perforados. Esta fue la formulación utilizada, constatada en la **Tabla 18**.

**Tabla 18.** Formulación del sexto lodo

Producto	Programado (lpb)
AGUA	303
XANPLEX D ®	0.2
BIOLOSE ®	7.0
CLAYTROL XPR ®	1.5
CaCO3 M 200	20.0
CaCO3 M 325	14.0
CaCO3 M 600	10.0
BACTERICIDA	0.2
SODA CAUSTICA	0.5
REV DUST ®	3.0
DIESEL	15.12

**Fuente:** elaboración propia.

De esta manera se buscó tener un mayor control de filtrado y a su vez una disminución en los valores reológicos del lodo. Los resultados obtenidos en el laboratorio se muestran en la **Tabla 19**.

**Tabla 19.** Propiedades del sexto lodo

Propiedades	Programa	Resultado
Densidad (ppg)	8.8-9.0	8.8
VP (cP)	< 23	23
YP (lb/100 ft <sup>2</sup> )	21 – 24	22
Geles ( lb/100 ft <sup>2</sup> )	6 / 12 / 18	6.0 / 8.0 / 10.0
Filtrado API (cc/30min)	< 5.0	3.9
pH	9.0 – 9.5	9.5
PPT 10 Micrones	< 16	8.2

**Fuente:** elaboración propia.

Se puede observar que este lodo tuvo una disminución considerable de 11.8 mililitros en filtrado PPT en comparación al anterior lodo. Esto es excelente debido que cuando el lodo entre en contacto con la formación de interés generará una baja invasión del filtrado del lodo, lo que se traduce en un menor impacto por parte del fluido de perforación sobre el yacimiento. Además de esto se observó que la disminución del Xanplex D fue efectiva, puesto que se obtuvieron unos valores de viscosidad más bajos, de forma que estos no se encuentran tan cercanos a los valores máximos de las propiedades en el programa.

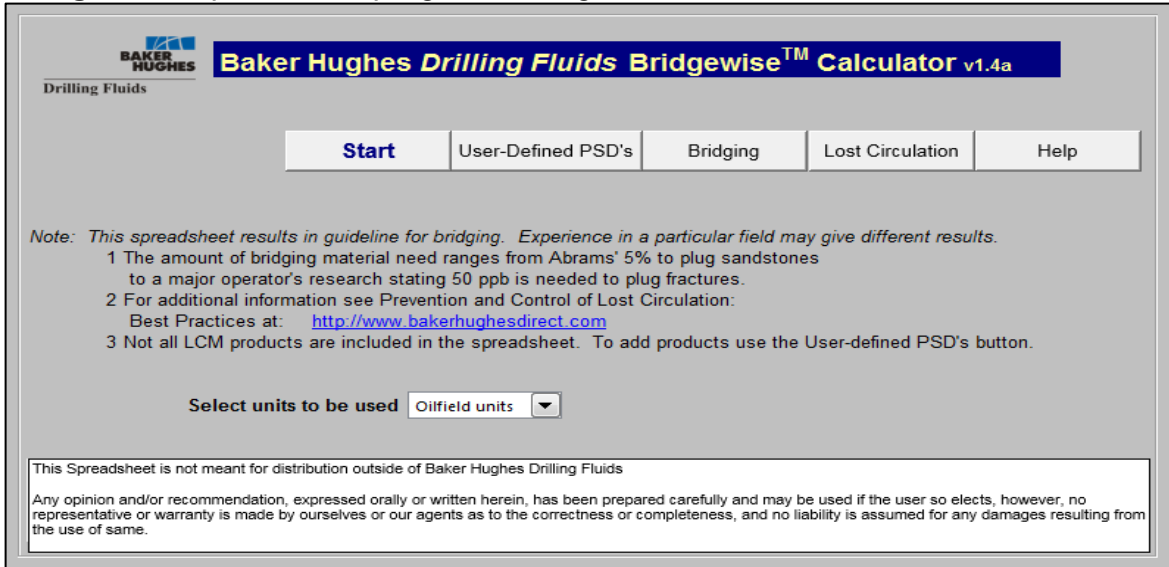
A partir de los resultados obtenidos se determinó que el lodo realizado en el sexto ensayo cumple con todas las propiedades para trabajar en el campo de estudio, seleccionando la formulación mostrada en la **Tabla 18** como el fluido de perforación adecuado.

### **3.5 VALIDACIÓN DEL LODO MEDIANTE EL PROGRAMA BRIDGEWISE ®**

El tamaño de partículas adecuado limita la pérdida de filtrado hacia la formación y minimiza el taponamiento por sólidos en la formación. De tal forma lo que se busca es corroborar que el tamaño de partículas empleado en el lodo coincida con la distribución de tamaños de garganta de poro que se tendrán en el yacimiento.

Para esto se emplea el programa Bridgewise®, como se puede observar en la **Imagen 11**, donde se selecciona la opción “Bridging” para realizar el análisis de puenteo.

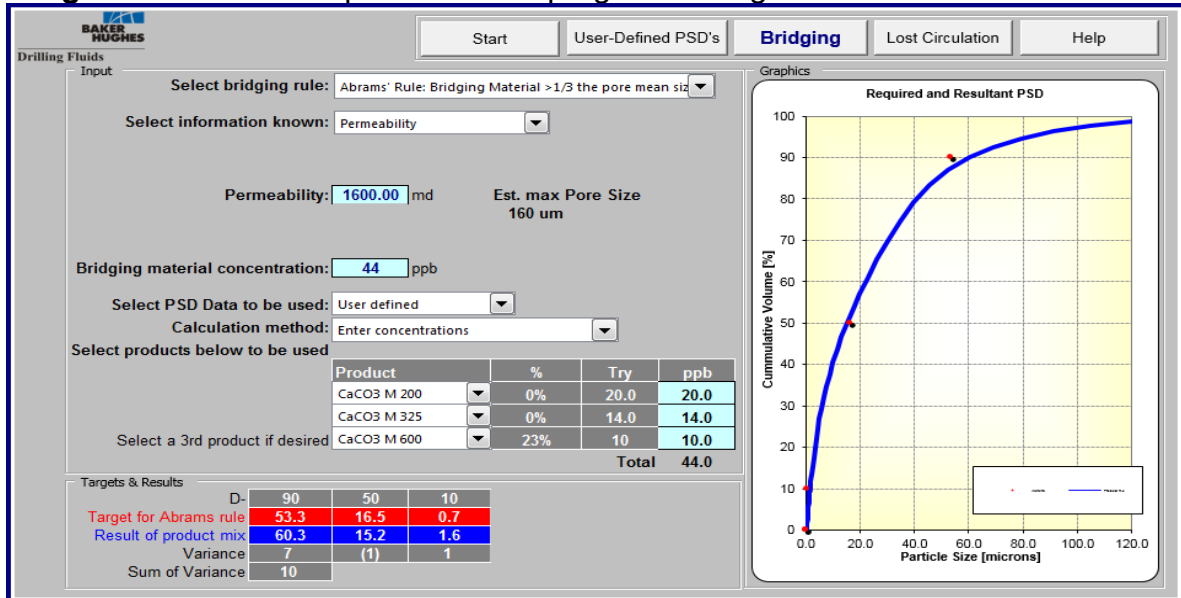
**Imagen 11.** Apertura del programa Bridgewise



**Fuente:** BAKER HUGHES. Bridgewise Program. Colombia, Bogotá: 2018.

Se procede a ingresar el valor de permeabilidad máximo de la zona, con el cual el programa estima el tamaño máximo de poro (160 micrómetros) y la concentración total de carbonatos empleada en el lodo (44 libras por barril), definiendo para cada tipo de malla su concentración respectiva, como se muestra en la **Imagen 12**. De esta manera el programa generará la curva respectiva de tamaño de partícula, mostrando si la curva generada por la mezcla de productos se ajusta a los puntos rojos generados por la regla de Abrams.

**Imagen 12.** Análisis de puenteo en el programa Bridgewise®



**Fuente:** elaboración propia.

Como se puede apreciar, los puntos se encuentran ajustados a la curva, razón por la cual se valida que el comportamiento obtenido por la mezcla de productos satisface las necesidades de puenteo requeridas por la formación de interés. Como práctica operacional se tiene que, si la suma de la varianza es igual a 10 o menor, los resultados obtenidos se consideran satisfactorios.

Se valida por tanto de esta manera los resultados obtenidos para el filtrado PPT para el fluido de perforación diseñado.

### 3.6 VALIDACIÓN DEL LODO MEDIANTE EL PROGRAMA ADVANTAGE ®

Obtenidas las propiedades reológicas del lodo se procede a evaluar la hidráulica del fluido de perforación en el pozo, de manera que se establezca el comportamiento que tendrá el fluido para la remoción de cortes en el pozo.

En primera instancia se procedió a definir el pozo en el programa, mediante la introducción de los datos del survey (profundidad medida, inclinación y azimuth) mostrados en el capítulo 2, como se muestra en la **Imagen 13**.

**Imagen 13.** Introducción de datos del survey al programa Advantage

MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	North (ft)	East (ft)	Dogleg (deg/100ft)
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1200.00	0.00	0.00	1200.00	0.00	0.00	0.00
1557.14	10.00	245.00	1555.33	-13.14	-28.17	2.80
1637.14	10.00	245.00	1634.11	-19.01	-40.76	0.00
3722.80	80.15	222.94	3021.25	-972.66	-1035.11	3.40
7083.53	80.15	222.94	3596.17	-3396.68	-3290.80	0.00
7283.53	80.15	222.94	3630.38	-3540.93	-3425.03	0.00

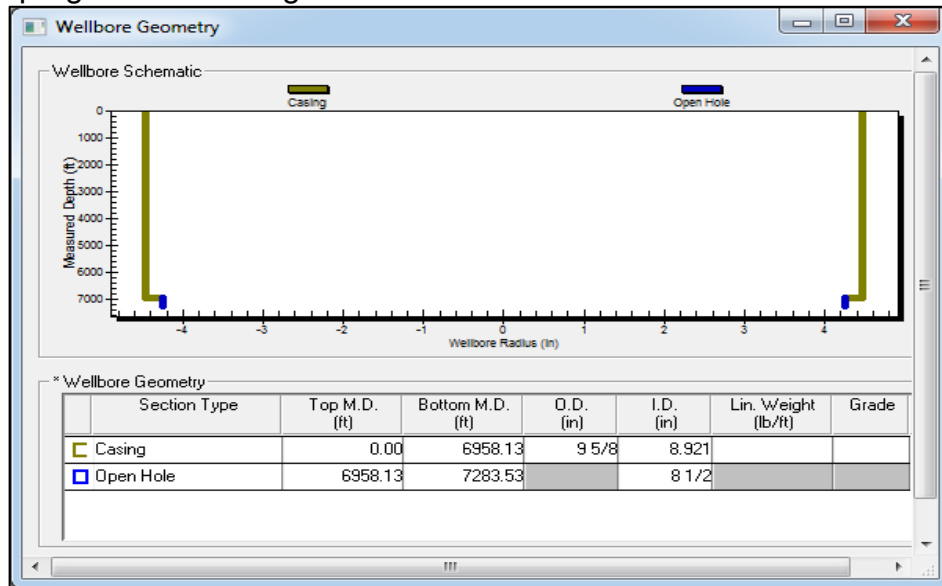
**Fuente:** elaboración propia.

Una vez introducidos los datos direccionales se procede a definir el estado mecánico, que para cuando el fluido de perforación de yacimiento es empleado en el pozo corresponde a un casing de 9 5/8 desde superficie hasta 6958.13 pies y a una sección siguiente de hueco abierto de 8 ½ de diámetro y de 325.4 ft de longitud



(diferencia entre 7283.53 y 6958.13 pies). Esta información se introduce en el programa como se muestra en la **Imagen 14**.

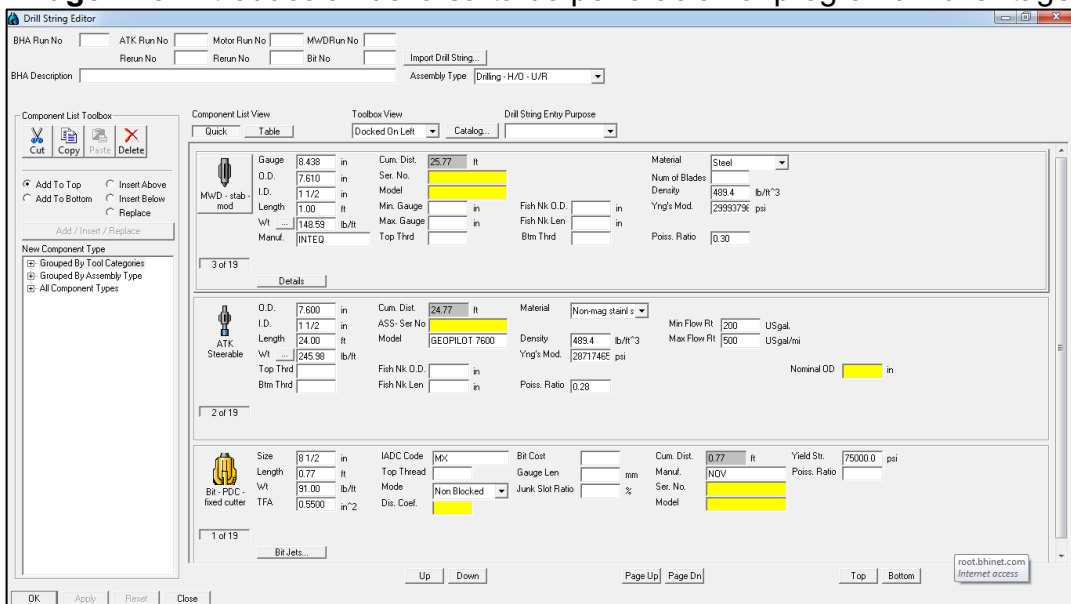
**Imagen 14.** Introducción del estado mecánico del pozo al programa Advantage



**Fuente:** elaboración propia.

Se procede a ingresar los datos pertinentes de la sarta de perforación para sus diferentes componentes como se muestra a continuación en la **Imagen 15**.

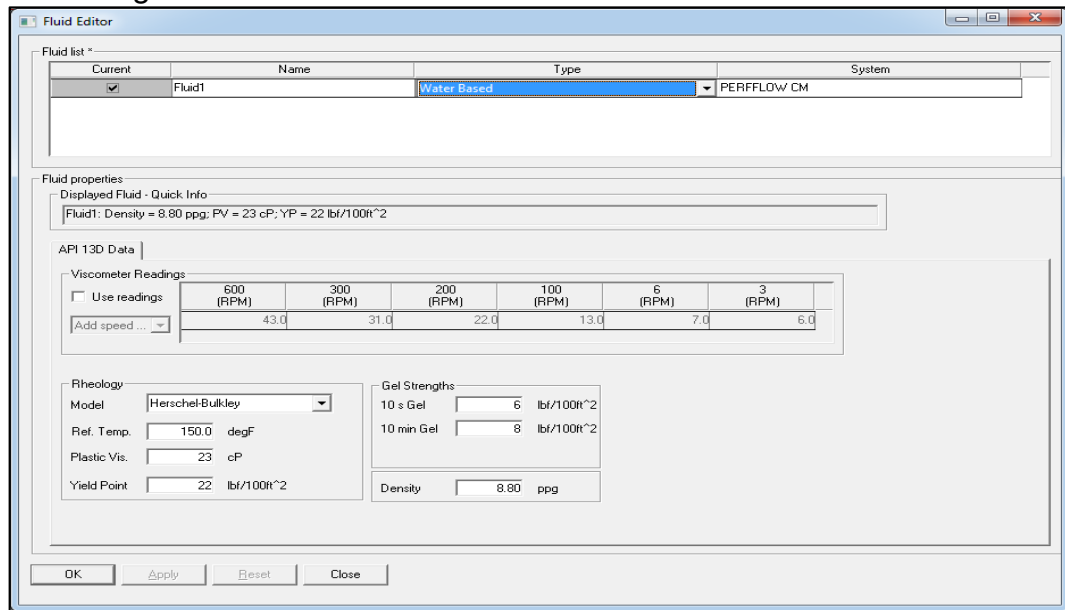
**Imagen 15.** Introducción de la sarta de perforación al programa Advantage



**Fuente:** elaboración propia.

Finalizado el paso de ingreso de la sarta de perforación respectiva se procede a ingresarse la temperatura del yacimiento y las propiedades reológicas del fluido de perforación (viscosidad plástica, yield point y geles) como se muestra en la **Imagen 16**.

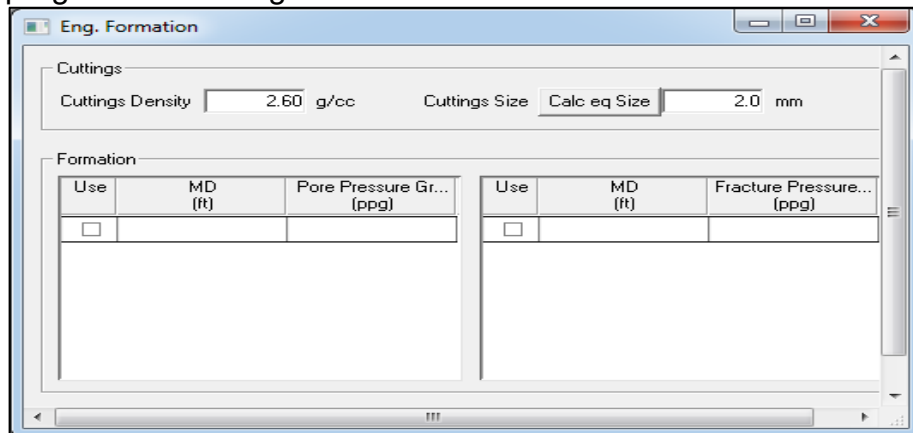
**Imagen 16.** Introducción de propiedades reológicas del lodo en el programa Advantage



**Fuente:** elaboración propia.

Se procede entonces a introducir la información correspondiente al tamaño y densidad de los recortes que se tendrán en el pozo, los cuales corresponden a las arenas de la zona de yacimiento. Esto se muestra en la **Imagen 17**.

**Imagen 17.** Introducción de información de los recortes en el programa Advantage



**Fuente:** elaboración propia.

Por último, se introdujeron los datos operacionales que se van a manejar en el campo, estos datos fueron suministrados por la empresa soporte y son los parámetros que se presentan en la mayoría de las ocasiones para esta sección de 8 1/2". Esta información se observa en la **Imagen 18**.

**Imagen 18.** Parámetros operacionales en el programa Advantage.

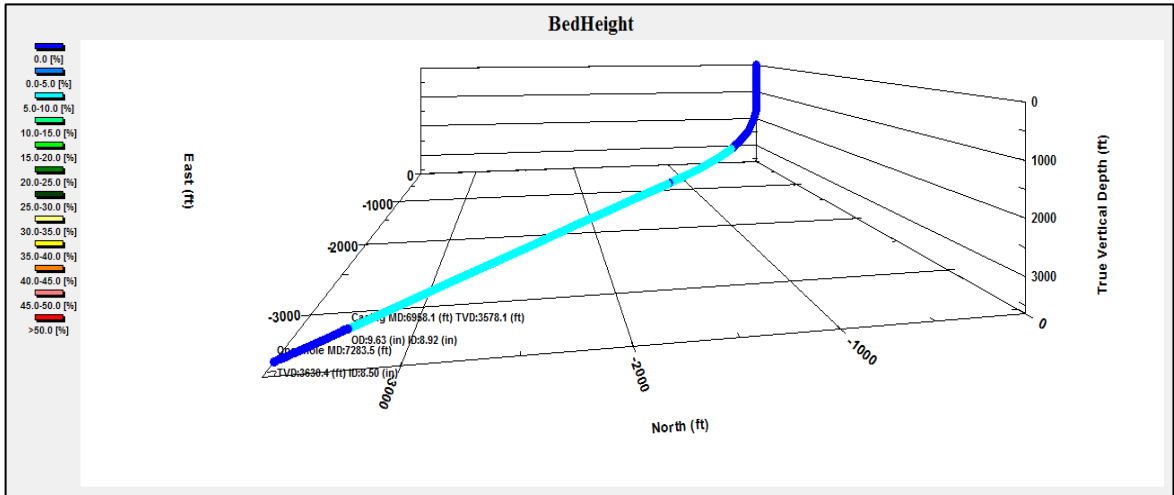
Surface Loads for Friction Factor Calculation	
Non Compensated (HL) or Measured (TQ)	
Drilling Torque	19.00 kft.lb

Axial Velocity		String RPM	
	ft/hr	RPM	
ROP	1.0	100	(Drilling)
RIH	0.0	0	(Slack-Off)
POOH	0.0	0	(Pick-Up)

**Fuente:** elaboración propia.

Habiendo ingresado toda la información anteriormente mencionada el programa se encargará de generar un modelo tridimensional que permitirá observar el estado del encamamiento de recortes a lo largo de todo el pozo, permitiendo validar las propiedades reológicas del lodo para el pozo evaluado. A continuación se muestra en la **Imagen 19** el resultado de la simulación generada en el programa Advantage para el caso tipo del campo A.

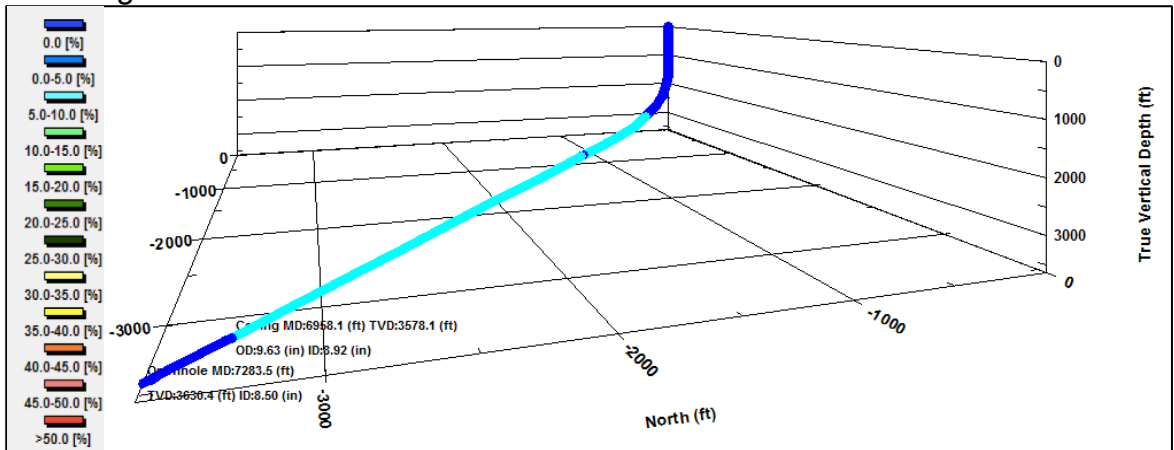
**Imagen 19.** Resultado de la simulación en el programa Advantage para el lodo diseñado



**Fuente:** elaboración propia.

Las barras de colores de la **Imagen 19** representan el porcentaje de encamamiento de recortes, teniendo un porcentaje determinado de acuerdo al color que se presente. Se procede a realizar un acercamiento del resultado en la **Imagen 20** para hacer más fácil la apreciación del resultado obtenido

**Imagen 20.** Acercamiento del resultado de la simulación realizada en el programa Advantage



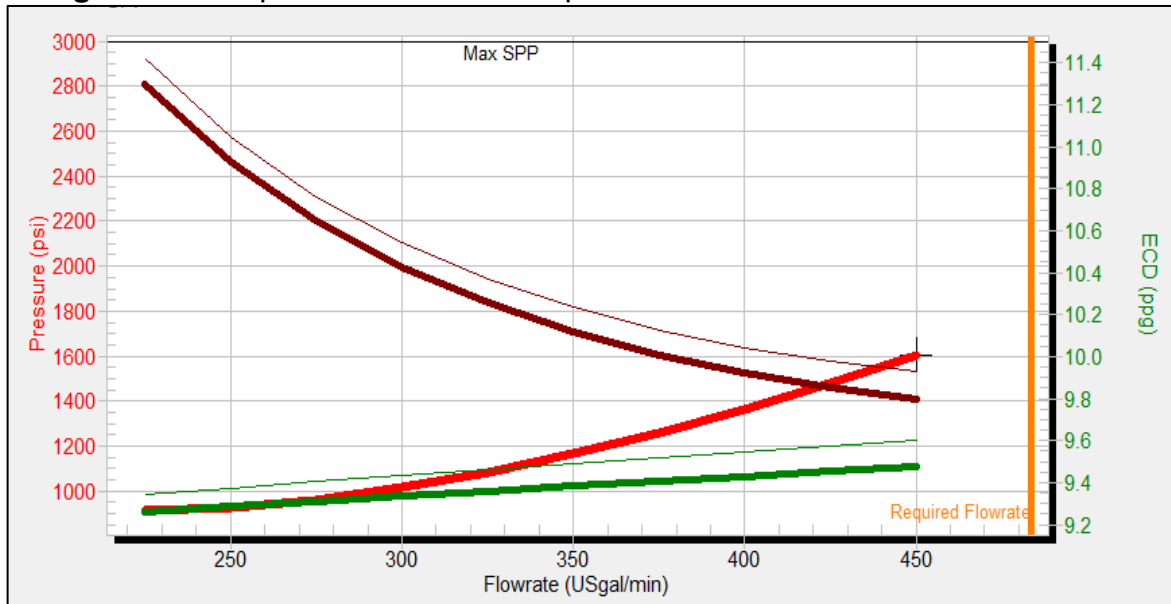
**Fuente:** elaboración propia.

A partir del resultado anteriormente expuesto se evidencia que el encamamiento de recortes en la zona vertical es del 0 %, al igual que en la zona de hueco abierto. Se presenta un encamamiento de recortes del 5 al 10 por ciento en la zona horizontal del pozo que se encuentra revestida. Estos valores porcentuales son muy bajos dado que el pozo es de carácter horizontal, puesto que en zonas de este tipo el efecto gravitacional sobre los recortes tiende a llevarlos hacia la cara baja del pozo,

siendo común encontrar valores de encamamiento de recortes del 20 por ciento o incluso mayores.

Por otro lado, es necesario evaluar qué densidad equivalente de circulación presenta el fluido de perforación con tal de no generar una presión excesiva en el desplazamiento descrito en el capítulo 4. Para generar estos datos el programa ADVANTAGE muestra una gráfica tal y como se puede observar en la **Imagen 21** donde la curva verde hace referencia a la densidad equivalente de circulación sólo del lodo (con un valor máximo de 9.5) y la curva marrón a la densidad equivalente de circulación con recortes en el anular (con un valor máximo de 9.8), manejando una tasa de 450 galones por minuto. La curva roja hace referencia a la presión manejada en el stand pipe (1600 psi) al caudal manejado.

**Imagen 21.** Comportamiento del ECD para el lodo formulado



**Fuente:** elaboración propia.

Finalmente, ya con la validación efectiva de hidráulicas, puenteo y propiedades del laboratorio del último lodo se demostró su adecuación para pozos nuevos del Campo A.

A continuación se encuentran resumidos las concentraciones de cada producto utilizado y las propiedades de cada lodo generado durante los ensayos, mostrándose dicha información en la **Tabla 20** y la **Tabla 21** respectivamente, de forma que el lector pueda observar las comparaciones realizadas durante todo el capítulo.

**Tabla 20** Concentraciones Ejecutadas en los Ensayos del lodo

Producto	Programado (lpb)					
	Ensayo Uno	Ensayo Dos	Ensayo Tres	Ensayo Cuatro	Ensayo Cinco	Ensayo Seis
AGUA	332	328	332	329	305	303
XANPLEX D ®	1	1	0.4	1	0.4	0.2
BIOLOSE ®	5	5	7	8	7	7
CLAYTROL XPR ®	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
CaCO3 M 200	15	19	15	15	19	20
CaCO3 M 325	10	13	10	10	13	14
CaCO3 M 600	5	6	5	5	8	10
BACTERICIDA	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2
SODA CAUSTICA	0.5	0.3	0.2	0.2	0.5	0.5
REV DUST ®	-	-	5	5	5	3
DIESEL	-	-	-	-	15.12	15.12

**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 21** Propiedades obtenidas en los Ensayos del lodo

Propiedades	Resultado					
	Ensayo Uno	Ensayo Dos	Ensayo Tres	Ensayo Cuatro	Ensayo Cinco	Ensayo Seis
Densidad (ppg)	8.8	8.9	8.9	8.9	8.9	8.8
VP (cP)	16	15.5	21	20	24	23
YP (lb/100 ft2)	25	23.6	36	18	24	22
Geles (lb/100 ft2)	6 / 7 / 9	5.2 / 6.3 / 7.5	5 / 6 / 8	3 / 4 / 5	4 / 5 / 6	6 / 8 / 10
Filtrado API (cc/30min)	-	-	7	6.4	4.3	3.9
pH	10.3	10	10	9.5	9.8	9.5
PPT 10 Micrones	-	-	-	-	20	8.2

**Fuente:** elaboración propia.

## **4. DISEÑO DEL FLUIDO DE COMPLETAMIENTO**

El diseño del fluido de completamiento se realizó a partir del enfoque de disminución del daño de formación, por lo que se buscó incluir los componentes necesarios para mitigar posibles efectos sobre esta. De esta forma se consideró primero los componentes necesarios para obtener dicho fluido.

Teniendo en cuenta que el fluido de completamiento corresponde a una salmuera, se llevó a cabo una evaluación del tipo de sal más adecuada para el desarrollo de la operación, evaluando distintas posibilidades y realizando las comparaciones respectivas de los valores obtenidos para las diferentes propiedades.

Finalmente se realizó el respectivo análisis para determinar cuál fluido sería el más adecuado.

### **4.1. COMPONENTES REQUERIDOS DENTRO DEL FLUIDO DE COMPLETAMIENTO**

Dado que el fluido de completamiento requerido debe facilitar las operaciones finales previas al inicio de la producción y evitar la introducción de sólidos en la zona cercana al pozo que generen taponamiento, este fluido debe ser lo más simple para disminuir los efectos adversos que pueda llegar a generar.

El fluido de completamiento es esencialmente una salmuera, es decir que la fase continua es agua y se emplea un tipo de sal determinada que al diluirse dentro de la fase acuosa le otorgará unas características determinadas según la cantidad de sal que sea empleada. Las características a evaluar dentro de este capítulo serán expuestas más adelante.

Considerando entonces que el fluido de completamiento emplea agua como fase continua surge la posibilidad de que al introducir la misma en el yacimiento se dé lugar a la generación de emulsiones con el crudo, razón por la cual se hace necesario emplear un surfactante, de forma que no se genere un bloqueo por emulsiones que pueda disminuir el potencial productor del pozo.

Es importante también incluir un material bactericida, puesto que es posible que existan microorganismos aeróbicos presentes de carácter ferroxidantes, los cuales convierten el hierro de estado ferroso a férrico, produciendo hidróxido férrico  $[\text{Fe}(\text{OH})_3]$ , un compuesto que es altamente insoluble y por tanto al entrar en contacto con la formación puede llegar a ser altamente dañino.

Es por esto que el fluido de completamiento se encuentra compuesto por agua, sal, surfactante y bactericida, componentes que en esencia no generan un impacto negativo sobre la formación y permiten un desarrollo óptimo de las actividades posteriores a la fase de perforación.

## 4.2. FORMULACIÓN DE LAS DISTINTAS SALMUERAS A EVALUAR

Para la evaluación de las distintas salmueras se mantuvo la misma composición de surfactante y de bactericida. Lo que se varió de salmuera en salmuera es el tipo de sal, evaluando dos sales monovalentes (cloruro de sodio y cloruro de potasio) y una divalente (cloruro de calcio). Debido a la baja complejidad y profundidad de los pozos del campo se ha mantenido como práctica operacional el uso de salmueras de 8.4 ppg, razón por la cual la concentración de sal dentro de las salmueras se realizó para obtener fluidos de completamiento con dicho peso.

A continuación se muestran las concentraciones manejadas para obtener salmueras de 8.4 libras por galón según el tipo de sal.

**Figura 26.** Soluciones de cloruro de calcio.

Percentage Weight	CaCl <sub>2</sub> (mg/L)	Chlorides (mg/L)	Volume Increase Factor 100% CaCl <sub>2</sub>	Volume Increase Factor 95% CaCl <sub>2</sub>	Crystallization Point (°F)	A <sub>w</sub>
1	10,085	6,454	1.002	1.002	31.1	0.998
2	20,340	13,018	1.004	1.004	30.4	0.996
3	30,765	19,690	1.006	1.007	29.5	0.993
4	41,360	26,470	1.008	1.010	28.6	0.989
5	52,125	33,360	1.011	1.013	27.7	0.984

**Fuente:** BAKER HUGHES. Drilling Fluids Reference Manual. Houston, Texas: Baker Hughes Incorporated, 2006. 339 p.

**Figura 27.** Soluciones de cloruro de potasio.

Percentage Weight	Specific Gravity	Density (lb <sub>m</sub> /gal)	KCl (lb <sub>m</sub> /gal)	H <sub>2</sub> O (gal/bbl)	KCl (g/L)	Chlorides (mg/L)	Volume Increase Factor	Crystallization
1.0	1.005	8.37	3.5	41.8	10.0	4,756	1.005	31.2
2.0	1.011	8.42	7.1	41.6	20.2	9,606	1.009	30.3
3.0	1.017	8.47	10.7	41.4	30.5	14,506	1.013	29.5
4.0	1.024	8.53	14.4	41.3	41.0	19,499	1.017	28.6
5.0	1.030	8.59	18.1	41.1	51.5	24,493	1.022	27.8

**Fuente:** BAKER HUGHES. Drilling Fluids Reference Manual. Houston, Texas: Baker Hughes Incorporated, 2006. 336 p.

**Figura 28.** Soluciones de cloruro de sodio.

Percentage Weight	Specific Gravity	Density (lb <sub>m</sub> /gal)	NaCl (lb <sub>m</sub> /bbl)	H <sub>2</sub> O (gal/bbl)	NaCl (mg/L)	Cl <sup>-</sup> (mg/L)	Volume Increase Factor	Crystal Point (°F)	A <sub>w</sub>
1.0	1.007	8.40	3.5	41.87	10,070	8,108	1.003	31.0	0.998
2.0	1.014	8.46	7.1	41.75	20,286	12,305	1.006	30.0	0.989
3.0	1.021	8.52	10.7	41.63	30,630	18,580	1.009	28.8	0.983
4.0	1.029	8.58	14.4	41.48	41,144	24,957	1.013	27.7	0.978
5.0	1.036	8.65	18.	41.34	51,800	31,421	1.016	26.5	0.970

**Fuente:** BAKER HUGHES. Drilling Fluids Reference Manual. Houston, Texas: Baker Hughes Incorporated, 2006. 337 p.



Tal y como se observa en la **Figura 26**, la **Figura 27** y **Figura 28** los porcentajes en peso que deben tomarse para cada una de las salmueras son de 1% para el cloruro de calcio, 2% para el cloruro de potasio y 1% para la salmuera de cloruro de sodio.

Una vez se conoce el porcentaje necesario para la formulación de cada una de las salmueras propuestas, se procede a realizar la formulación específica de cada una de ellas. La formulación se puede observar a continuación.

**Tabla 22.** Formulación de salmuera base KCl.

Producto	Función	Programado (lpb)
Agua	Fase continua	344.8
KCl	Inhibidor de hinchamiento	7.1
PAW-4 ®	Surfactante	1.7
BACTERICIDA	Evitar la degradación de Productos	0.15

**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 23.** Formulación de salmuera base NaCl.

Producto	Función	Programado (lpb)
Agua	Fase continua	346
NaCl	Inhibidor de hinchamiento	3,5
PAW-4 ®	Surfactante	1,7
BACTERICIDA	Evitar la degradación de Productos	0,15

**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 24.** Formulación de salmuera base CaCl<sub>2</sub>.

Producto	Función	Programado (lpb)
Agua	Fase continua	347,6
CaCl <sub>2</sub>	Inhibidor de hinchamiento	3,53
PAW-4 ®	Surfactante	1,7
BACTERICIDA	Evitar la degradación de productos	0,15

**Fuente:** elaboración propia.

Como se observa en la **Tabla 22**, la **Tabla 23** y la **Tabla 24** el volumen total de cada una de las salmueras no corresponde a los 350 mililitros, los cuales corresponden a un barril de laboratorio; esto se debe a que el comportamiento de la expansión del agua debido a la disolución de una sal dentro de esta no es lineal y a que cada una de estas sales interactúa de manera diferente con el agua.

#### 4.3 PROPIEDADES DE LAS SALMUERAS FORMULADAS.

Una vez formuladas y preparadas cada una de estas salmueras mencionadas se procede a realizar la comparación de las distintas propiedades que poseen relevancia para el estudio a partir de las pruebas adjuntadas en el **ANEXO B** y aquellas que afectarían directa o indirectamente el reservorio. Las pruebas fueron realizadas en el laboratorio y sus resultados consignados en la **Tabla 25**, como se puede ver a continuación.

**Tabla 25.** Comparación de las propiedades de las salmueras propuestas.

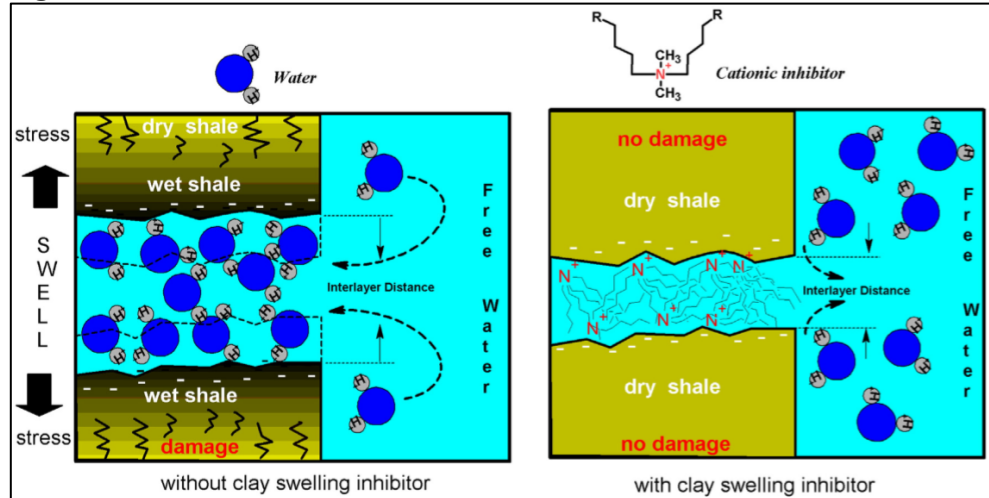
Propiedades	NaCl	KCl	CaCl <sub>2</sub>
pH	6.67	6.87	6.89
Densidad (ppg)	8.4	8.4	8.4
Pf	0	0	0
Mf	0.3	0.3	0.15
Cloruros (mg/L)	8300	11000	15600
Dureza (mg/L)	0	0	3200
Calcios (mg/L)	0	0	3200
Sólidos Suspendidos (mg/L)	2	1	2
Oxígeno Disuelto (mg/L)	5.6	5.8	4.9
Color (Pt/Co)	4	6	19
Conductividad	18290	34300	17660
Sólidos Totales Disueltos (mg/L)	10440	20700	10070

**Fuente:** elaboración propia.

De las anteriores propiedades medidas, las más relevantes para el daño de formación y por ende aquellas en las que se realizó mayor énfasis en su análisis son las siguientes: cloruros dureza, calcio, sólidos suspendidos, oxígeno disuelto, color, conductividad y sólidos totales disueltos.

**4.3.1 Cloruros.** La inhibición de las arcillas se da gracias a la presencia de cationes que se adhieren a la superficie expuesta de estas. Es posible determinar la cantidad de cationes presentes a partir de los aniones presentes en las sales, razón por la cual se realiza la prueba de cloruros. Esto es importante dado que determina el grado de inhibición que posee la salmuera sobre las arcillas, como se puede observar en la **Figura 29**.

**Figura 29.** Inhibición de Arcillas

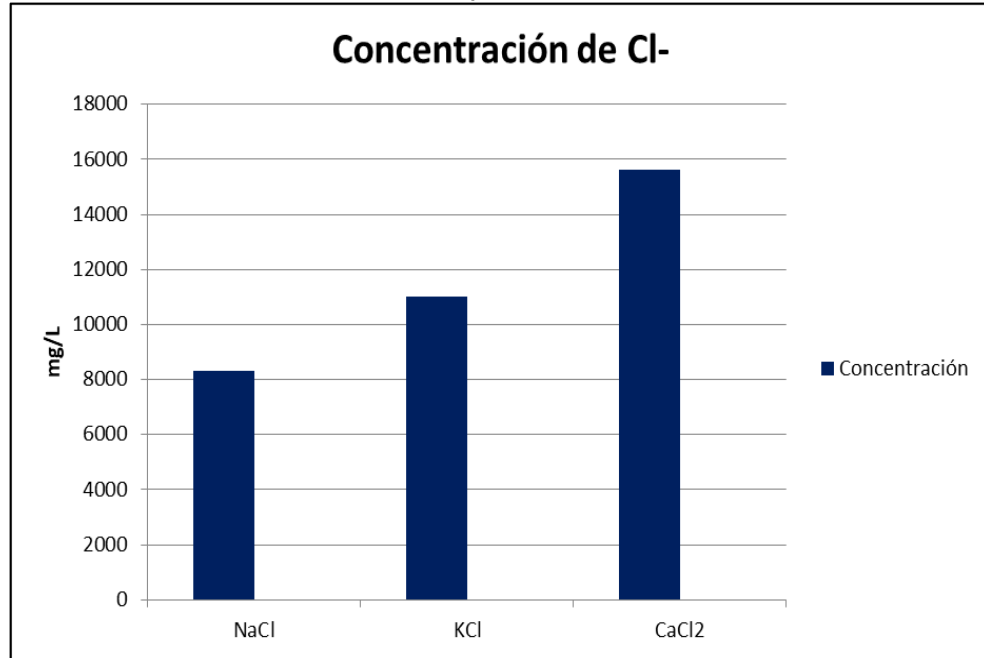


**Fuente:** BALABAN, Rosangela de Carvalho; VIDAL, Emanuella Layne Ferreira y BORGES, Maurício Rodrigues. Design of Experiments to Evaluate Clay Swelling Inhibition by Different Combinations of Organic Compounds and Inorganic Salts for Application in Water Base Drilling Fluids. 2015.

En esta figura se puede observar que sin la presencia de una sal (por tanto, de un inhibidor catódico) las moléculas de agua logran introducirse fácilmente dentro de la formación arcillosa, generando la desestabilización de las arcillas debido al proceso de hinchamiento y el consecuente estrés generado sobre la roca. Sin embargo, en presencia de una sal, se generará un efecto de direccionamiento sobre las moléculas de agua, impidiendo que entren en contacto directo con los minerales de la formación arcillosa y por tanto evitando la generación de problemas de hinchamiento y desprendimiento de arcillas en el pozo.

Aquella salmuera que posee mayor cantidad de aniones es la divalente  $\text{CaCl}_2$ , la cual en comparación de la de  $\text{NaCl}$  posee cerca del doble de su valor aun cuando la cantidad a agregar es similar debido al porcentaje de las tablas de formulación mencionadas anteriormente. Esto se debe a que el cloruro de sodio es de carácter monovalente, mientras que el cloruro de calcio es divalente, correspondiendo a los resultados obtenidos. La comparación entre las salmueras realizadas se puede observar en la **Gráfica 3**.

**Gráfica 3.** Concentración de Cl<sup>-</sup> por salmuera.



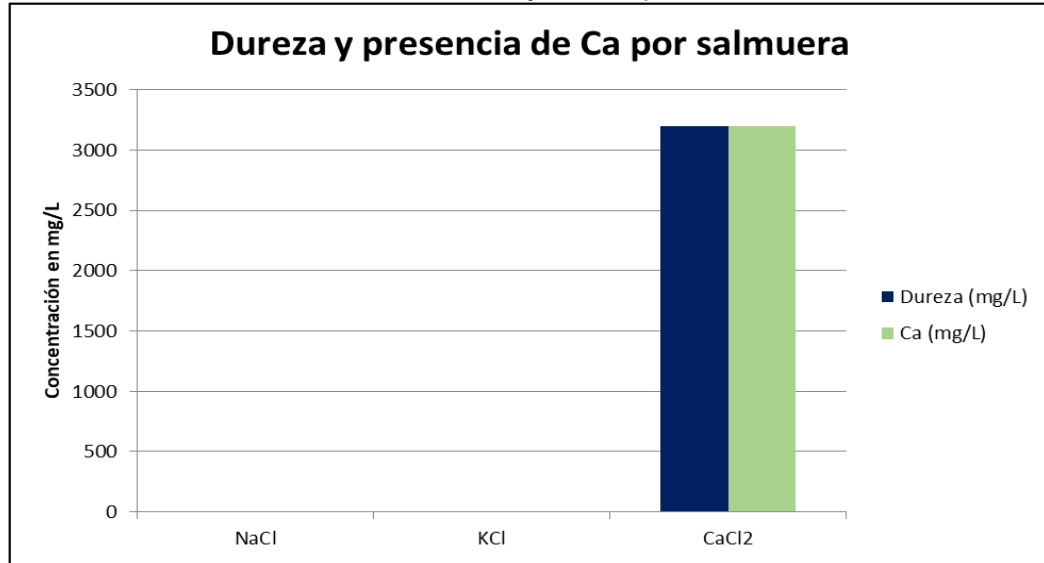
**Fuente:** elaboración propia.

**4.3.2 Dureza.** Esta prueba hace referencia a la cantidad de total de cationes de calcio y magnesio presentes en la solución. Este indicador depende exclusivamente de la sal que sea utilizada en la formulación y preparación de la salmuera, dado que ninguno de los otros productos empleados en la formulación posee presencia de estos metales alcalinotérreos. Aquella salmuera que presenta mayor dureza es el cloruro de calcio ya que es la única sal que dentro de las propuestas contiene calcio como se puede observar en la **Tabla 25**.

**4.3.3 Calcio.** La medición de calcio dentro de la salmuera se hace de vital importancia debido a que la posible existencia de iones carbonato ( $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ) en el agua de formación con la que el fluido de completamiento entra en contacto pueden generar un efecto negativo, debido a que se podría presentar una reacción de síntesis entre el calcio y los iones mencionados, precipitando así carbonato de calcio. Esto reduce la permeabilidad de la formación al generar un taponamiento de las gargantas de poro, afectando su potencial de producción.

La medición de calcio presentes en las salmueras de estudio permite corroborar el valor que presenta la dureza en los tres fluidos, como se evidencia en la **Gráfica 4**. Se observa que la salmuera de cloruro de calcio es la única que presenta un valor diferente de cero para esta medición, debido a que esta se encuentra compuesta de iones calcio, a diferencia de las otras, cuyos cationes son el sodio y el potasio.

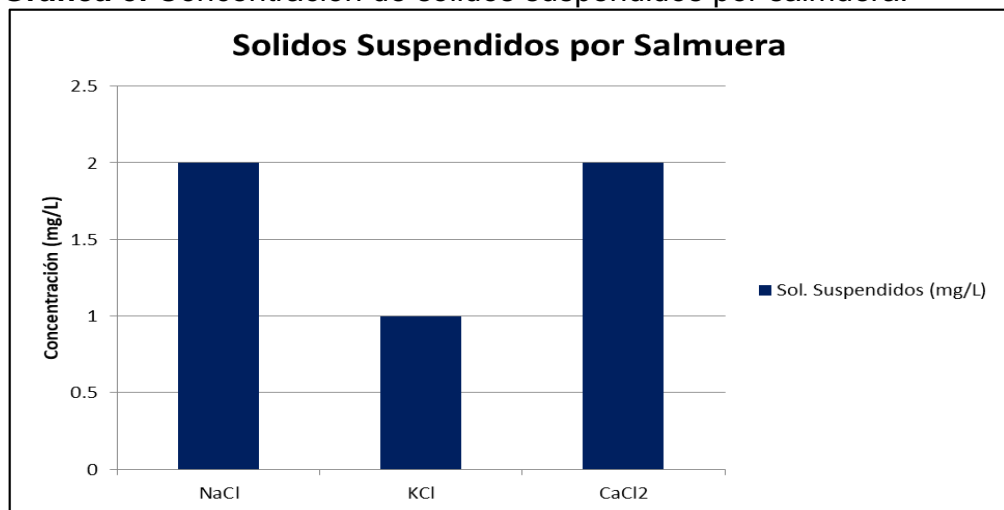
**Gráfica 4.** Concentración de dureza y calcio por salmuera.



Fuente: elaboración propia.

**4.3.4 Sólidos suspendidos.** La cantidad de sólidos suspendidos es de carácter vital debido a que estos presentan una afectación directa a la formación productora ya que son capaces de ingresar en los poros de la formación y generar taponamiento, reduciendo su permeabilidad. A partir de los valores reportados en la **Tabla 25** se evidencia que las salmueras que mayor cantidad de sólidos suspendidos poseen son las del cloruro de calcio y el cloruro de sodio presentando un valor de 2 mg/L en ambos casos; frente a esto el cloruro de potasio presenta una ventaja ya que posee la mitad del valor correspondiente a las otras salmueras. Lo anterior se puede observar en la **Gráfica 5**.

**Gráfica 5.** Concentración de sólidos suspendidos por salmuera.

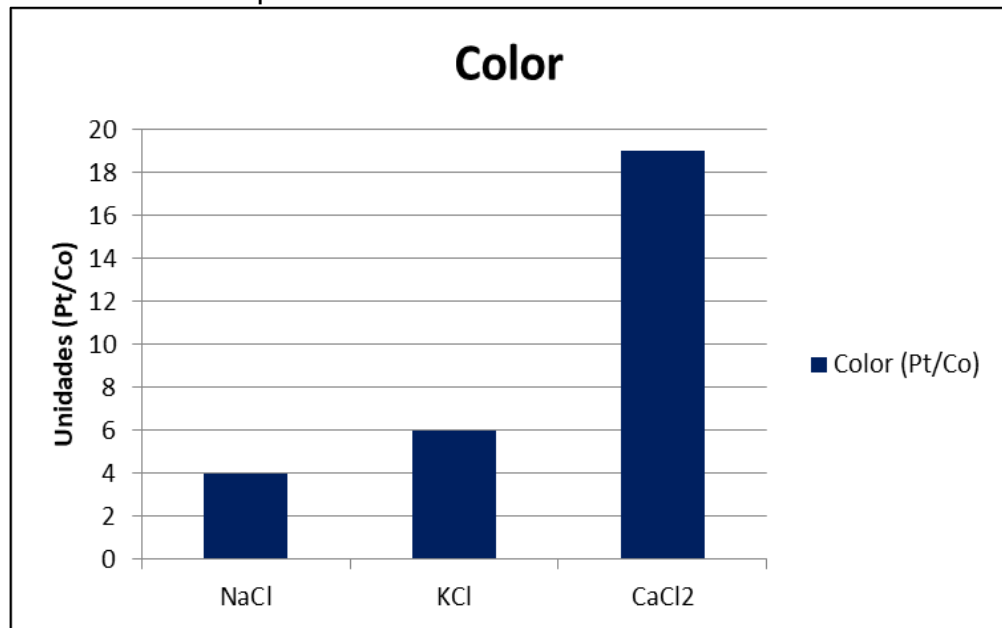


Fuente: elaboración propia.

**4.3.5 Oxígeno disuelto.** El análisis de oxígeno es un factor que, aunque en este caso no es primordial para la selección de la salmuera, sí es importante de conocer en los fluidos de completamiento porque permite conocer la tendencia corrosiva del agua. Como se evidencia en la **Tabla 25**, las salmueras realizadas con KCl, CaCl<sub>2</sub> y NaCl presentan valores muy cercanos, siendo la de menor valor la de cloruro de calcio.

**4.3.6 Color.** Es una propiedad cualitativa del agua que se obtiene a partir de la materia sólida suspendida y disuelta dentro de esta. Generalmente se usa para evaluar niveles de polución en aguas residuales. Se puede observar que los valores son bajos excepto para la salmuera de cloruro de calcio con un valor de 19 platino-cobalto (Pt/Co). Esto quiere decir que las salmueras de NaCl y KCl son en comparación más limpias. Lo anterior se puede observar en la **Gráfica 6**.

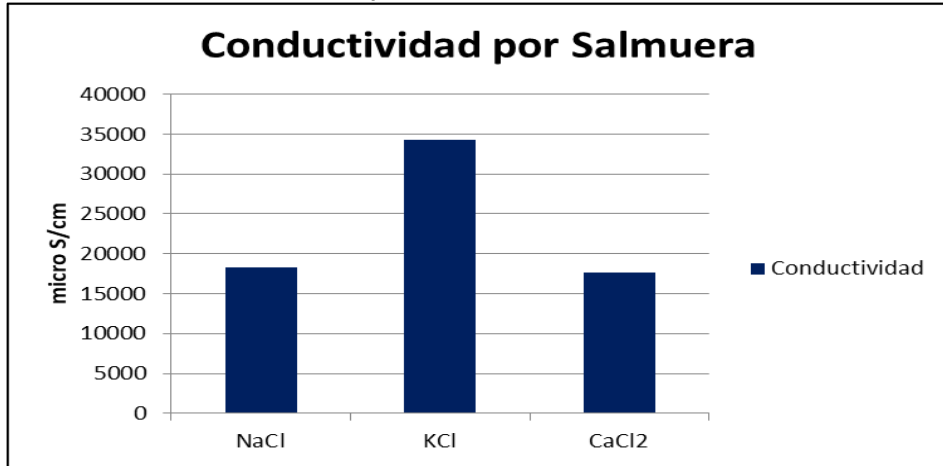
**Gráfica 6.** Color por salmuera



**Fuente:** elaboración propia.

**4.3.7 Conductividad.** Debido a la disociación de las sales, el fluido de completamiento es altamente conductivo en cualquiera de los tres casos. En el caso específico del cloruro de potasio se observa que su valor de conductividad es el doble de los que presentan las otras dos salmueras, esto debido a que el porcentaje en masa utilizado para alcanzar los requerimientos de densidad era el doble con respecto al cloruro de calcio y de sodio. Como se observa en la **Gráfica 7**.

**Gráfica 7.** Conductividad por salmuera.

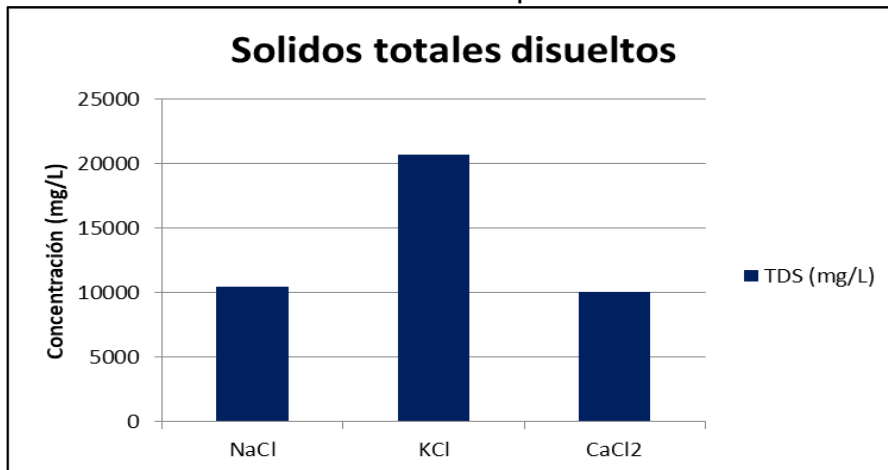


Fuente: elaboración propia.

**4.3.8 Sólidos totales disueltos.** Además de los sólidos suspendidos en un fluido también se encuentran los sólidos disueltos. Estos últimos corresponden a aquellos que se encuentran en estado ionizado o micro-granular. En este caso este valor corresponde únicamente a las sales utilizadas, ya que no se están agregando más sólidos durante la operación.

La conductividad se encuentra estrictamente ligada a la cantidad de sólidos disueltos, puesto que la ionización de la sal en el agua es la que le otorga la capacidad de permitir el paso de corriente eléctrica a través de esta. Por esta razón, al igual que lo observado en conductividad, el cloruro de potasio presenta el doble de valor frente a las otras dos salmueras. De tal forma que, para la salmuera de cloruro de potasio, la misma tenderá a mantenerse en estado disuelto en comparación a las otras sales. Lo anterior se puede observar en la **Gráfica 8**.

**Gráfica 8.** Sólidos totales disueltos por salmuera.



Fuente: elaboración propia.

#### **4.4 SELECCIÓN DEL TIPO DE SAL.**

Durante el numeral anterior se describieron las formulaciones y las propiedades de cada una de las salmueras, las cuales fueron adquiridas mediante pruebas de laboratorio. Una vez se conocen cada una de estas propiedades se procede a realizar la selección de la salmuera, donde los principales factores a tener en cuenta son los sólidos disueltos y los sólidos suspendidos, debido al enfoque de reducción de daño causado a la formación por parte de los fluidos introducidos al pozo. Como se pudo observar la sal apropiada para la formulación y preparación de la salmuera corresponde al KCl debido a que la cantidad de sólidos suspendidos es la mitad frente a las demás formulaciones, por ende, es la que menor riesgo presenta de reducir la permeabilidad de la formación durante las operaciones.

Además de estos dos factores se observa que, debido al porcentaje en peso necesario para llegar a los requerimientos de densidad, la cantidad de cloruros presentes en el agua es mayor para la sal seleccionada, por lo tanto la inhibición de arcillas es aún mayor.

A partir de lo observado en el desarrollo de esta formulación se determina que el fluido de completamiento más adecuado para la operación, teniendo en cuenta el enfoque de mitigación del daño de formación, es aquel de la formulación manejada en la **Tabla 22**, la cual contiene como sal base al cloruro de potasio, junto a los productos PAW-4 y el bactericida, los cuales son el surfactante y el bactericida correspondientes.

#### **4.5 VALIDACIÓN DE LA SALMUERA MEDIANTE EL USO DEL PROGRAMA DISPLEX**

Ya formulada la salmuera de completamiento con sus respectivas pruebas, es necesaria la validación de este mediante el programa "Displex" el cual fue explicado en el capítulo 2 y que en resumen simula el desplazamiento del lodo de perforación a la salmuera.

El objetivo de esta corrida es que se pueda desplazar con éxito el fluido de perforación por la salmuera de completamiento sin tener un exceso de presiones en fondo. Para el campo A se situó el límite de ECD (Equivalent Circulating Density) mediante el uso del programa Advantage en el capítulo 3, este valor se situó en 9.8 ppg , lo que representa aproximadamente 3,710 PSI a la profundidad final.

Esta simulación se realizó mediante un tren de píldoras el cual será explicado a continuación.



#### 4.5.1 TREN DE FLUIDOS

Para este caso se usaron un tren de fluidos como se observa en la **Tabla 26**.

**Tabla 26.** Tren de Fluidos de Desplazamiento para el Campo A

Fluido	Descripción
PERFFLOW CM	Lodo de Perforación
HIS VIS PILL	Pildora de alta viscosidad
WATER + CAUSTIC	Agua Alcalina
HI VIS PILL	Pildora de Alta Viscosidad
KCL 2% + W334 ®	Salmuera de Completamiento

**Fuente:** elaboración propia.

En una primera instancia se encuentra el lodo de perforación de yacimiento con las mismas propiedades descritas en el capítulo 3 a excepción de que se va a manejar una densidad de 9.0 ppg por lo que al finalizar la perforación se han incorporado varios sólidos al sistema.

Seguido se empieza a bombear una píldora de alta viscosidad con dos fines en específico: el primero es separar el lodo de perforación con los fluidos restantes para evitar una posible contaminación y el segundo es desplazar el lodo en su totalidad gracias a la viscosidad de este fluido.

Más tarde se bombea una píldora alcalina, el cual tiene como fin remover los rastros del fluido de perforación que no hayan sido desplazados por la píldora de alta viscosidad en la tubería y en el espacio anular

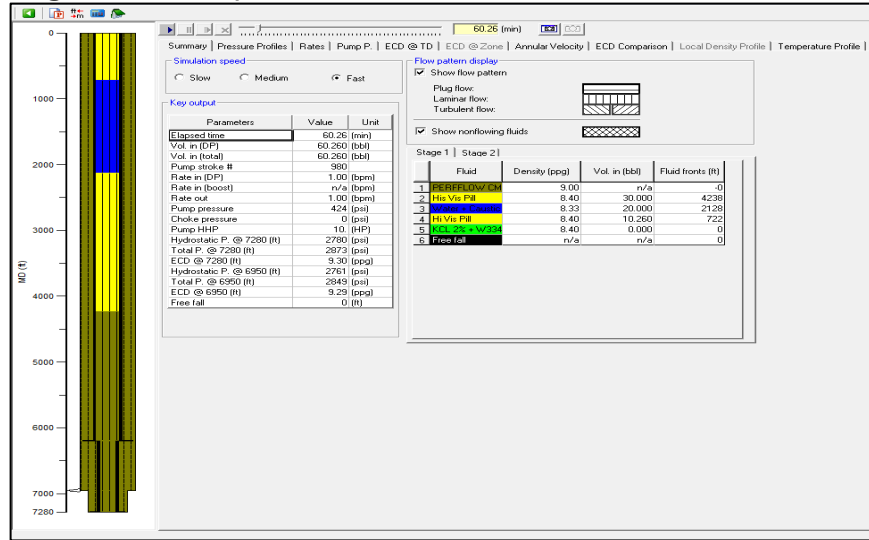
Luego hay un nuevo bombeo de píldora de alta viscosidad para desplazar la píldora alcalina y los últimos rastros del fluido de perforación.

Finalmente se bombea el ultimo fluido que viene a ser el fluido de completamiento formulado en este capítulo.

#### 4.5.2 CORRIDA DEL DESPLAZAMIENTO

Ya definidos los fluidos a utilizar para el desplazamiento se procede a realizar la corrida en unos determinados tiempos de corrida sugeridos por la empresa soporte para una operación similar y los resultados fueron los siguientes.

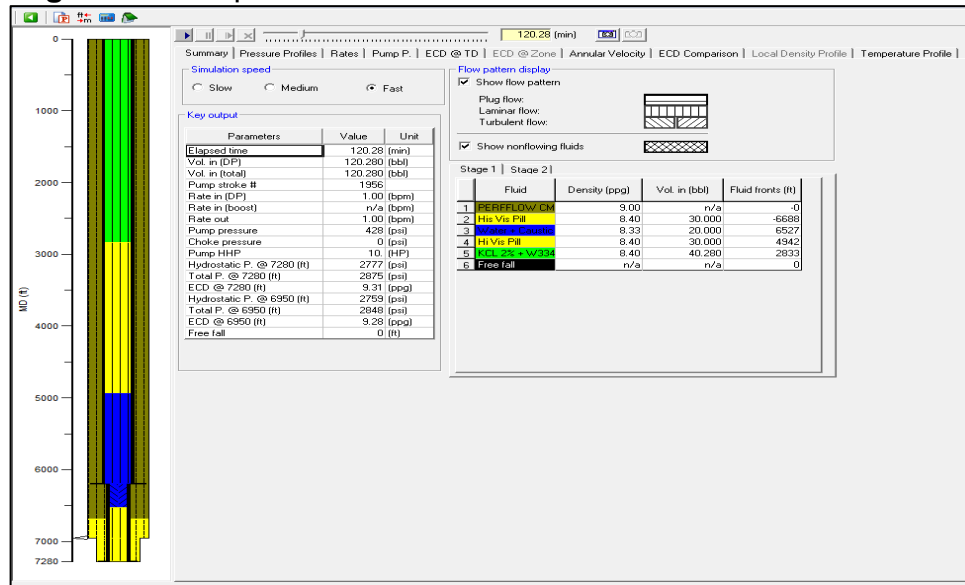
**Figura 30. Desplazamiento a 60 minutos**



Fuente: elaboración propia.

En la **Figura 30** se puede observar que a los sesenta minutos de desplazamiento, el mayor espacio de volumen anular se encuentra ocupado por el lodo de perforación y dentro del cual se están bombeando la píldora de alta viscosidad y seguida de este la píldora alcalina. En este punto es de vital importancia que no se sobrepase la presión de fractura de la formación mencionada anteriormente ya que se puede llevar a una pérdida de circulación de los fluidos y por ende incurrir en problemas operacionales no deseados. En esta corrida no se exceden estos valores y se llega hasta un punto de 2,800 PSI.

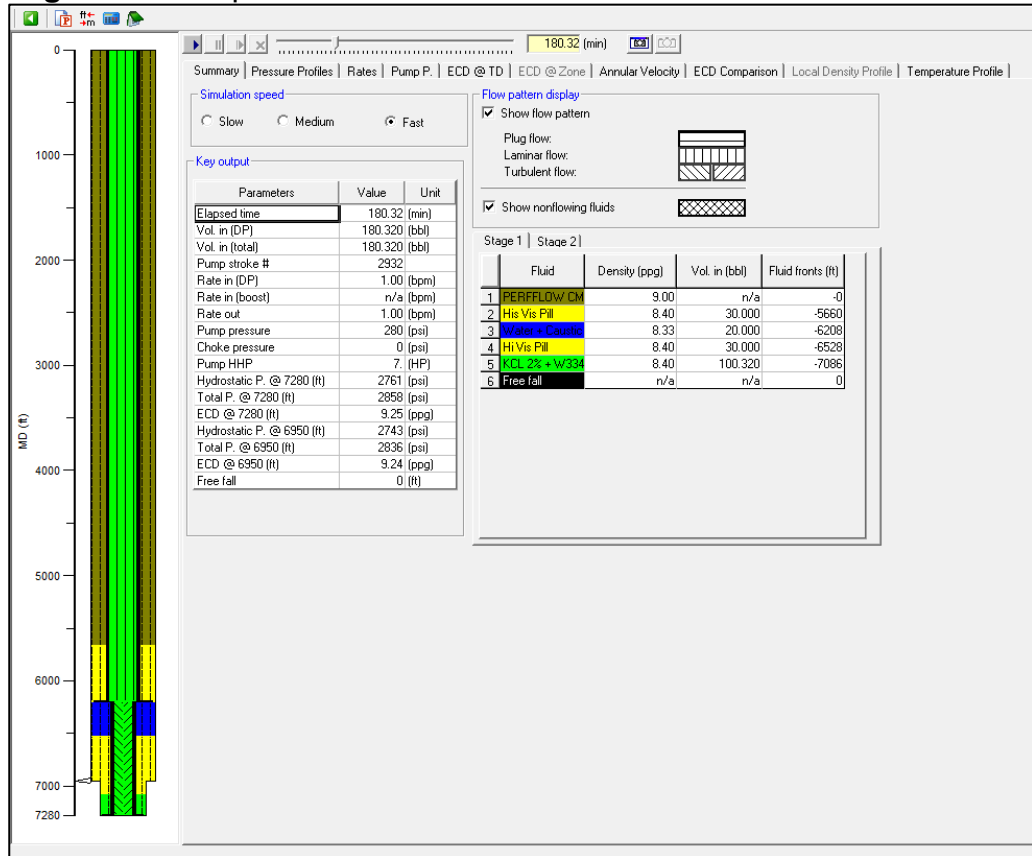
**Figura 31. Desplazamiento a 120 minutos**



Fuente: elaboración propia

Posteriormente en la **Figura 31**, se muestra el desplazamiento a los 120 minutos que es el valor más crítico ya que el anular está compuesto por el fluido de perforación y dentro de la sarta de perforación se encuentran las dos píldoras viscosas, la píldora alcalina y la salmuera de KCl al 2%. En este estado por la cantidad de fluidos se tiende a subir el ECD hasta 9.31 ppg, lo que se traduce en 2875 PSI, este valor no excede la presión de fractura y por lo tanto no habrá un mayor impacto en la formación.

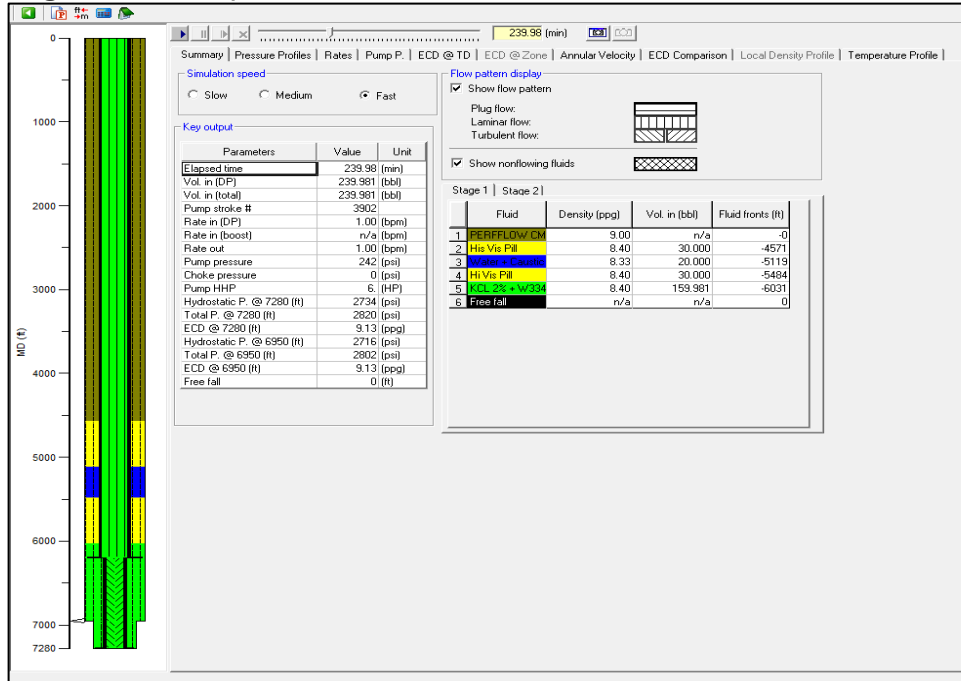
**Figura 32.** Desplazamiento a los 180 minutos



**Fuente:** elaboración propia

Luego en la **Figura 32** se ve que el volumen contenido en la sarta de perforación corresponde a un solo fluido que es la salmuera de completamiento y en el volumen anular el lodo de perforación junto con las píldoras viscosas y alcalinas. En este punto es importante destacar que la presión tiende a bajar por haber menos cantidad de fluido pesado (lodo de perforación) y por ende se está realizando un óptimo desplazamiento.

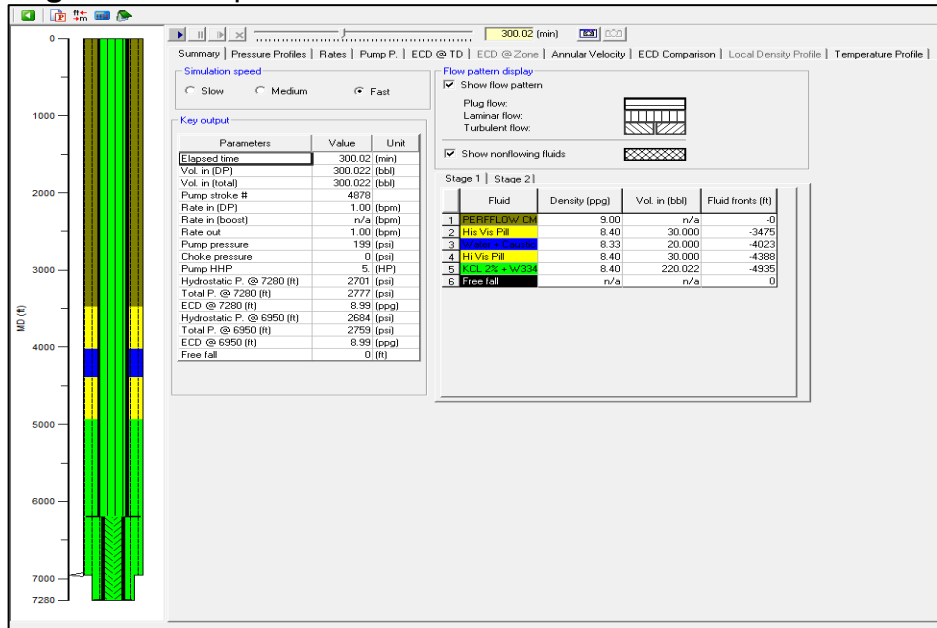
**Figura 33. Desplazamiento a 240 minutos**



Fuente: elaboración propia

Después a los 240 minutos mostrados en la **Figura 33**, la salmuera entra efectivamente al espacio anular y va desplazando los fluidos restantes con una presión mucho menor de 2820 PSI y un ECD de 9.13 ppg.

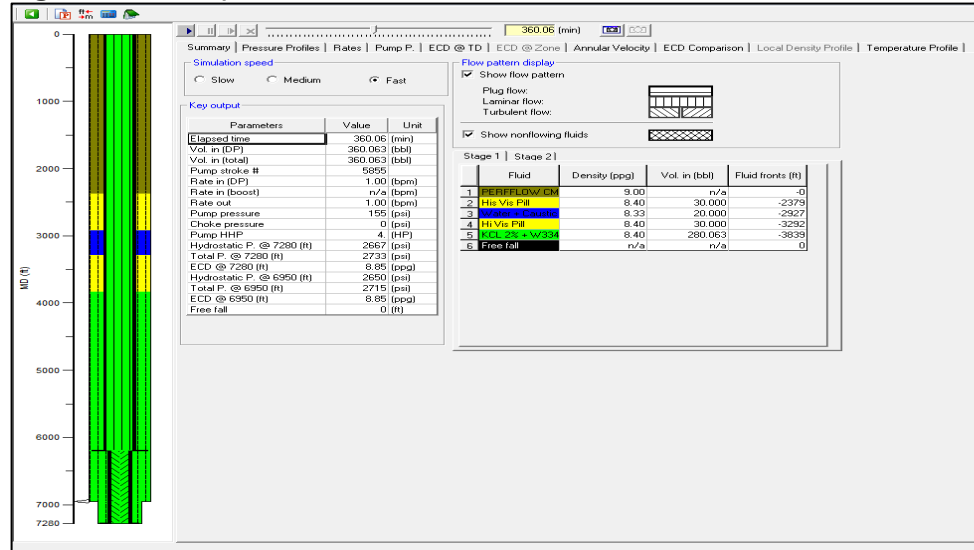
**Figura 34. Desplazamiento a los 300 minutos**



Fuente: elaboración propia

Al llegar a los 300 minutos, vistos en la **Figura 34**, se llega a un ECD equivalente al ejercido por el fluido de perforación (8.99 ppg) y por lo tanto en los tiempos restantes no habrá un aumento súbito de presión. De este punto en adelante se va a tender a estabilizar la presión a la ejercida por el fluido de completamiento.

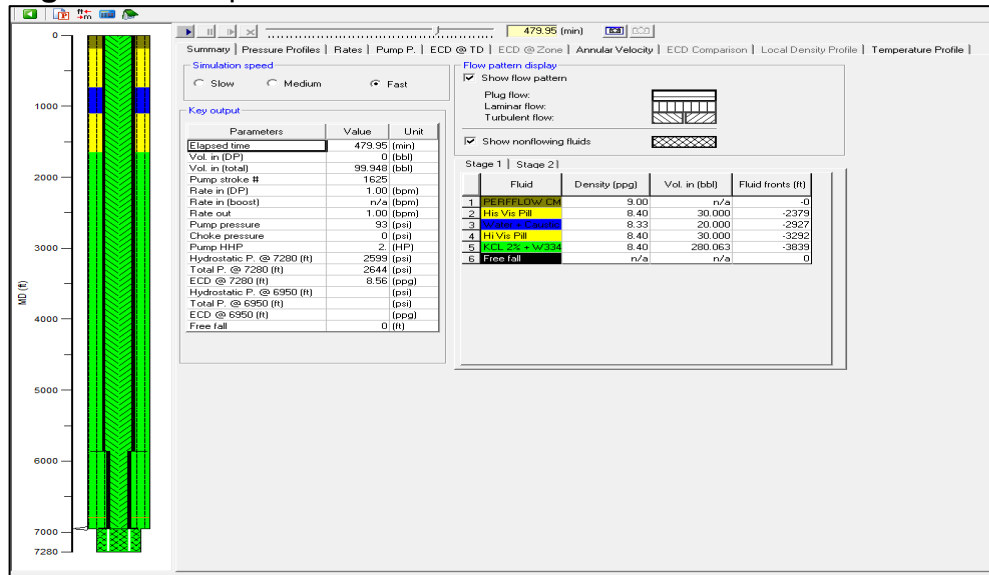
**Figura 35.** Desplazamiento a los 360 minutos



Fuente: elaboración propia

Luego en la **Figura 35** ya se está finalizando el desplazamiento del fluido de perforación y el fluido de completamiento representa más del 50% del volumen anular. El ECD bajo hasta 8.85 ppg, lo que se traduce en 2733 PSI.

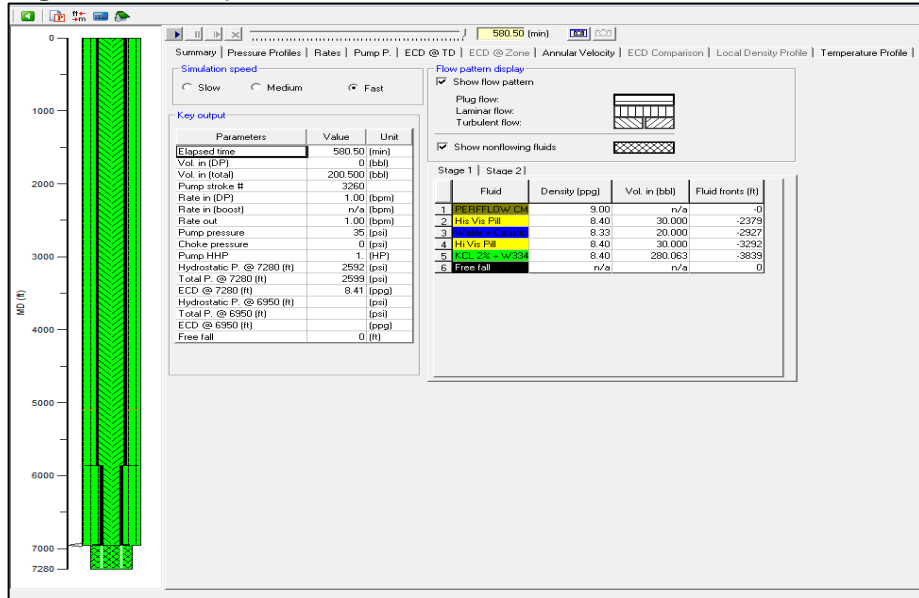
**Figura 36.** Desplazamiento a los 480 minutos



Fuente: elaboración propia

Ya a los 480 minutos, reflejados en la **Figura 36**, el fluido de perforación ya fue desplazado en su totalidad y solo circulan en el pozo las píldoras viscosas, alcalinas y el fluido de completamiento. En este tramo la presión ejercida por los fluidos es de 2,644 PSI y un ECD de 8.56 ppg.

**Figura 37.** Desplazamiento a los 580 minutos



**Fuente:** elaboración propia

En la **Figura 37** se muestra la imagen final del desplazamiento a los 580 minutos, en los cuales los demás fluidos conformados por las píldoras viscosas y la píldora alcalina fueron retirados exitosamente y el pozo quedo completamente lleno con salmuera de completamiento y con sus valores de ECD correspondientes a la densidad de la salmuera de 8.41 ppg y una presión de 2599 PSI.

Finalmente en la **Tabla 27** se muestran los valores registrados de presión y ECD para cada una de las corridas, corroborando una vez el éxito de la corrida de desplazamiento de los fluidos de perforación y completamiento.

**Tabla 27.** Desplazamiento de Fluidos para el Campo A.

Tiempos de la Corrida (Minutos)	Presión (PSIA) @TD	ECD (ppg)@TD
60	2873	9.3
120	2875	9.31
180	2858	9.25
240	2820	9.13
300	2777	8.99
360	2733	8.85
480	2644	8.56
580	2599	8.41

**Fuente:** elaboración propia

## 5. DISEÑO DEL FLUIDO ENZIMÁTICO

El fluido enzimático a diseñar consiste en un tratamiento rompedor de cake, es decir, un fluido que se encarga de remover el revoque generado por el fluido de perforación de yacimiento que ha sido empleado. Dicho revoque se constituye principalmente del material densificante empleado y de los productos viscosificantes y de control de pérdida que fueron incluidos en el lodo. Es por esta razón que el fluido de tratamiento enzimático se diseña en función de los materiales empleados en el fluido de perforación, de forma que el tratamiento busca retirar de la cara y de la zona cercana al pozo los productos remanentes que hayan quedado presentes durante la formación del cake.

De tal forma se procede a realizar una introducción teórica de los distintos componentes que irán presentes dentro del tratamiento enzimático y sus funciones, posteriormente se presenta la formulación obtenida para dicho tratamiento, para finalmente evaluar la eficiencia de dicho tratamiento a partir de los procedimientos de laboratorio aplicados.

### 5.1. COMPONENTES DEL FLUIDO ENZIMÁTICO

Tal como el nombre del tratamiento lo indica, este se encuentra compuesto de enzimas, las cuales son proteínas que se encargan de catalizar reacciones químicas para determinados sustratos. En el caso de las enzimas empleadas para remoción de cake, estas se encuentran diseñadas para acelerar la degradación de los polímeros empleados en el lodo de perforación de yacimiento.

Dado que las enzimas poseen factores activadores, como el pH, el cual afecta el desempeño óptimo de la enzima durante la remoción de los componentes poliméricos del revoque es necesario buscar formas de controlar dichos factores para mantenerlos en el rango óptimo de trabajo. En el caso del pH se emplea una solución buffer, la cual es una mezcla de un ácido y su base conjugada, lo que permite mantener el pH de una disolución en un valor estable incluso ante la adición de ácidos o bases fuertes en pequeñas cantidades. El mismo ácido empleado dentro de la solución buffer es el encargado de realizar la disolución del carbonato asentado en el cake, el cual es el componente másico principal del mismo.

El disolvente principal del tratamiento es agua, razón por la cual se considera la introducción de un reductor de tensión interfacial, dado que al ser un fluido de estimulación puede entrar en contacto con el crudo de la formación, el cual al ser de carácter oleoso es inmiscible con el carácter acuoso del tratamiento. Según Magdalena, la presión capilar puede ser entendida como la presión diferencial existente causada por la tensión interfacial entre dos fases de fluido inmiscible que ocupan los mismos poros, la cual debe vencerse para iniciar flujo. A continuación se muestra la expresión de la presión capilar para un sistema de petróleo – agua en la **Ecuación 5**.



**Ecuación 5.** Presión capilar para un sistema agua petróleo

$$P_c = \frac{2 * \sigma_{ow} * \cos(\theta)}{r}$$

**Fuente:** PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Astrodata, 2009.

Donde:

P<sub>c</sub> = Presión capilar

σ<sub>ow</sub> = Tensión interfacial

θ = Ángulo de contacto

r = Radio del poro

Por tanto, al reducir la tensión interfacial presente será más fácil generar el desplazamiento de la fase mojante, es decir el agua introducida por parte del tratamiento, permitiendo la consecuente producción del crudo.

A continuación, se procede a mostrar las características de las enzimas a emplear dentro del tratamiento.

**5.1.1 Enzimas.** Baker Hughes ha desarrollado diferentes productos enzimáticos a lo largo de su operación, dentro de las cuales se encuentran los sistemas denominados “Mudzyme”. Estos sistemas operan hasta temperaturas de 275°F, siendo sistemas ácidos de bajo pH que buscan remover el daño generado por los fluidos de perforación de yacimiento compuestos de polímeros de almidón y goma xantana.

El producto Biolose empleado en el fluido de perforación de yacimiento para el control de pérdida es un almidón. Este polímero es tratado a partir del Mudzyme S, llamado así por la inicial de la palabra almidón en inglés: Starch. Esto quiere decir que es una enzima específicamente diseñada para atacar a este tipo de molécula, recibiendo el nombre de amilasa.

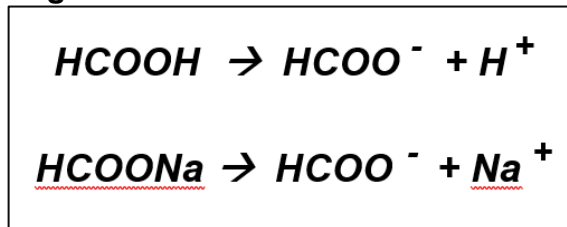
El producto Xanplex D empleado como viscosificante en el fluido de perforación de yacimiento es goma xantana. Este polímero es tratado a partir del Mudzyme X, llamado así por la inicial de la palabra xantana. Esto quiere decir que es una enzima específicamente diseñada para atacar a este tipo de molécula, recibiendo el nombre de celulasa.

Estas enzimas presentan la ventaja de ser sinérgicas en presencia de ácidos orgánicos (como el ácido fórmico), es decir que al encontrarse juntos ocurre un incremento de la acción de las mismas. Esto significa que permite simultáneamente la remoción de los polímeros y la dilución ácida del carbonato de calcio. Además de lo anterior presentan la ventaja de ser compatibles con las salmueras de cloruro de potasio, la cual fue definida el capítulo anterior.

El rango de pH más efectivo en el cual trabajan estas enzimas se encuentra entre 4 y 7, sin embargo es necesario adecuarlo con la solución buffer a los valores más ácidos puesto que se debe tener un exceso de ácido en la disolución acuosa para que reaccione con el carbonato de calcio. Esto implica que se debe tener una mayor concentración de iones hidronio  $H^+$  en la solución, es decir un nivel de pH entre 4 y 5.

**5.1.2 Solución buffer.** Para mantener el pH constante en el nivel deseado debe emplearse un ácido débil y una sal del mismo ácido con una base fuerte (la base conjugada previamente mencionada). En este caso se selecciona un ácido orgánico como el ácido fórmico, el cual permite otorgar un rango de pH como el deseado para mantener a las enzimas en su estado óptimo. De tal manera se complementa la solución reguladora ácida con el formiato de sodio, obteniendo las reacciones de disociación respectivas como se muestran a continuación en la **Figura 38**.

**Figura 38.** Disociación del ion formiato



**Fuente:** Elaboración Propia

La disociación del ácido y su sal respectiva causará un exceso de ion formiato en la solución, lo que le otorgará el efecto regulador de pH a la misma, permitiendo mantener el medio en las condiciones ácidas deseadas para el funcionamiento óptimo de las enzimas.

El pH de la solución Buffer se verá definido a partir de la ecuación Henderson – Hasselbalch, la cual permite calcular el pH de una disolución reguladora a partir de la constante de equilibrio del ácido.

**Ecuación 6.** Expresión de Henderson – Hasselbalch

$$pH = pKa + \log \left( \frac{[sal]}{[ácido]} \right)$$

**Fuente:** HARRIS, Daniel. Análisis Químico Cuantitativo. Tercera Edición, 2003.

Donde:

pKa = constante de acidez expresada logarítmicamente  
[sal] = concentración molar de la sal en la solución  
[ácido] = concentración molar del ácido en la solución

Para aplicar esta fórmula también es necesario hallar las concentraciones molares del ácido y de la sal respectiva, por lo tanto la **Ecuación 7** representa el cálculo de la concentración molar para cualquier componente.

**Ecuación 7.** Calculo de Molaridad

$$[\text{Molar}_i] = \frac{\text{Numero de moles}_{\text{solutos}}}{\text{Volumen}_{\text{solución}}} = \frac{\left(\frac{\text{Masa}}{\text{Masa}_{\text{Molar}}}\right)_{\text{solutos}}}{\text{Volumen}_{\text{solución}}}$$

**Fuente:** HUERTAS, Lorena. Molaridad y Molalidad. 2011.

Donde:

Masa = Masa del soluto, gramos.

Masa Molar = Masa molar del soluto, gramos/mol.

Volumen Solución = Volumen de toda la mezcla, un litro.

Se procedió experimentalmente a determinar la cantidad de ácido necesaria para la eliminación del carbonato en un cake formado en una celda HTHP, obteniéndose que para un volumen de tratamiento de 1 litro se requieren 20 ml de ácido fórmico. Por tanto se tendrá que la concentración molar de ácido será la de la **Ecuación 8**:

**Ecuación 8.** Cálculo de concentración molar de ácido en el tratamiento

$$[\text{ácido}] = \frac{\left(20 \text{ mL} * \frac{1,22 \text{ gr}}{\text{mL}} * \frac{1 \text{ mol}}{46 \text{ gr}}\right)}{1 \text{ Litro}} = 0.5304 \text{ M}$$

**Fuente:** elaboración propia.

Así mismo se procedió experimentalmente a agregar 204 gramos de formiato de sodio, teniéndose la concentración molar de sal mostrada en la **Ecuación 9**:

**Ecuación 9.** Cálculo de concentración molar de sal en el tratamiento

$$[\text{sal}] = \frac{\left(204 \text{ gr} * \frac{1 \text{ mol}}{68 \text{ gr}}\right)}{1 \text{ Litro}} = 3 \text{ M}$$

**Fuente:** elaboración propia.

Teniendo en cuenta que el valor para el ácido fórmico de la constante de acidez expresada logarítmicamente corresponde a 3.74, se procede a calcular que la solución buffer generada se encontrará en el rango de pH deseado para el tratamiento enzimático, como se muestra a continuación en la **Ecuación 10**:

**Ecuación 10.** Cálculo de pH para la solución buffer empleada

$$\text{pH} = 3.74 + \log_{10} \left( \frac{3}{0.5304} \right) = 4.493$$

**Fuente:** elaboración propia.

Se evidencia así que, con 20 mililitros de ácido fórmico y 204 gramos de su sal respectiva, se realiza la preparación adecuada de un litro de tratamiento con un valor de pH de 4.493, es decir un valor de medio ácido que se adecúa al rango de valores deseado para las enzimas.

## 5.2 FORMULACIÓN DEL TRATAMIENTO ENZIMÁTICO

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente se procedió a realizar la formulación del tratamiento, considerando las siguientes recomendaciones: las concentraciones para las enzimas según las fichas técnicas, los valores establecidos para definir la solución amortiguadora de pH y el componente reductor interfacial, como se muestra a continuación en la **Tabla 28**.

**Tabla 28.** Formulación del tratamiento enzimático

Producto	Descripción	Concentración
AGUA	Fase continua	0.838 (%v/v)
CLAYTROL XPR®	Controlador de arcillas	0.002 (%v/v)
MUDZYME S®	Enzima	0.02 (%v/v)
MUDZYME X®	Enzima	0.08 (%v/v)
FORMIATO DE SODIO	Agente buffer	0.204 (gr sto /ml sln.)
ÁCIDO FÓRMICO	Ácido orgánico	0.02 (%v/v)
INFLO 251 G®	Reductor de Tensión	0.002 (%v/v)

**Fuente:** elaboración propia.

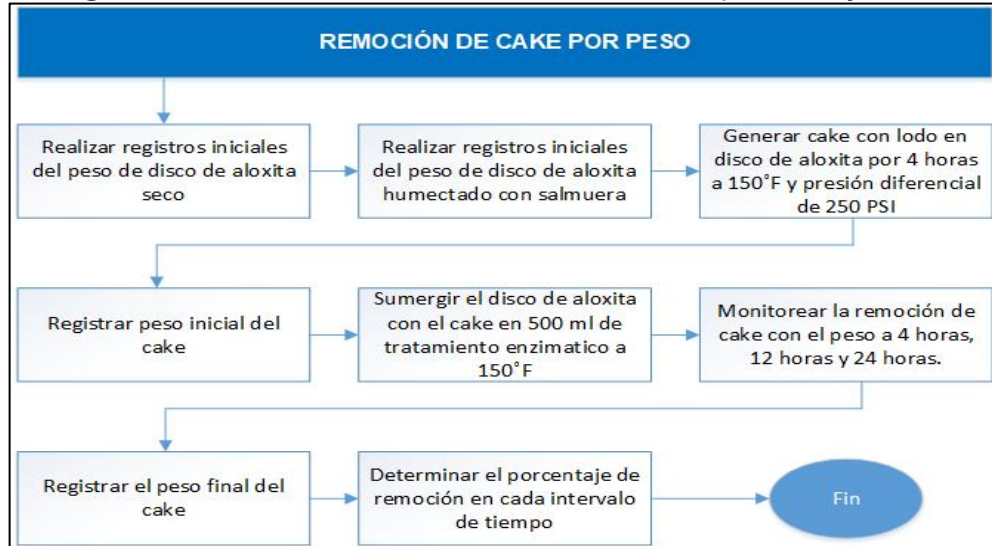
Con esta formulación se procede a realizar las pruebas de remoción de cake, el cual se formó en una celda HTHP sobre un disco de aloxita a partir del lodo formulado en el capítulo 3. Esto se realiza con el objetivo de generar un revoque sobre un material cerámico poroso que simule las condiciones de reservorio. Cabe resaltar que la validez de la formulación del tratamiento depende directamente de los resultados obtenidos en las pruebas de remoción de cake.

## 5.3 PRUEBAS DE REMOCIÓN DE CAKE

La efectividad del tratamiento enzimático radica en la remoción misma del revoque formado por el lodo, es decir, en la cantidad de cake formado que este fluido es capaz de remover. De tal forma se procede a realizar tres pruebas para evaluar la remoción de cake, las cuales se describen a continuación:

**5.3.1 Remoción de cake por remojo.** Esta prueba consiste en determinar la remoción del fluido de tratamiento enzimático a condiciones de temperatura del reservorio y a una presión atmosférica. La **Imagen 22** muestra el procedimiento general para el desarrollo de la prueba.

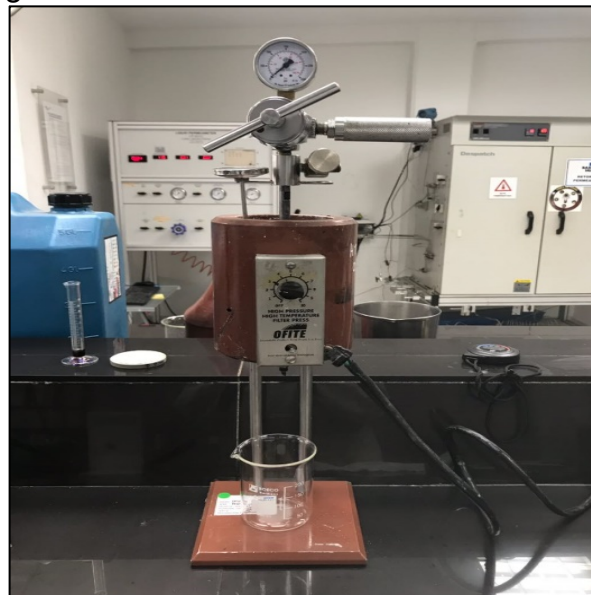
**Imagen 22.** Procedimiento de remoción de cake por remojo



**Fuente:** elaboración propia.

El cake se genera en una celda HTHP como se muestra en la **Imagen 23**.

**Imagen 23.** Montaje de celda HTHP para generación de cake



**Fuente:** elaboración propia.

Como se ve en el procedimiento, en primera instancia se posee el disco de aloxita en estado seco, registrando su peso. Posteriormente se humecta el disco con salmuera de cloruro de potasio al 2% en peso y se registra su peso. A continuación se genera el cake con el fluido de perforación de yacimiento empleando la celda HTHP a una temperatura de 150 °F (temperatura del reservorio) y a una presión diferencial de 250 psi.

Generado el cake sobre el disco se procede a registrar el peso de este. Teniendo el cake formado y pesado se procede a sumergir el mismo en un beaker con 500 mililitros de tratamiento enzimático a la temperatura de fondo (150 °F), empleando baño maría. Hecho esto se empieza monitorear la remoción de cake, realizando el registro de pesos y pH del tratamiento a tiempos diferentes (30 minutos, 1 hora, 4 horas, 12 horas y 24 horas) a partir del momento en que el disco con cake es sumergido en el tratamiento enzimático.

Teniendo los diferentes pesos a los diferentes tiempos se procede a realizar el cálculo de porcentaje de remoción de cake a los diferentes tiempos de evaluación. Dicho porcentaje de remoción se calcula mediante la **Ecuación 11**, que se muestra a continuación:

**Ecuación 11.** Expresión para cálculo del porcentaje de remoción

$$\% \text{ de Remoción} = \left( 1 - \frac{\text{Peso Disco}_i - \text{Disco Humectado}}{\text{Peso Disco con Cake} - \text{Disco Humectado}} \right) * 100 \%$$

**Fuente:** elaboración propia.

Donde:

Peso Disco <sub>i</sub> = Peso del disco al instante i a partir del momento en que se sumerge el disco con cake en el tratamiento, gramos.

Peso Disco con Cake = Peso del disco con el cake inicial previo a la remoción, gramos.

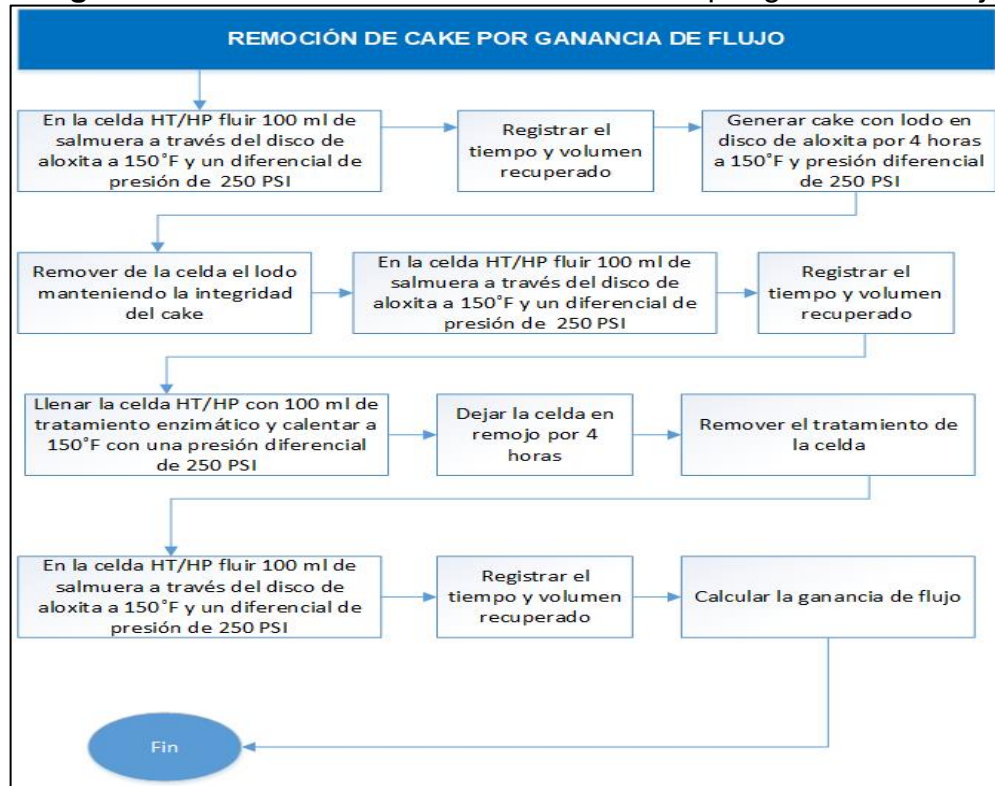
Disco Humectado = Peso del disco humectado con salmuera al 2%, gramos.

**5.3.2 Remoción de cake por ganancia de flujo.** Esta prueba consta de una diferente metodología de la remoción de cake por remojo ya que no se va a determinar la efectividad mediante pesos de discos, esta vez será el caudal de fluido que pueda fluir por el disco de aloxita antes y después del tratamiento. La **Imagen 24** muestra el procedimiento a emplear para esta prueba.

En primera instancia se procede a generar el flujo de 100 ml de salmuera de KCl al 2% a través de un disco de aloxita empleando la celda HTHP, con un diferencial de presión de 250 psi y una temperatura de 150 °F. Simultáneamente se registra el

tiempo que toma para fluir dicho volumen de salmuera a las condiciones mencionadas. Posteriormente se procede a generar el cake sobre el disco de aloxita utilizado para el flujo de salmuera, realizándolo a las mismas condiciones en que se generó en la prueba de remoción de cake por remojo.

**Imagen 24.** Procedimiento de remoción de cake por ganancia de flujo



**Fuente:** elaboración propia.

Una vez generado el cake se procede a tomar el disco en una celda HTHP, añadiendo 100 ml de salmuera de KCl al 2%, sometiendo a un diferencial de presión de 250 psi y una temperatura de 150 °F, permitiendo el flujo de dicha salmuera a través del cake y registrando el tiempo transcurrido para generar el paso del volumen añadido.

Posteriormente se procede a añadir tratamiento enzimático en la misma celda HTHP con el cake, someténdolo a una presión diferencial de 250 psi y una temperatura de 150 °F. En este caso no se permite el flujo del fluido dentro de la celda, puesto que se busca realizar el remojo del cake en el tratamiento enzimático durante un período de 4 horas. Finalizado este tiempo se procede a retirar el fluido remanente en la celda.

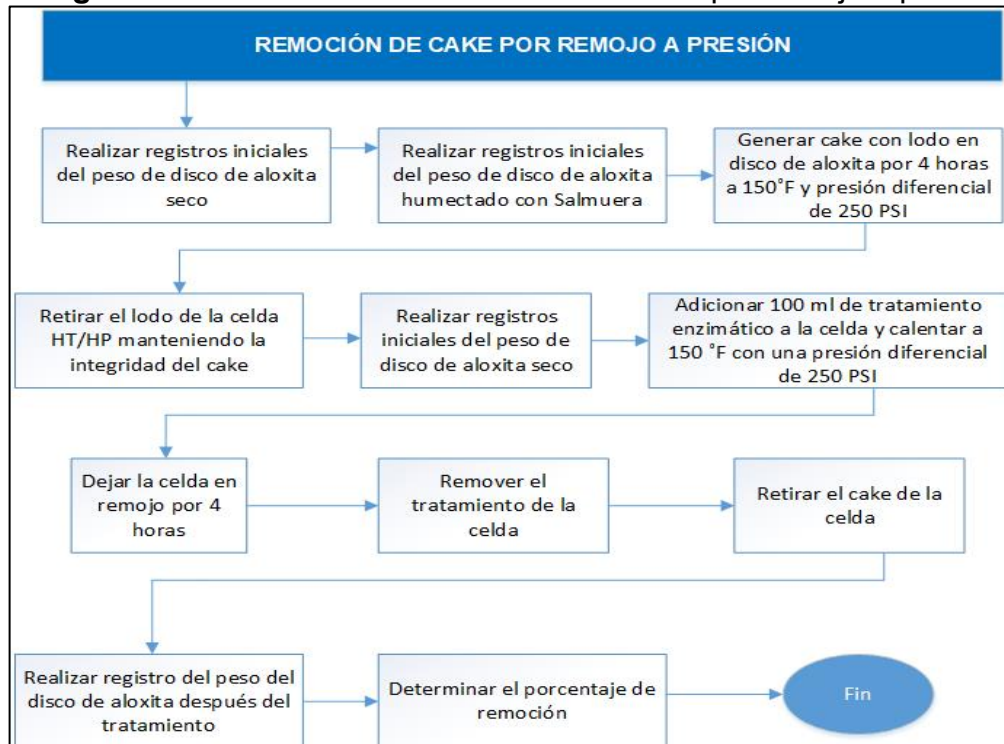
Teniendo entonces el disco de aloxita posterior al remojo en el tratamiento enzimático se procede a llenar la celda con 100 ml de salmuera de KCl al 2%, someténdola a los mismos valores de diferencial de presión y temperatura

anteriormente usados. Se permite entonces el flujo de la salmuera a través del disco post tratamiento, registrando el tiempo necesario para recuperar el volumen añadido.

Obtenidos los valores de flujo de salmuera a las diferentes condiciones se procede a evaluar la recuperación de capacidad de flujo original del disco, comparando el valor obtenido a través del disco vacío y el valor obtenido después de aplicado el tratamiento.

**5.3.3 Remoción de cake por remojo a presión.** Finalmente esta prueba es muy similar a la remoción de cake por peso, a excepción de que ahora se van a tomar en cuenta los valores de presión y temperatura del reservorio y además la totalidad de la prueba se corre en la celda HTHP. La **Imagen 25** determina que procedimiento hay que seguir para realizar esta prueba.

**Imagen 25.** Procedimiento de remoción de cake por remojo a presión.



**Fuente:** elaboración propia.

Para esto se genera el cake de la misma forma que en el proceso de remoción de cake por remojo y se realiza el cálculo de porcentaje de remoción con la **Ecuación 11**. El valor de peso del disco al instante  $i$  corresponderá, en este caso, únicamente al peso del disco a las 4 horas de iniciado el contacto con el tratamiento, dejando el mismo período de tiempo de remojo que en el caso de la prueba de remoción de cake por ganancia de flujo (4 horas).



## 5.4 RESULTADOS DE REMOCIÓN PARA EL TRATAMIENTO ENZIMÁTICO

Definidas las 3 pruebas que se realizaron para evaluar la efectividad del fluido para la remoción de revoque se procede a mostrar los valores obtenidos en las mismas a continuación.

**5.4.1 Remoción de cake por remojo.** En esta primera prueba de remoción el tratamiento enzimático se ajustó a un pH de 4.49 para tener un exceso de ácido y remover el carbonato de calcio en el cake formado por el lodo. Se anotaron los valores de peso del disco de aloxita seco, humectado con KCl al 2% y con el cake inicial, para posteriormente calcular los valores de remoción a través del tiempo. La **Tabla 29** muestra los valores obtenidos:

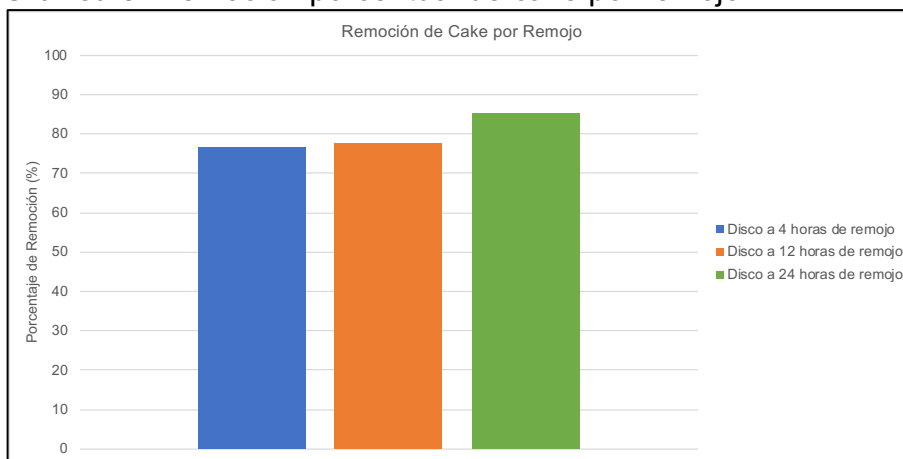
**Tabla 29.** Remoción de cake por remojo.

Disco	Peso (gr)	% Remoción
Seco	41.3849	-
Humectado	48.6201	-
Con Cake Inicial	54.0330	-
4 horas de remojo	49.8797	76.73
12 horas de remojo	49.8164	77.90
24 horas de remojo	49.4129	85.35

**Fuente:** elaboración propia.

Como se puede observar, a las 4 horas el tratamiento ya había removido un total de 76.73% del cake. Así mismo en la **Gráfica 9** se puede observar el porcentaje de remoción a cada tiempo evaluado.

**Gráfica 9.** Remoción porcentual de cake por remojo



**Fuente:** elaboración propia.

Se evidencia en la **Imagen 26** que el tratamiento realiza una completa remoción del cake observable sobre el disco, lo que significa una eliminación completa de los carbonatos asentados. A las 4 horas de remojo fue posible observar esta completa eliminación del cake aparente.

**Imagen 26.** Antes y después de la remoción de cake por remojo



**Fuente:** elaboración propia.

El tratamiento siguió trabajando a lo largo del tiempo como lo refleja el continuo crecimiento de los valores de porcentaje de remoción a las 12 horas (77.90 %) y a las 24 horas (85.35 %). Este efecto se debe a la remoción de los polímeros presentes en el cake, los cuales se adentran en el espacio poroso del disco de aloxita.

**5.4.2 Remoción de cake por ganancia de flujo.** En esta segunda prueba de remoción se manejó el tratamiento enzimático con un valor de pH de 4.49 para mantener el exceso de ácido explicado con anterioridad. Se procedió a realizar la prueba de remoción de cake por ganancia de flujo, obteniendo los siguientes resultados de la **Tabla 30**.

**Tabla 30.** Remoción de cake por ganancia de flujo

DESCRIPCIÓN	VOLUMEN RECUPERADO (ml)	TIEMPO DE FLUJO	CAUDAL (ml/seg)
Flujo de salmuera a través del disco vacío	100	8 Segundos	12.5
Flujo de salmuera a través de cake inicial	100	30 Minutos y 11 Segundos	0.0552
Flujo de salmuera a través de cake después del tratamiento.	100	8 Segundos	12.5

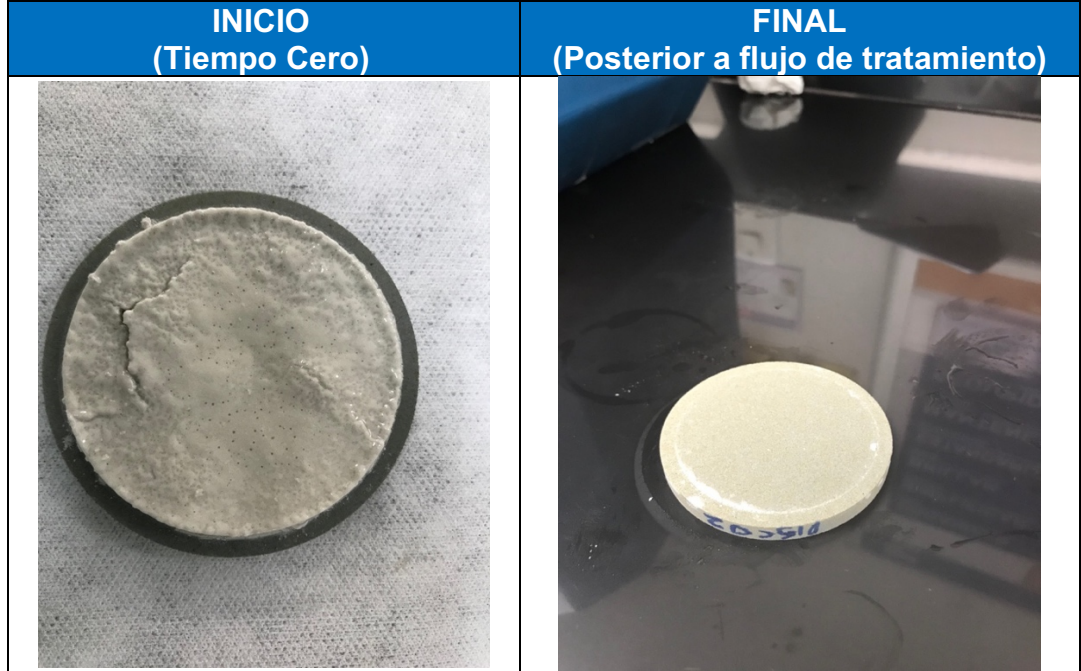
**Fuente:** elaboración propia.

En el estado original del disco se tuvo un caudal de 12.5 ml/seg (dado que se recuperó 100 mililitros de salmuera en 8 segundos), por lo cual se tiene este valor de flujo como el valor de referencia. Posterior a esto y realizado el cake sobre el mismo disco de aloxita, se obtuvo una disminución del valor de caudal hasta un valor de 0.0552 ml/seg. Esto se debe a que la formación del cake disminuye la capacidad de flujo a través del disco, razón por la que el tiempo requerido para obtener un volumen de 100 mililitros pasa de 8 segundos a ser 30 minutos y 11 segundos, siendo este tiempo un 237% mayor que el inicial.

Una vez se procede a aplicar el tratamiento enzimático y permitir la remoción del revoque generado sobre el disco, se procede a evaluar la ganancia de flujo que permitió la aplicación del tratamiento. Para esto se procedió a recuperar un volumen de 100 ml a través del disco post tratamiento, obteniéndose un caudal de 12.5 ml/seg, lo que implica una recuperación total de la capacidad de flujo a través del disco de aloxita (teniendo en cuenta que el valor original obtenido fue también 12.5 ml/seg).

De tal forma se establece que el tratamiento enzimático diseñado permite la recuperación total de la capacidad de flujo a través del disco de aloxita, cumpliendo con su función de remoción del daño generado por el fluido de perforación de yacimiento. En la **Imagen 27** se aprecia el estado del cake previo a la aplicación del tratamiento y posterior a la aplicación del tratamiento.

**Imagen 27.** Antes y después de la remoción de cake por ganancia de flujo



**Fuente:** elaboración propia.

**5.4.3 Remoción de cake por remojo a presión.** En esta tercera prueba de remoción se manejó el fluido de tratamiento con un valor de pH de 4.49 para mantener el exceso de ácido explicado con anterioridad. Se procedió a realizar la prueba de remoción de cake por remojo a presión, obteniéndose los resultados mostrados en la **Tabla 31**.

**Tabla 31.** Remoción de cake por remojo a presión

Disco	Peso (gr)	% Remoción
<b>Seco</b>	42.2834	-
<b>Humectado</b>	48.9646	-
<b>Cake inicial</b>	62.0290	-
<b>Cake a 4 horas</b>	49.7655	93.87%

**Fuente:** elaboración propia.

En esta prueba se puede observar un valor de remoción de revoque de 93.87%, el cual es mucho mayor en comparación al obtenido al mismo intervalo de tiempo que en la prueba de remoción de cake por remojo (76.73% en 4 horas). Esto evidencia que al simular las condiciones de pozo, tanto temperatura como presión hidrostática del fluido, se tendrá un mejor remojo del tratamiento enzimático en el revoque, debido a que la presión forzaría al fluido a introducirse hacia el espacio poroso del

disco y por tanto tener un mayor contacto con el carbonato y los polímeros introducidos en la formación del revoque a partir del lodo de perforación. De tal manera el tratamiento enzimático se hace más efectivo al someterlo a condiciones de presión, ya que se requiere menor tiempo para obtener mejores resultados de remoción.

**Imagen 28.** Antes y después de la remoción de cake por remojo a presión



**Fuente:** elaboración propia.

## 5.5 ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS EN CONJUNTO

El tratamiento enzimático realiza su acción rompedora de cake al contacto con el mismo y realiza una continua remoción de este a lo largo del tiempo, como se evidenció en los resultados de las pruebas de remoción de cake por remojo. Las pruebas por ganancia de flujo y por remojo a presión demuestran que, simulando condiciones de temperatura y presión, se tendrá una remoción efectiva del cake, eliminando la masa del revoque formada y devolviendo las condiciones de flujo iniciales en un tiempo mínimo de 4 horas de remojo en el tratamiento enzimático. De esta manera se valida el funcionamiento del tratamiento enzimático, el cual cumple con su función de remoción del revoque del fluido de perforación de yacimiento.

Con el diseño de este fluido enzimático se culmina la formulación de los 3 fluidos planteados en el proyecto, por lo cual se puede proceder a realizar las pruebas de laboratorio restantes.

## **6. DETERMINACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN, COMPLETAMIENTO Y TRATAMIENTO ENZIMÁTICO MEDIANTE PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD Y DE RETORNO DE PERMEABILIDAD**

Una vez finalizados los diseños de los fluidos de perforación de yacimiento, de completamiento y de tratamiento enzimático se procede a evaluar qué tan efectivos son estos para la disminución del daño de formación. Para determinar esto es necesario someter los fluidos a dos tipos de pruebas: pruebas de compatibilidad, las cuales evalúan si dichos fluidos son capaces de generar una emulsión adversa con los fluidos del yacimiento; y pruebas de retorno de permeabilidad que mediante un núcleo de formación pretenden simular la disminución de la permeabilidad generada por el lodo de perforación y establecer la capacidad del fluido de tratamiento enzimático para recuperar el valor de permeabilidad original. Estas pruebas van a ser descritas a continuación junto con sus respectivos resultados.

### **6.1 PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD**

Las pruebas de compatibilidad de fluidos son pruebas realizadas a partir de la norma API RP 42, la cual se puede apreciar en el **ANEXO C**, mediante las cuales se evalúa el efecto de los surfactantes en trabajos de estimulación de pozos. El procedimiento que se llevó a cabo fue evaluar cualitativamente la formación de emulsiones al colocar en contacto los fluidos diseñados con los fluidos pertenecientes a la formación (crudo y agua de producción).

Debido a la dificultad en el laboratorio para obtener filtrado de lodo gracias a las propiedades mostradas en el capítulo 3, se manejó una proporción de 50/50 para pruebas de compatibilidad con el crudo y agua de formación. Esto quiere decir que se agregaban 10 mililitros de filtrado de lodo y 10 mililitros de crudo en una probeta, manejando un volumen total de 20 mililitros para cada prueba.

En el caso de la salmuera de completamiento y el tratamiento enzimático se manejaron tres relaciones para las pruebas con crudo y una sola relación para el agua. Esto se debe a que el agua de formación será compatible con los fluidos de completamiento y de estimulación (tratamiento enzimático), dado que su fase continua es agua, por lo que al entrar en contacto se mezclarán. En el caso de las pruebas con crudo se manejaron tres relaciones distintas: 20/80 (4 ml de salmuera/tratamiento y 16 ml de crudo), 50/50 (10 ml de salmuera/tratamiento y 10 ml de crudo) y 80/20 (16 ml de salmuera/tratamiento y 4 ml de crudo). Esto quiere decir que para cada prueba se manejaron 20 mililitros de volumen en total. La razón por la cual se manejaron tres relaciones distintas para el caso del crudo es que este, a diferencia del agua de formación, posee una fase oleosa continua diferente a los fluidos empleados dentro del pozo (salmuera de completamiento y tratamiento enzimático), los cuales son de carácter acuoso. De tal forma que al tener dos fases inmiscibles es posible que se de lugar la formación de emulsiones entre los fluidos y el crudo, razón por la cual se hace necesario manejar diferentes proporciones en

las pruebas para que en caso dado que ocurran dichas emulsiones estas puedan ser apreciables y se tenga en los diferentes casos repetibilidad en los resultados.

El procedimiento manejado para todas las pruebas de compatibilidad fue someter cada uno de los fluidos a calentamiento por medio del baño maría para llevarlos hasta la temperatura de la formación (150 grados Fahrenheit). Una vez obtenida la temperatura requerida se procedió a adicionar lentamente los fluidos a la probeta de evaluación mediante el uso de pipetas de laboratorio, adicionando los fluidos acuosos y posteriormente el crudo, este último debe adicionarse lentamente sobre el fluido acuoso para generar una adecuada separación de las fases. En el caso de las pruebas de compatibilidad de agua de formación con el fluido de perforación de yacimiento, la salmuera de completamiento y el tratamiento enzimático se llevó a cabo el mismo procedimiento, en donde se realizó la adición de dichos fluidos y posteriormente se agregó el agua de formación.

Una vez preparadas las probetas se sometió cada una a agitación, con el objetivo de mezclar los fluidos y evaluar la formación de emulsiones. Se monitoreó las probetas a lo largo de 120 minutos, identificando el momento en el cual se generaba la separación de las fases. Las probetas se mantuvieron a lo largo de la prueba a la temperatura de la formación (150 grados Fahrenheit), simulando las condiciones en fondo de pozo. Finalizados los 120 minutos se pasó el contenido de las probetas a través de una malla número 100, con el objetivo de no obtener precipitados.

A partir de lo anterior se procedió a realizar 6 pruebas de compatibilidad: filtrado de lodo con crudo, filtrado de lodo con agua de formación, salmuera de completamiento con crudo, salmuera de completamiento con agua de formación, tratamiento enzimático con crudo y tratamiento enzimático con agua de formación. Las relaciones manejadas para cada una de las pruebas se reportan en la **Tabla 32**.

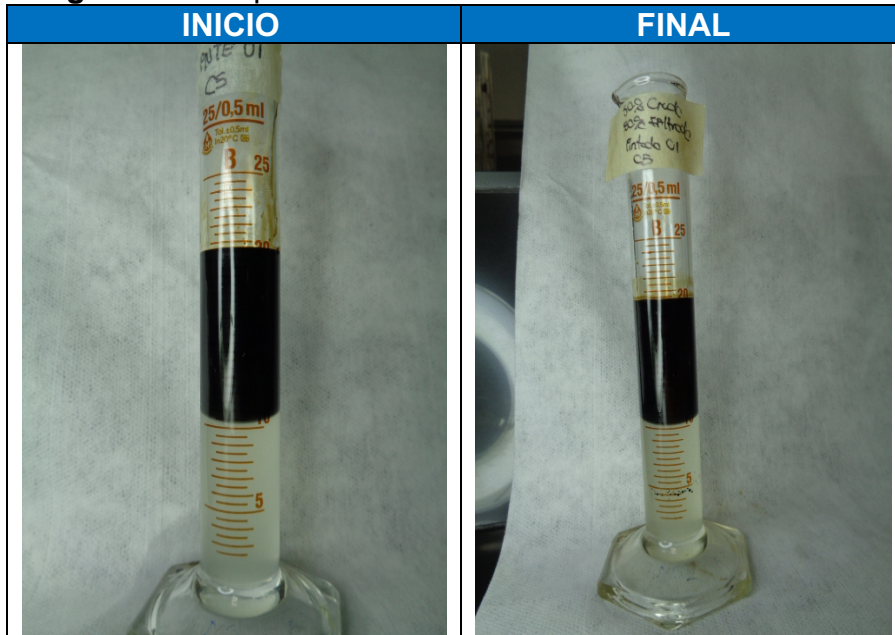
**Tabla 32.** Proporciones manejadas en las pruebas de compatibilidad

Prueba de Compatibilidad	Fluido Uno	Fluido Dos	Relación (%)
1	Filtrado de Lodo	Crudo	50 / 50
2	Filtrado de Lodo	Agua de Formación	50 / 50
3	Salmuera de Completamiento	Crudo	20 / 80, 50 / 50, 80 / 20
4	Salmuera de Completamiento	Agua de Formación	50 / 50
5	Tratamiento Enzimático	Crudo	20 / 80, 50 / 50, 80 / 20
6	Tratamiento Enzimático	Agua de Formación	50 / 50

**Fuente:** elaboración propia.

**6.1.1 Prueba de compatibilidad uno - filtrado de lodo con crudo.** Al evaluar el contacto del filtrado de lodo con el crudo de formación se vio que se daba una separación completa de las fases luego de 15 minutos. Esto indica que tan pronto el filtrado y el crudo son mezclados se separan satisfactoriamente y sin rastros de emulsiones. Los resultados se observan en la **Imagen 29**.

**Imagen 29.** Compatibilidad filtrado - crudo



**Fuente:** elaboración propia.

Una vez se pasan los fluidos por la malla se puede evidenciar en la **Imagen 30** que estos fluyen naturalmente y no dejan residuos sólidos, lo que indica una total compatibilidad entre ambos.

**Imagen 30.** Malla filtrado - crudo

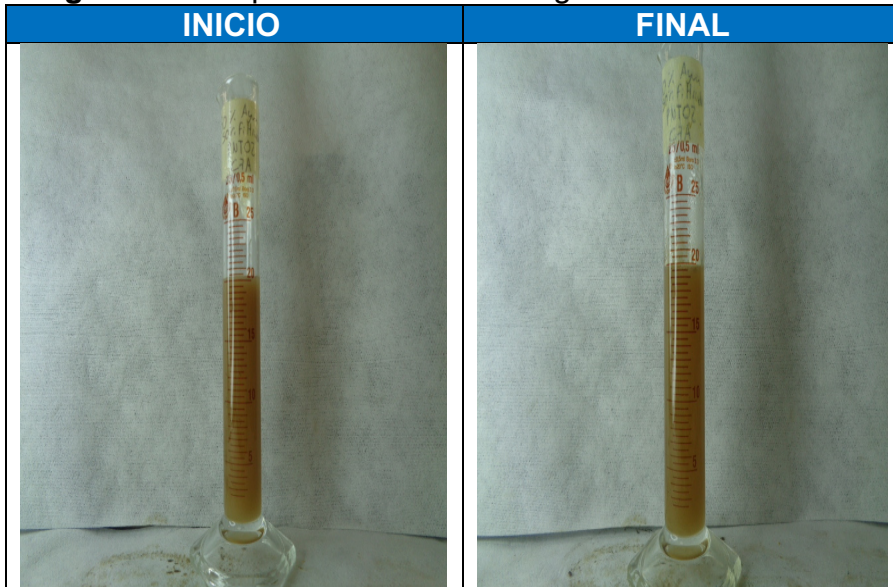


**Fuente:** elaboración propia.



**6.1.2 Prueba de compatibilidad dos - filtrado de lodo con agua de formación.** Cuando estos fluidos son mezclados se observan como una mezcla homogénea y al termino de los 120 minutos esta se mantiene sin evidencia de incompatibilidades. Esto se debe a la naturaleza acuosa de ambos, al poseer la misma base (agua). Los resultados se observan en la **Imagen 31**.

**Imagen 31.** Compatibilidad filtrado – agua de formación



**Fuente:** elaboración propia.

Quando se pasa el fluido por la malla este fluye totalmente sin restricciones y no se evidencia residuos que puedan ser perjudiciales para la formación, como se observa en la **Imagen 32**.

**Imagen 32.** Malla filtrado – agua de formación



**Fuente:** elaboración propia.

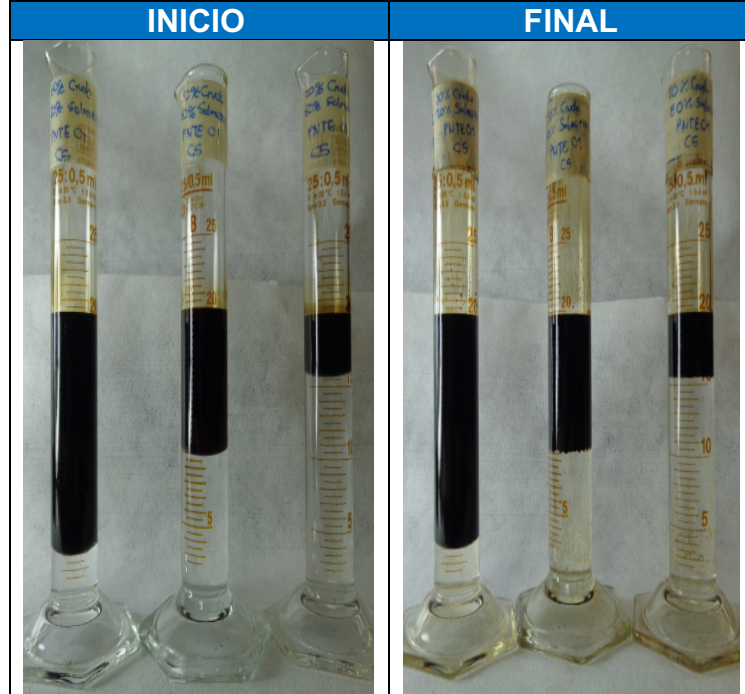
### 6.1.3 Prueba de compatibilidad tres - salmuera de completamiento con crudo.

Como se mencionó anteriormente, en esta prueba se manejaron tres relaciones y se tuvo una separación de fases a los siguientes tiempos:

- Relación 80/20 a 30 minutos
- Relación 50/50 a 30 minutos
- Relación 20/80 a 15 minutos

De acuerdo a lo anterior, las relaciones que contienen una mayor cantidad de crudo (80/20 y 50/50) demoran más en la estabilización de fases con la salmuera de completamiento, sin embargo, esto no genera efectos adversos ya que se puede ver una separación completa y sin rastros de emulsiones, como se muestra en la **Imagen 33**.

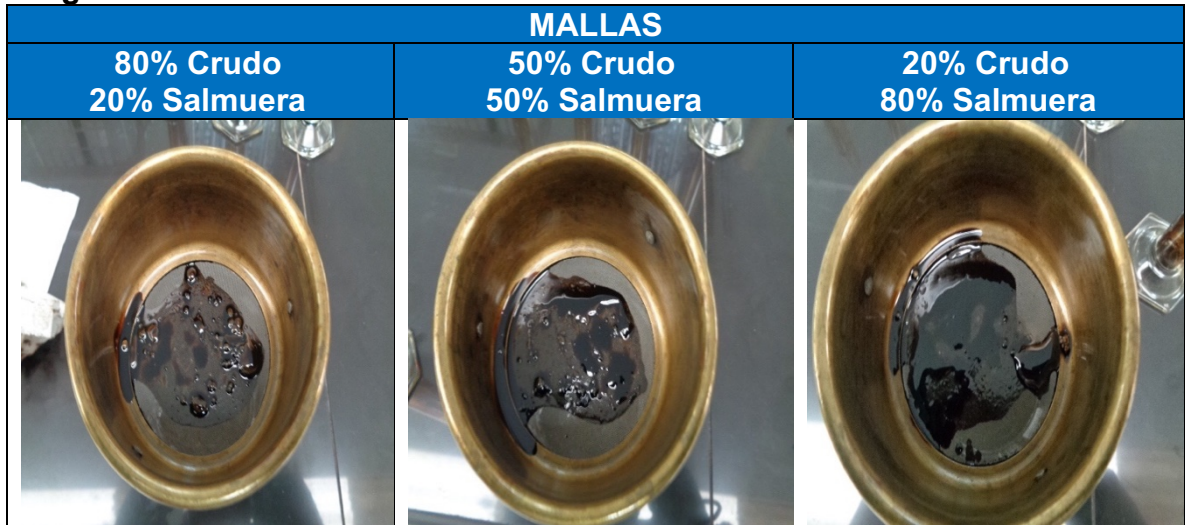
**Imagen 33.** Compatibilidad salmuera - crudo



**Fuente:** elaboración propia.

Al realizar el paso de los fluidos a través de las mallas se pudo evidenciar que en ninguno de los tres casos se presentaron precipitados y que los fluidos son totalmente compatibles entre sí. La **Imagen 34** muestra los resultados de las mallas para cada relación manejada.

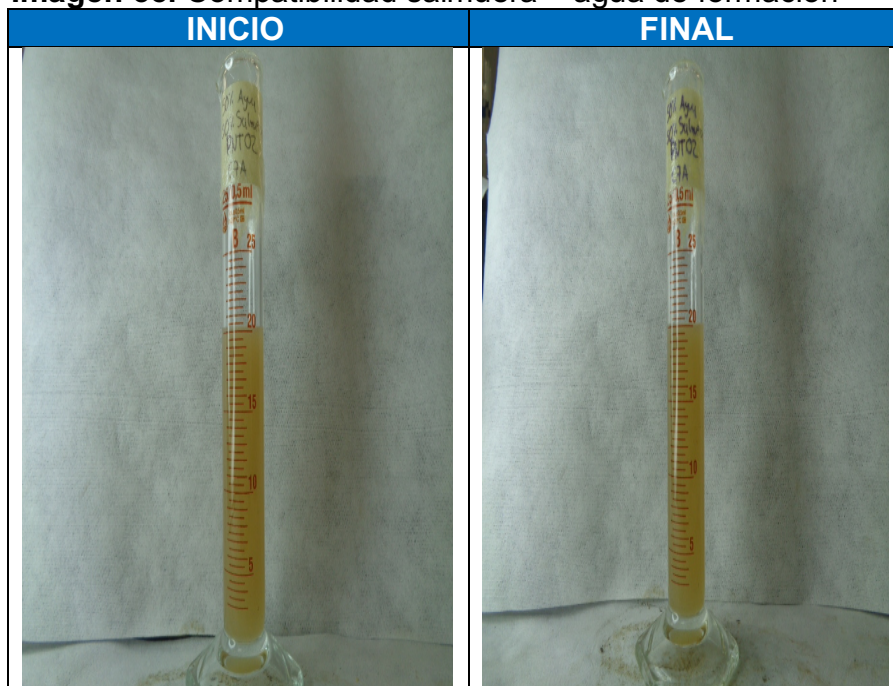
**Imagen 34.** Mallas salmuera - crudo



Fuente: elaboración propia.

**6.1.4 Prueba de compatibilidad cuatro - salmuera de completamiento con agua de formación.** Al igual que con el filtrado de lodo, la salmuera al entrar en contacto con el agua de formación forma una mezcla homogénea que no presenta diferencia de fases y en 120 minutos permanece estática y sin emulsiones. Esto se observa en la **Imagen 35**.

**Imagen 35.** Compatibilidad salmuera – agua de formación



Fuente: elaboración propia.

Al pasar por la malla se presenta un flujo total de los fluidos sin ningún precipitado observable.

**Imagen 36.** Malla salmuera – agua de formación



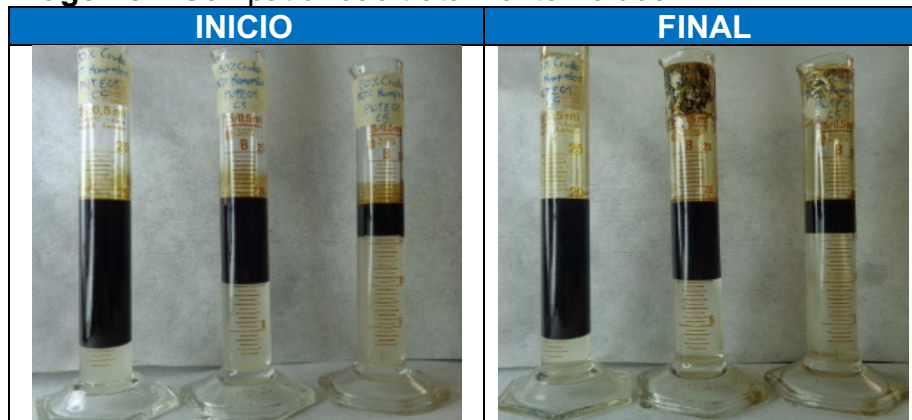
**Fuente:** elaboración propia.

**6.1.5 Prueba de compatibilidad cinco - tratamiento enzimático con crudo.** El tratamiento enzimático junto con el crudo tuvo los siguientes resultados en sus tres relaciones:

- Relación 80/20 a los 15 minutos
- Relación 50/50 a los 30 minutos
- Relación 20/80 a los 15 minutos

Basados en lo anterior, se evidencia que el tratamiento enzimático tuvo un comportamiento similar a la salmuera de completamiento a excepción de la relación 80/20 donde hubo una separación más rápida de las fases. Los fluidos en contacto no presenciaron una formación de emulsión, por lo que el tratamiento podrá remover el daño de formación generado por el lodo y la salmuera sin afectar los fluidos de reservorio. Los resultados obtenidos se muestran en la **Imagen 37**.

**Imagen 37.** Compatibilidad tratamiento - crudo



**Fuente:** elaboración propia.

En las mallas tampoco se presentaron presencia de grumos o precipitados que puedan afectar el reservorio, como se muestra en la **Imagen 38**.

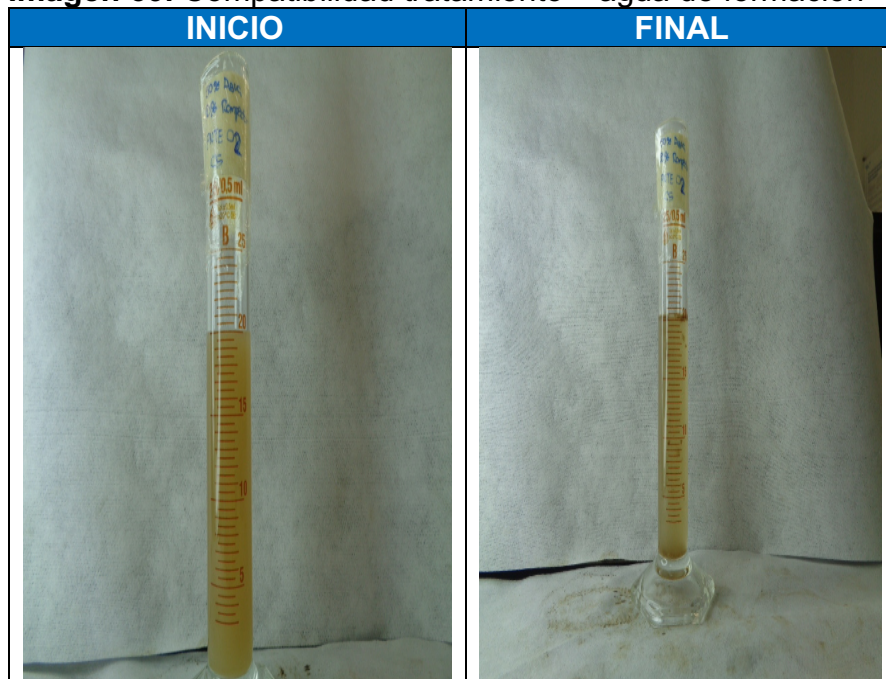
**Imagen 38.** Mallas tratamiento - crudo



Fuente: elaboración propia.

**6.1.6 Prueba de compatibilidad seis - tratamiento enzimático con agua de formación.** El tratamiento enzimático, así como el lodo de perforación y la salmuera, generó una mezcla homogénea junto con el agua de formación que al cabo de 120 minutos permaneció constante y sin presencia de emulsiones. Lo anterior se puede observar en la **Imagen 39**.

**Imagen 39.** Compatibilidad tratamiento – agua de formación



Fuente: elaboración propia.

El paso del fluido por las mallas fue exitoso al no presentar ningún tipo de residuo o precipitado, como se observa en la **Imagen 40**.

**Imagen 40.** Malla tratamiento –  
agua de formación



**Fuente:** elaboración propia.

## **6.2. ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD**

Al evaluar todos los resultados obtenidos durante las seis pruebas de compatibilidad realizadas para los fluidos evaluados se determina que ninguno de los fluidos diseñados (fluido de perforación de yacimiento, fluido de completamiento y fluido de tratamiento enzimático) presenta problemas adversos con los fluidos pertenecientes al yacimiento (crudo y agua de formación), evitándose la generación de daño de formación por incompatibilidades entre fluidos.

Definidas las pruebas de compatibilidad es posible proceder a evaluar el retorno de permeabilidad respectivo.

## **6.3 PRUEBA DE RETORNO DE PERMEABILIDAD**

Las pruebas de retorno de permeabilidad permiten determinar el daño que genera el fluido de perforación sobre la formación y establecer la efectividad del tratamiento enzimático para remover dicho daño. Esto es posible gracias a que las pruebas de retorno de permeabilidad permiten determinar el valor de la permeabilidad efectiva al petróleo a partir de núcleos de la formación, estableciendo diferentes valores para los diferentes estados en los que se tendrá el reservorio:

- Estado base, el cual corresponde al momento inicial en el que se encuentra el reservorio previo a ser perforado.

- Estado de daño, el cual corresponde al momento posterior a la perforación y completamiento del pozo.
- Estado de tratamiento, el cual corresponde al momento en el cual se realiza la aplicación del tratamiento enzimático.

Estableciendo los diferentes valores de permeabilidad efectiva será posible evaluar la efectividad del tratamiento enzimático en la disminución del daño, observando la recuperación de permeabilidad en el estado de tratamiento en comparación al estado de daño.

Por lo tanto, se hace necesario establecer primero una conceptualización alrededor de los conceptos referentes a la permeabilidad efectiva y a las consideraciones realizadas para la elaboración de la prueba.

**6.2.1 Permeabilidad efectiva.** Esta propiedad hace referencia a la capacidad de flujo de un fluido cuando se encuentran presentes otros fluidos inmiscibles en el reservorio. Para determinar la permeabilidad efectiva a un fluido se aplica la **Ecuación 12** que se muestra a continuación:

**Ecuación 12.** Ecuación de permeabilidad de Darcy

$$K_{\text{fluido}} = 245.6 * \left( \frac{\mu * L}{A} * \frac{Q}{\Delta P} \right)$$

**Fuente:** PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Astrodata, 2009.

Donde:

$K_{\text{fluido}}$  = permeabilidad efectiva del fluido en mD (miliDarcies)

$\mu$  = viscosidad del fluido en centipoises

L = Longitud en centímetros

Q = caudal en cm<sup>3</sup>/min (centímetros cúbicos por minuto)

A = área transversal al flujo en cm<sup>2</sup> (centímetros cuadrados)

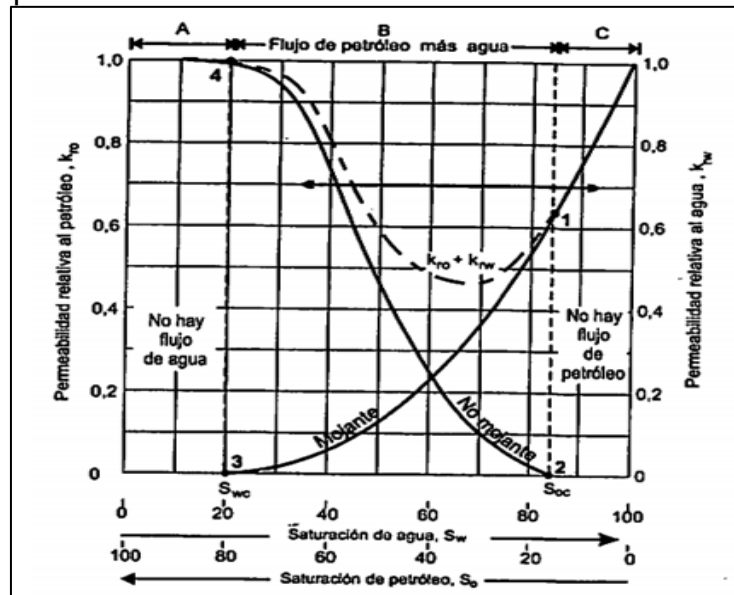
$\Delta P$  = diferencial de presión en psi

La permeabilidad absoluta tendrá el mismo cálculo que la permeabilidad relativa con la diferencia de que sólo se tendrá un fluido presente en la roca. La permeabilidad absoluta puede entenderse también como la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación de agua residual, dado que siempre quedará una saturación residual de la fase mojante debido a afinidad con la roca, por lo que la máxima capacidad de flujo en el medio poroso será cuando se tenga sólo petróleo como fase móvil.

Es importante entender que en condiciones de residual un fluido dado permanecerá inmóvil. También se puede advertir que el valor de permeabilidad efectiva del agua

a condiciones de saturación residual de aceite será menor que el valor de permeabilidad efectiva del aceite a condiciones de saturación residual de agua. Esto se puede apreciar en la **Figura 39**. Las curvas de permeabilidad relativa que se aprecian a continuación se encuentran altamente relacionadas a la humectabilidad de la roca.

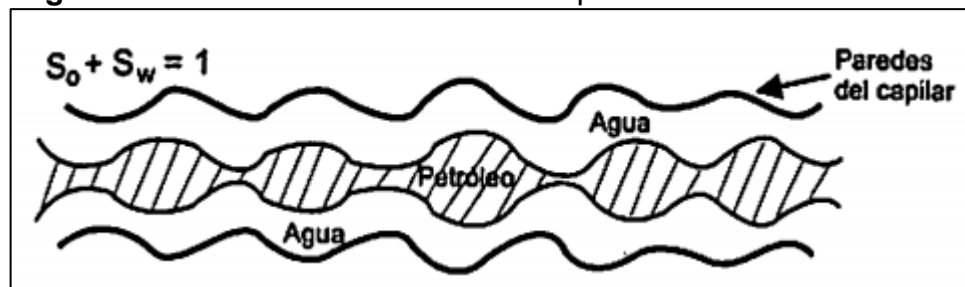
**Figura 39.** Forma general para curvas de permeabilidad relativa



**Fuente:** PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Astrodata, 2009.

Se puede observar que a condiciones de saturación de agua residual la fase no humectante podrá moverse con facilidad mientras que la fase humectante permanecerá inmóvil hasta lograr un nivel de saturación suficiente para poder fluir. Esto se debe a la distribución de los fluidos en el poro, como se muestra en la **Figura 40**, donde el fluido humectante (agua) se coloca en contacto con los granos mientras el fluido no humectante (petróleo) se coloca en el centro del canal de flujo.

**Figura 40.** Distribución de fluidos en el poro



**Fuente:** PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Astrodata, 2009.



**6.2.2 Procedimiento para el cálculo de las permeabilidades efectivas.** Para efectuar la medición de la permeabilidad se empleó la técnica de estado no estable, es decir que la caída de presión no es uniforme en el tiempo. En este estado se desplaza el fluido que se encuentra inmóvil saturando el medio poroso mediante otro que irá invadiendo el mismo. De tal manera se realiza un desplazamiento en el cual se tendrá flujo lineal y horizontal, fluidos incompresibles, fases inmiscibles y efectos de presión capilar despreciables.

A continuación se muestra el procedimiento efectuado en la prueba de retorno de permeabilidad en la **Imagen 41**.

**Imagen 41.** Procedimiento de la prueba de retorno de permeabilidad



**Fuente:** elaboración propia.

**6.2.3 Resultados de la prueba de retorno de permeabilidad.** Realizado el procedimiento de laboratorio expuesto con anterioridad se procedió a calcular los valores de permeabilidad efectiva a los diferentes estados en los cuales se presentó el núcleo de formación. En la **Tabla 33** se reporta la información necesaria para elaborar los cálculos. De tal manera que la información general de la prueba permanece constante a lo largo de todo el desarrollo de la misma. Por lo tanto, la única incógnita para calcular la permeabilidad de un fluido a un momento dado será la caída de presión, la cual es leída a partir un transductor de presión.

**Tabla 33.** Información general de la prueba del retorno.

Propiedad	Valor
Viscosidad del aceite	15 cP
Viscosidad del agua	1 cP
Longitud del núcleo	4.611 cm
Diámetro del núcleo	3.83 cm
Área transversal al flujo	11.52 cm <sup>2</sup>
Caudal de inyección en permeabilidad absoluta	3 cm <sup>3</sup> /min
Caudal de inyección en permeabilidades efectivas	1 cm <sup>3</sup> /min

**Fuente:** elaboración propia.

Una vez la caída de presión se estabiliza en el tiempo se sabe que se ha llegado a condiciones de saturación máxima del fluido inyectado, de tal gorma se puede proceder a calcular la permeabilidad efectiva del fluido que se está inyectando a partir de la **Ecuación 12**. A continuación se muestra en la **Tabla 34** los resultados obtenidos durante la corrida de la prueba junto a los valores de permeabilidad efectiva obtenidos

**Tabla 34.** Resultados de permeabilidad efectiva

Momento de evaluación	Caída de presión (psi)	Permeabilidad (mD)
Permeabilidad Absoluta (salmuera)	0.1824	1616
Permeabilidad efectiva al aceite (base)	13.605	108.3
Permeabilidad efectiva al aceite después del daño	16.324	90.3
Permeabilidad efectiva al aceite después del tratamiento	14.672	100.5

**Fuente:** elaboración propia.

Se procede por tanto a establecer el valor porcentual del daño de formación para cada momento, partiendo de la **Ecuación 13** que se muestra a continuación:

**Ecuación 13.** Cálculo del porcentaje de daño de formación

$$\% \text{ de Daño} = \left( 1 - \frac{K_o}{K_o \text{ Base}} \right) * 100\%$$

**Fuente:** elaboración propia.

Donde:

$K_o$  = Permeabilidad efectiva del aceite en el momento dado expresada en unidades de miliDarcies

$K_o$  base= Permeabilidad efectiva base del aceite expresada en unidades de miliDarcies

De tal manera se procede a reportar la información pertinente para realizar los respectivos cálculos de daño de formación como se muestra en la **Tabla 35** a continuación:

**Tabla 35.** Porcentaje de daño de formación

<b>Prueba de Retorno de Permeabilidad</b>	
Plug	C5
Permeabilidad Efectiva al Aceite (Base)	108.3 mD
Permeabilidad Efectiva al Aceite después del daño	90.3 mD
% de Daño de formación	16.6%
Permeabilidad Efectiva al Aceite Después del Tratamiento Enzimático	100.5 mD
% de Daño de Formación luego de Estimulación con Tratamiento Enzimático	7.2%
Reducción del daño de formación	56.6%

**Fuente:** elaboración propia.

Se evidencia de tal manera que el porcentaje de daño de formación se redujo del 16.6% hasta el 7.2%, procediendo a calcular la reducción porcentual del daño originalmente mostrado, como se muestra en la **Ecuación 14**.

**Ecuación 14.** Cálculo de reducción del daño

$$\text{Reducción del daño} = \left( 1 - \frac{\% \text{ de Daño luego de Estimulación}}{\% \text{ de Daño luego de Estimulación}} \right) * 100\%$$

**Fuente:** elaboración propia.

Estos resultados corroboran la efectividad del tratamiento enzimático para disminuir el daño de formación originado por la perforación y completamiento del pozo en un 56.6%, por lo cual se observa que el tratamiento enzimático cumple la función para la cual fue diseñado.

## 7. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA VIABILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO MEDIANTE EL COSTO ANUAL UNIFORME EQUIVALENTE

Este proyecto tiene como fin diseñar un nuevo plan de fluidos para las operaciones de perforación, completamiento y tratamiento enzimático para nuevos pozos en el campo A de la cuenca Llanos Orientales. Esto se logró mediante análisis de laboratorio de los fluidos y diseño de estos mediante cambios de concentraciones de productos y uso de programas especializados. Finalmente se validaron dichos fluidos mediante pruebas especializadas, con el fin de evaluar el impacto que tienen los mismos en el reservorio.

En este capítulo se va a evaluar el costo de este diseño de fluidos para la compañía Baker Hughes, comparándolo con el plan de fluidos que se venía realizando anteriormente mediante la metodología del Costo Anual Uniforme Equivalente (CAUE), a una proyección de tres años y con una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 12.4%. Con este análisis se va a decidir si este plan de fluidos es viable económicamente representándolo mediante pagos uniformes a través del tiempo y escogiendo el de menor valor.

### 7.1 ANÁLISIS DEL PLAN DE FLUIDOS

En un comienzo se va a evaluar el costo del plan de fluidos de acuerdo a dos características fundamentales: el costo del fluido a partir del costo individual de sus aditivos junto con el volumen esperado a utilizar de acuerdo al pozo tipo mencionado el capítulo 2 y el costo de recursos humanos (que en este caso será el correspondiente a los ingenieros necesarios para que se lleve a cabo el proyecto).

Esta evaluación se hará de acuerdo al plan de fluidos actual y el diseñado en este proyecto para realizar una comparación de los mismos y financieramente poder decir cuál de los dos es más rentable para una empresa operadora.

**7.1.1 Costo del plan de fluidos actual.** El plan de fluidos utilizado actualmente consta de un fluido de perforación y un fluido de completamiento, los cuales serán presentados a continuación en la **Tabla 36** y la **Tabla 37**.

**Tabla 36.** Costo del fluido de perforación actual

Costo del Fluido de Perforación Actual			Total	
Producto	Unidad	Costo Unitario (USD)	Cantidad	Costo Total (USD)
BIOLOSE ®	50 lb	131.6	80 Sacos	10,528.00
CaCO3 M 600	25 kg	7.25	96 Sacos	696.00
CaCO3 M 200	50 kg	11.75	115 Sacos	1,351.25
CaCO3 M 325	50 kg	11.75	40 Sacos	470.00

**Tabla 38. (Continuación)**

Costo del Fluido de Perforación Actual				Total
Producto	Unidad	Costo Unitario (USD)	Cantidad	Costo Total (USD)
CaCO3 M40/100	50 kg	11.75	20 Sacos	235.00
CAUSTIC SODA	55 lb	39.01	2 Sacos	78.02
CLAY-TROL XPR ®	55 gal	897.7	2 Canecas	1,795.40
MIL GLIDE ®	50 lb	164.2	2 Sacos	328.40
XANPLEX D ®	25 lb	171.64	13 Sacos	2,231.32
MIL GEL ®	100 lb	26.13	1 Sacos	26.13
NEW THIN ®	5 gal	152.45	4 Canecas	609.80
LATILUBE ®	55 Gal	1452.5	1 Caneca	1,452.50
LIME	55 lb	22.0	2 Sacos	44.00
BACTERICIDA	5 Gal	125.49	2 Canecas	250.98
Costo Total del Fluido de Perforación Actual				20,096.80
Recursos Humanos		Costo	Total Días	Costo Total
INGENIERIA	DIA	1,700.00	2.5	4,250.00
Costo Total (Fluido + Ingeniería)				24,346.80

**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 37. Costo del fluido de completamiento actual**

Costo del Fluido de Completamiento Actual				Total
Producto	Unidad	Costo Unitario (USD)	Cantidad	Costo Total (USD)
KCL	50 lb	100	80 Sacos	8,000.00
SODA CAUSTICA	25 lb	39.01	1 Saco	39.01
W334 ®	55 GAL	1600	1 Caneca	1,600.00
Costo Total del Fluido de Completamiento Actual				9,639.01
Recursos Humanos		Costo	Total Dias	Costo Total
INGENIERIA	Día	850	3	2,550.00
Costo Total (Fluido + Ingeniería)				12,189.01

**Fuente:** elaboración propia.

Este plan de fluidos fue suministrado por la empresa Baker Hughes y muestra los volúmenes estimados de cada producto con su respectivo costo individual en dólares estadounidenses (USD), ya que de esa manera se hacen los flujos de caja en la institución. Además, se muestra al final la sumatoria del total de los productos junto con el costo de ingeniería que se calculó mediante la tarifa promedio de cada uno de estos a partir de los días estimados que se va a utilizar cada fluido.

**7.1.2 Costo del Plan de Fluidos Diseñado.** El plan de fluidos diseñado consta de la misma dinámica que el plan de fluidos actual, es decir, se mantendrán los mismos costos unitarios ya que no tienen una variación significativa a través del tiempo y con el mismo manejo de volúmenes para hacer la comparación lo más exacta posible tanto técnica como financieramente. Las diferencias radican en la variación de concentraciones en el fluido de perforación y de completamiento ya explicadas en este proyecto, el cambio de productos a utilizar en cada fluido y la adición del fluido de tratamiento enzimático. Los costos de cada fluido se puede observar en la **Tabla 38**, la **Tabla 39** y la **Tabla 40**. Ya con el análisis de costos de cada fluido se va a proceder a evaluar el costo total de la campaña de los planes de fluidos en un horizonte de planeación definido por la empresa.

**Tabla 38.** Costo del fluido de perforación diseñado

Costo del Fluido de Perforación Diseñado				Total
Producto	Unidad	Costo Unitario (USD)	Cantidad	Costo Total (USD)
BIOLOSE ®	50 lb	131.6	80 Sacos	10,487.31
CaCO3 M 600	25 kg	7.25	103 Sacos	748.63
CaCO3 M 200	50 kg	11.75	103 Sacos	1,213.30
CaCO3 M 325	50 kg	11.75	72 Sacos	849.31
CAUSTIC SODA	55 lb	39.01	3 Sacos	100.93
CLAY-TROL XPR ®	55 gal	897.7	2 Canecas	1,795.40
XANPLEX D ®	25 lb	171.64	5 Sacos	781.61
BACTERICIDA	5 Gal	125.49	5 Canecas	627.45
Costo Total del Fluido de Perforación Actual				16,603.95
Recursos Humanos		Costo	Total Días	Costo Total
INGENIERIA	DIA	\$1,700.00	2.5	4,250.00
Costo Total (Fluido + Ingeniería)				20,853.95

**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 39.** Costo del fluido de completamiento diseñado

Costo del Fluido de Completamiento Diseñado				Total
Producto	Unidad	Costo Unitario (USD)	Cantidad	Costo Total (USD)
KCL	50 lb	100	81 Sacos	8,082.92
W334 ®	55 GAL	1600	1 Saco	1,600.00
BACTERICIDA	5 Gal	125.49	1 Caneca	125.49
Costo Total del Fluido de Completamiento Diseñado				9,808.41
Recursos Humanos		Costo	Total Días	Costo Total
INGENIERIA	Día	850	3	2,550.00
Costo Total (Fluido + Ingeniería)				12,358.41

**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 40.** Costo del fluido enzimático diseñado

Costo del Fluido Enzimático Diseñado			Total	
Producto	Unidad	Costo Unitario (USD)	Cantidad	Costo Total (USD)
CLAYTROL XPR®	55 gal	897.7	1 Caneca	897.70
MUDZYME S®	5 gal	6103.96	4 Canecas	23,420.29
MUDZYME X®	5 gal	1227.81	15 Canecas	18,843.94
FORMIATO DE SODIO	25 kg	10	48 Canecas	484.42
ÁCIDO FÓRMICO	5 gal	419.94	15 Canecas	6,445.08
INFLO 251 G®	55 gal	1000	1 Caneca	1,000.00
Costo Total del Fluido Enzimático Diseñado				51,091.42
Recursos Humanos		Costo	Total Dias	Costo Total
INGENIERIA	Día	850	1	850.00
Costo Total (Fluido + Ingeniería)				51,941.42

**Fuente:** elaboración propia.

## 7.2 COSTO DE LA CAMPAÑA DEL PLAN DE FLUIDOS

La campaña de fluidos a evaluar tendrá un horizonte de planeación de tres años por petición de la empresa, en donde el primer y segundo año se perforarán seis pozos por cada período de tiempo y en el tercer año, asumiendo que el plan de fluidos tiene éxito, se realizarán ocho pozos.

Cabe resaltar que el plan de fluidos actual no contiene evaluado el fluido de tratamiento enzimático ya que fue desarrollado hasta este proyecto de grado, así que si se hiciera con las condiciones dadas anteriormente no se tendría un balance financiero adecuado ya que se estarían evaluando dos fluidos con tres fluidos, por lo tanto se va a adicionar el fluido de tratamiento enzimático al plan de fluidos actual con el mismo valor para no generar un desbalance y que la diferencia de costos radique en el fluido de perforación y el fluido de completamiento. En la **Tabla 41** se muestra el costo total del plan de fluidos actual junto con los recursos humanos para un solo pozo y así mismo en la **Tabla 42** para el plan de fluidos diseñado.

**Tabla 41.** Costo del plan de fluidos actual para un pozo

Plan de Fluidos Usado Actualmente	
Fluido	Costo (USD)
Fluido de Perforación	24,346.80
Fluido de Completamiento	12,189.01
Tratamiento Enzimático	51,941.42
Costo Total del Plan de Fluidos + Recursos Humanos	88,477.23

**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 42.** Costo del plan de fluidos diseñado para un pozo

Plan de Fluidos Diseñado	
Fluido	Costo (USD)
Fluido de Perforación	20,853.95
Fluido de Completamiento	12,358.41
Tratamiento Enzimático	51,941.42
Costo Total del Plan de Fluidos + Recursos Humanos	85,153.78

**Fuente:** elaboración propia.

Por ende, el costo de la campaña de los planes de fluidos en el horizonte ya descrito con sus respectivos pozos serán los descritos en la **Tabla 43** y **Tabla 44**.

**Tabla 43.** Costo de la campaña del plan de fluidos usado actualmente

Plan de Fluidos Usado Actualmente		
Periodo (Año)	Numero de Pozos	Costo Total Por Periodo (USD)
1	6	530,863.37
2	6	530,863.37
3	8	707,817.82

**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 44.** Costo de la campaña del plan de fluidos diseñado

Plan de Fluidos Diseñado		
Periodo (Año)	Numero de Pozos	Costo Total Por Periodo (USD)
1	6	510,922.69
2	6	510,922.69
3	8	681,230.25

Por lo reflejado, el costo total de la campaña del plan de fluidos actual es mayor para cada año evaluado en comparación al plan de fluidos diseñado, sin embargo un análisis financiero correcto debe reflejar estos egresos en una serie uniforme de pagos mediante el método del CAUE como se describirá a continuación.

### 7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

Debido a que este proyecto se analiza a partir de la perspectiva de los costos para la empresa, se determinó que la mejor manera de evaluar este proyecto es mediante el método del CAUE, con el uso de la tasa interna de oportunidad (TIO), el valor presente de egresos (VPE) y el flujo de caja de efectivo, los cuales serán descritos a continuación.

**7.3.1 Tasa de Interés de Oportunidad.** Este valor representa la mínima tasa de interés de rentabilidad a la cual un inversionista está dispuesto a aceptar el proyecto.



La empresa Baker Hughes maneja una tasa del 12.4% de acuerdo a las juntas directivas.

**7.3.2 Valor Presente de Egresos.** Este valor representa simplemente un valor presente de un determinado número de flujos de caja de egresos en un período de tiempo, con el fin de evaluar el proyecto en el momento cero. Este valor se determina mediante la **Ecuación 15**.

**Ecuación 15.** Valor Presente de Egresos

$$VP_{\text{Egresos}} = P + \frac{FNE_1}{(1 + TIO)^1} + \frac{FNE_2}{(1 + TIO)^2} + \frac{FNE_3}{(1 + TIO)^3} + \dots + \frac{FNE_n}{(1 + TIO)^n}$$

**Fuente:** OROZCO, Johnny. Evaluación Financiera de Proyectos. Cuarta Edición

Donde:

P: Costo Inicial

FNE: Costos Anuales de Operación

TIO: Tasa de Interés de Oportunidad

Este valor es necesario para evaluar el proyecto mediante el CAUE, el cual se describirá de la siguiente manera.

**7.3.3 Costo Anual Uniforme Equivalente.** El método del CAUE consiste en convertir todos los ingresos y egresos en una serie uniforme de pagos. Sin embargo, el CAUE describe más propiamente los flujos de caja porque la mayoría de las veces la serie uniforme desarrollada representa costos.

Las evaluaciones de proyectos a gran escala requieren de comparación de alternativas con vida útil muy largas. Para este tipo de análisis, es importante reconocer que el costo anual de inversión inicial es simplemente igual al interés anual ganado sobre la suma total invertida, como el expresado por la **Ecuación 16**.

**Ecuación 16.** Costo Anual Uniforme Equivalente

$$CAUE = VP_{\text{egresos}} * \left[ \frac{TIO * (1 + TIO)^n}{(1 + TIO)^n - 1} \right]$$

**Fuente:** OROZCO, Johnny. Evaluación Financiera de Proyectos. Cuarta Edición

Donde:

VP: Valor Presente de Egresos.

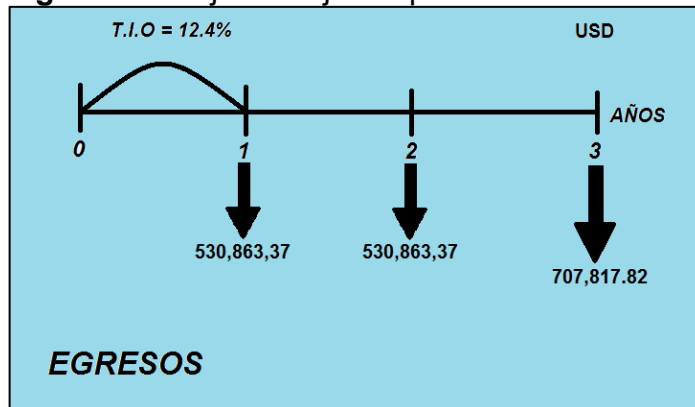
TIO: Tasa de interés.

n: Tiempo en años.

**7.3.4 Flujo de Caja de Efectivo.** Este diagrama representa cómo serán las salidas de efectivo en cada período de evaluación para tener una idea de cómo será el comportamiento de los proyectos en cada año.

A partir de lo anterior el flujo de caja para el plan de fluidos actual estará representado por la **Figura 41**.

**Figura 41.** Flujo de caja del plan de fluidos actual



Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, el valor presente de egresos será el siguiente:

$$VP_{\text{EGRESOS } 12.4\%} = - \frac{530,863.37}{(1 + 0.124)^1} - \frac{530,863.37}{(1 + 0.124)^2} - \frac{707,817.82}{(1 + 0.124)^3}$$

$$VP_{\text{EGRESOS } 12.4\%} = -1,390,943.75 \text{ USD}$$

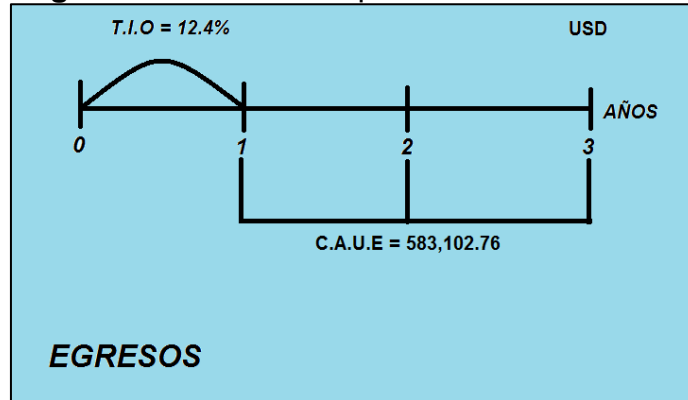
Y el costo anual uniforme equivalente tendrá un valor anual de:

$$CAUE = -1,390,943.75 * \left[ \frac{0.124 * (1 + 0.124)^3}{(1 + 0.124)^3 - 1} \right]$$

$$CAUE = -583,102.76 \text{ USD}$$

Este se ve reflejado en pagos uniformes en la **Figura 42**, donde se contempla el plan actual manejado por la empresa. A su vez se presenta el flujo de caja de egresos del plan de fluidos diseñado en el proyecto mediante la **Figura 43**.

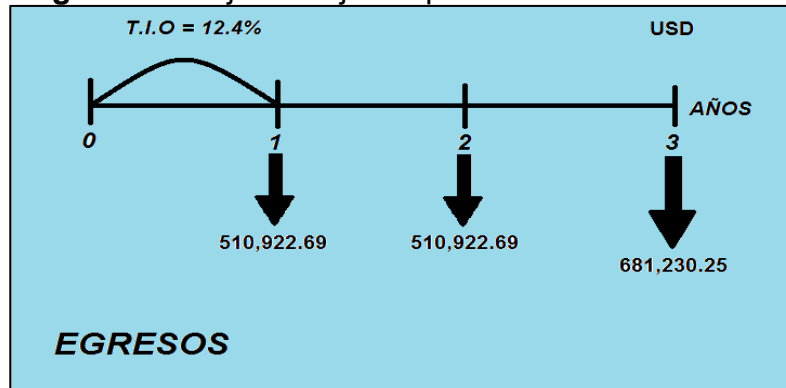
**Figura 42. C.A.U.E del plan de fluidos actual**



Fuente: elaboración propia.

Se compara entonces el escenario anterior con el que se muestra a continuación:

**Figura 43. Flujo de caja del plan de fluidos diseñado**



Fuente: elaboración propia.

Así mismo el valor presente de egresos de acuerdo al flujo de caja es:

$$VP_{\text{EGRESOS } 12.4\%} = -\frac{510,922.69}{(1 + 0.124)^1} - \frac{510,922.69}{(1 + 0.124)^2} - \frac{681,230.25}{(1 + 0.124)^3}$$

$$VP_{\text{EGRESOS } 12.4\%} = -1,338,696.10 \text{ USD}$$

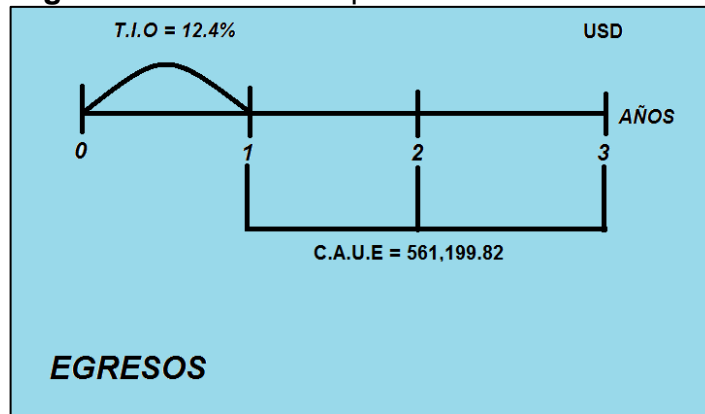
De este modo el costo anual será el siguiente:

$$CAUE = -1,338,696.10 * \left[ \frac{0.124 * (1 + 0.124)^3}{(1 + 0.124)^3 - 1} \right]$$

$$CAUE = -561,199.82 \text{ USD}$$

Finalmente la serie uniforme de pagos se verá reflejada en la **Figura 44**.

**Figura 44.** C.A.U.E del plan de fluidos diseñado



**Fuente:** elaboración propia.

Una vez analizados los planes de fluidos individualmente, se presenta la comparación pertinente en la **Tabla 45** de los planes de fluidos considerados, en conjunto con sus respectivos valores de VP y CAUE.

**Tabla 45.** Resumen de los costos del plan de fluidos actual y diseñado

Item	VP (USD)	CAUE (USD)
Plan de Fluidos Actual	-1,390,943.75	-583,102.76
Plan de Fluidos Diseñado	-1,338,696.10	-561,199.82

**Fuente:** elaboración propia.

De tal manera se determina que el proyecto más viable en este caso será el plan de fluidos diseñado en este proyecto, puesto que representa una disminución de 21,903 USD al comparar los pagos anuales que deberá realizar la operadora. Así, el análisis establece que el proyecto permitirá disminuir los costos de la operación, teniendo a su vez un desarrollo técnico mucho más eficiente que el anterior y realizando la adición de un nuevo fluido de tratamiento que será beneficioso para las actividades de la empresa.

## 8. CONCLUSIONES

- Se comprobó mediante el análisis mineralógico XRD y SEM que la formación evaluada correspondía a una arenisca con bajos contenidos de arcilla (menor a un 10%) y los valores correspondientes de permeabilidad (1600 mD) y de porosidad (20%) para la evaluación de los fluidos descritos en el proyecto.
- Se diseñó un fluido para la perforación de la zona de yacimiento del campo A el cual disminuye el impacto sobre la formación dado que se obtienen bajos valores de filtrado API ( $3.9 \text{ cm}^3$ ) y de filtrado PPT ( $8.2 \text{ cm}^3$ ) para un período de 30 minutos, generando una menor invasión.
- Se identificó que el puenteo realizado mediante el uso de 20 lpb de carbonato malla 200, 14 lpb de carbonato malla 325 y 10 lpb de carbonato malla 600 fue el adecuado para la formación de interés de 1600 mD, lo cual se validó mediante el uso del programa Bridgewater®.
- Se validó que los valores de viscosidad plástica de 23 cP y de yield point de 22 lb/100ft<sup>2</sup>, obtenidos en el fluido de perforación diseñado, generan un óptimo desempeño del fluido en la remoción de recortes, obteniendo un valor máximo de encamamiento del 10% en la zona horizontal, tal como se mostró en el programa Advantage®. Dichos valores permitirán conservar el pozo “in gauge” de forma que será posible realizar con facilidad el completamiento del hueco abierto mediante un gravel pack.
- Se comprobó que el cloruro de potasio es la sal más adecuada para elaborar una salmuera de 8.4 libras por galón para el Campo A considerando el enfoque sobre el daño de formación, como lo reflejan sus valores de sólidos suspendidos (1 mg/L), calcio (0 mg/L) y color (6 Pt/Co) en comparación a los valores obtenidos en las otras salmueras consideradas.
- Se constató mediante el programa Displex® que el fluido de completamiento no genera una presión excesiva (máxima de 2875PSI) que pudiera generar una fractura en el reservorio con los parámetros utilizados de 1 bpm y con el tren de fluidos diseñado, desplazando así el fluido de perforación en su totalidad.

- Se demostró que el tratamiento enzimático diseñado es eficiente en la remoción de cake a condiciones de presión (250 psi) y temperatura (150 °F), retirando el 93.87% del peso de cake y devolviendo la capacidad de flujo original de un disco de aloxita (12.5 ml/seg), en un período de aplicación de tratamiento de tan solo 4 horas.
- Se identificó que el tratamiento enzimático genera una acción rompedora eficaz del cake a lo largo del tiempo, mostrando la continua actividad de las enzimas sobre la degradación de los polímeros.
- Se realizaron pruebas de compatibilidad entre los fluidos diseñados (fluido de perforación, fluido de completamiento y tratamiento enzimático) y los fluidos de la formación (crudo y agua), reflejando que no existe incompatibilidad por precipitados ni emulsiones a lo largo del tiempo, por lo cual los primeros pueden ser aplicados sin restricción alguna en el campo A.
- Se evidenció un daño generado por el fluido de perforación de 16.6% en la prueba de retorno de permeabilidad, el cual por experiencia de la empresa es un valor adecuado para un fluido de perforación de yacimiento (Menor al 30%).
- Se demostró por medio de pruebas de retorno de permeabilidad que el tratamiento enzimático diseñado en el laboratorio es efectivo para disminuir el daño de formación generado por el fluido de perforación desde un 16.6% hasta un 7.2%, reduciendo el daño en un 56.6%.
- Se determinó que el plan de fluidos diseñado es 21,903 USD menos costoso que el plan de fluidos actualmente usado mediante el indicador del Costo Anual Uniforme Equivalente.

## 9. RECOMENDACIONES

- Realizar el análisis de puenteo para el lodo según se requiera conforme cambien las características de permeabilidad del yacimiento debido a la heterogeneidad que se presenta.
- Evaluar la posibilidad de emplear fluidos de completamiento diferentes a salmueras con un enfoque hacia la mitigación del daño de formación.
- Evaluar la posibilidad de realizar cambios en las concentraciones manejadas sobre el tratamiento enzimático de acuerdo a las características del lodo que se esté manejando.
- La aplicación del tratamiento enzimático varía de acuerdo a la permeabilidad del yacimiento, por lo cual se recomienda aplicarlo para zonas entre 1000 y 1600 mD.
- Ejecutar las formulaciones desarrolladas en el proyecto a nivel de campo.
- Evaluar cual es el efecto del lubricante líquido en el fluido de perforación con respecto al daño de formación
- Realizar las pruebas de rolado en el laboratorio para los fluidos diseñados.

## BIBLIOGRAFÍA

AGUILERA, Roberto. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. Segunda Edición. ANH, 2010.

ALLEN, Thomas O. y ROBERTS, Alan P. Production operations: well completions, workover, and stimulation. Volume 1.

ANGULO, Amada. Bioquímica (Quinto Semestre). 2012.

ANH. Open Round Colombia 2010: Llanos Orientales. 2010.

BAKER HUGHES. Drilling Fluids Reference Manual. Houston, Texas: Baker Hughes Incorporated, 2006. 775 p.

BAKER HUGHES. Fluids Facts Engineering HandBook. Houston, Texas: Baker Hughes Incorporated, 2014.

BARBOSA GÓMEZ, Leonardo. Clasificación de los Fluidos de Perforación y Criterios para su Selección. Fundación Universidad de América.

BARRERO, Darío. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá: ANH, 2007.

ECOPETROL S.A. Oportunidades Cuenca Llanos Orientales. Recuperado de <file:///G:/Drilling/Atlas%20Geologico%20de%20Colombia/Espanol/nav.htm?combo=index.htm&button.x=10&button.y=15>

GOMEZ, Jose Alejandro. Cuencas Sedimentarias Campos Petrolíferos y de Gas en Colombia. Bucaramanga, 1984, 220 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta Actualización, 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 33 p.

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. 1 ed. Bogotá: El instituto, 2008. 38 p.

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. 1 ed. Bogotá: El instituto, 2008. 23 p.

PARIS, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Astrodata, 2009.

MALAGÓN, Jonathan. La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. Bogotá: PNUD, 2016, 80 p.



MI SWACO. Engineering Drilling Fluid Manual. 1998

MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. ANH, 2009.

Universidad Nacional Abierta y a Distancia. Evaluación del Costo Anual Equivalente(CAUE). 2005

ZAMORA, Armando. Informe de Prospectividad Área Crudos Pesados. ANH, 2008.

ZEISS, Carl. Cuenca Llanos Orientales. ANH, 2012, 46 p.

**ANEXOS**

**ANEXO A.**  
**RECAPS POZOS DEL CAMPO A**

Información General				
Pozos	Fechas	Profundidad	Máxima Inclinación	Longitud de la Zona de Yacimiento
<b>POZO 1</b>	31/05/17	5875	90.3	575
<b>POZO 2</b>	16/06/17	6205	91.36	653
<b>POZO 3</b>	10/04/17	6250	66.9	897
<b>POZO 4</b>	01/07/17	5020	54	417
<b>POZO 5</b>	14/08/17	4817	37.15	556
<b>POZO 6</b>	28/07/17	5750	72.51	483
<b>POZO 7</b>	16/05/17	4822	46.38	381
<b>POZO 8</b>	14/09/17	5541	90.25	562
<b>POZO 9</b>	03/05/17	4580	30.5	295
<b>PROMEDIO</b>	-	5428.89	64.37	535.44

Concentraciones de Productos												
CLAYTROL XPR	BIOLOSE	CAUSTIC SODA	MIL GLIDE	CaCO3 M 200	CaCO3 M 325	CaCO3 M 600	CaCO3 M40/100	XANPLEX D	LIPCIDE G2	NEW THIN	LIME	LATILUBE
1.78	5.5	-	0.26	8.9	15.32	9.7	-	1.34	-	-	-	-
1.13	4.905	0.045	0.285	10.815	14.865	10.815	1.335	1.34	-	-	-	-
1.47	3.07	-	0.12	7.95	7.52	-	-	0.29	-	-	-	-
1.5	-	0.18	0.16	7.13	15.14	8.55	-	0.53	0.16	0.39	0.18	0.705
1.295	-	0.725	0.14	-	-	-	1.235	0.335	0.07	-	-	2.3
1.805	4.165	0.46	0.215	7.98	9.24	9.575	0.955	0.65	0.085	-	-	0.375
1.47	3.07	-	0.12	-	7.52	10.9	-	0.29	-	-	-	-
-	-	-	0.61	-	7.38	12.07	-	0.79	0.12	-	-	-
0.9	5.62	-	0.19	12.82	-	-	-	0.53	-	-	-	-
1.42	4.39	0.35	0.23	9.27	11.00	10.27	1.18	0.68	0.11	0.39	0.18	1.13

Propiedades Lodo												
Densidad (ppg)	VP (cP)	YP (lb/100 ft2)	Geles (lb/100 ft2)			Filtrado API (cc/30 min)	pH	MBT (ppb)	% Solidos	PPT 10 micrones	PPT Spurt Loss	Coeficiente Lubricidad
			10 Segundos	10 Minutos	30 Minutos							
8.85	14.5	26.5	8	13	15	4.9	9.55	3.75	5.5	13.2	3	0.249
8.8	13.5	23	6	9	10	4.7	9.8	3.75	5	14.7	3	-
8.95	10.5	18.5	5	12	18	4.9	9.55	10	4.5	-	-	-
8.95	22.5	26	7	14	19	4.9	9.7	7.5	4	13.6	1.2	-
8.75	13.5	26	10	15	18	5.4	10.4	8.75	2.85	-	-	-
8.9	13	26	9	14	17	4.95	9.75	7.5	4.5	15.2	-	-
8.85	12	20.5	5	12	18	4.9	9.55	10	4.5	-	-	-
8.75	14.5	24	7	14	20	4.7	10.3	2.5	-	-	-	-
8.95	13	15.5	6	8	11	4.9	9.4	7.5	-	-	-	-
8.86	14.11	22.89	7.00	12.33	16.22	4.92	9.78	6.81	4.41	14.18	2.40	0.25

Parametros	Pozos Completamientos							
	POZO 1		POZO 2		POZO 3		POZO 4	
Profundidad Media	5875		6205		5750		4.822	
Maxima Inclinación	90.3		91.36		72.51°		46.38	
Longitud de la Zona de Yacimiento	575		653		483		381	
Producto	Unidad	Cantidad	Unidad	Cantidad	Unidad	Cantidad	Unidad	Cantidad
KCL	50 lb	30	50 lb	30	50	22	50 lb	20
SODA CAUSTICA	25 lb	1	25 lb	1				
XANPLEX D	25 Lb	2			25	1		
W334	US55GAL	1	US55GAL	1	55	1	US55GAL	1
LIPCIDE G-2					5	1		
	Comentarios Relevantes del Pozo		Comentarios Relevantes del Pozo		Comentarios Relevantes del Pozo		Comentarios Relevantes del Pozo	
	El proceso de desplazamiento correo es un tren de piladoras alcalina-viscosa-agua		Hay posibilidad de contaminar la salmuera con la grava		Considerar emplear un solvente mutual		Hay que tener en cuenta la turbidez del agua	

ANEXO B.

PRUEBAS DE LA SALMUERA.

# **Recommended Practice for Analysis of Oilfield Waters**

RECOMMENDED PRACTICE 45  
THIRD EDITION, AUGUST 1998



**Helping You  
Get The Job  
Done Right.™**

### **5.3.12 Chemical Oxygen Demand (COD)**

COD is used as a measure of the oxygen equivalent of the organic matter content of a sample that is susceptible to oxidation by a strong chemical oxidant. COD is often used as an indicator of water "pollution" by organic materials.

#### **5.3.12.1 COD (Open Reflux Method)**

##### **5.3.12.1.1 Principle**

A sample is refluxed in a strongly acid solution with a known excess of potassium dichromate ( $K_2Cr_2O_7$ ). After digestion, the remaining unreduced  $K_2Cr_2O_7$  is titrated with ferrous ammonium sulfate to determine the  $K_2Cr_2O_7$  consumed.

##### **5.3.12.1.2 Interferences**

*This method cannot be used for samples containing more than 2000 mg/L  $Cl^-$ . Other techniques must be used. Volatile straight-chain aliphatic compounds are not oxidized to any appreciable extent. Reduced inorganic species, such as ferrous iron, sulfide, manganous manganese, etc., are oxidized quantitatively.*

##### **5.3.12.1.3 Procedure Reference**

SM 5220-B, p. 57.

##### **5.3.12.1.4 Precision and Accuracy**

The minimum detection concentration is 1 mg/L carbon. Precision is about 10 percent, bias about 5 percent.

### **5.3.13 Conductivity**

The conductivity of an oilfield water is a measure of the ability of ions in the water to carry (conduct) an electric current. The current carried through the water is a function of the relative velocities with which the different ions move. Various ions differ widely in their velocity and in their effect on resistivity. In addition, temperature of the electrolyte affects the ionic velocities and, consequently, the conductivity.

Conductivity measurements are often converted to resistivity measurement for use in the interpretation of electric well logs. Such log interpretations are beyond the scope of this document. However, the graph in Appendix A has been retained from earlier versions of this standard to assist those users who still desire to use a resistivity measurement to interpret well resistivity logs. This graph estimates resistivity by plotting equivalent sodium chloride concentration and temperature.

#### **5.3.13.1 Conductivity (Instrumental Method)**

##### **5.3.13.1.1 Principle**

A dip cell (conductivity cell) containing two platinum electrodes of a fixed area and at a fixed distance apart are immersed

venting its development. High concentrations of sulfide may inhibit full color development, requiring a dilution of the sample. Some loss of sulfide may occur when the sample is diluted.

#### 5.3.32.3.3 Procedure Reference

SM 4500-S<sup>2-</sup>-D, p. 4–126.

#### 5.3.32.3.4 Summary

This test method is available in kit form.

#### 5.3.32.3.5 Precision and Accuracy

The accuracy as reported in SM 4500-S<sup>2-</sup> is approximately  $\pm 10$  percent.

#### 5.3.32.4 Sulfide (Garrett Gas Train Method)

##### 5.3.32.4.1 Principle

The concentration of soluble sulfides can be quantitatively determined by acidifying a solids-free, filtered water in a Garrett Gas Train. Sulfides convert to hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S) which is carried by an inert gas into a Drager tube. The tube changes color in direct proportion to the amount of H<sub>2</sub>S produced. Soluble sulfides include H<sub>2</sub>S, sulfide (S<sup>2-</sup>) ion, and bisulfide (HS<sup>-</sup>) ion.

##### 5.3.32.4.2 Interferences

No contaminant common to the oilfield will cause a similar color change inside the Drager tube. The carrier gas should be nitrogen, but carbon dioxide is acceptable. Avoid air or other oxygen-containing gases.

##### 5.3.32.4.3 Procedure Reference

API RP 13B-1, Second Edition.

##### 5.3.32.4.4 Precision and Accuracy

With proper sample sizing and volumes of gas through the tubes, the accuracy is approximately 10 percent.

#### 5.3.33 Total Dissolved Solids (TDS)

Solids refer to matter dissolved (Total Dissolved Solids) or suspended (Total Suspended Solids) in water or wastewater. Solids may affect water quality in a number of ways. Waters with high dissolved solids generally are of inferior quality to waters with low dissolved solids for any number of industrial processes.

The total dissolved solids determination is used as a check on specific gravity and resistivity. Charts have been prepared by a number of laboratories to compare these values and, unless the values are relatively close, the results are checked.

If the difficulty cannot be resolved, the analysis is re-run. These charts are based on experience and are very useful in avoiding gross errors.

#### 5.3.33.1 TDS (Calculation Method)

##### 5.3.33.1.1 Principle

Most oilfield brines are water solutions of sodium chloride, with lesser amounts of calcium chloride, magnesium chloride, and other metal salts. This calculation method determines total dissolved solids from the sum of the concentrations of the individual ions.

##### 5.3.33.1.2 Interferences

Calculation of the total dissolved solids is subject to error, because all the cations and anions are not determined in an oilfield brine analysis.

##### 5.3.33.1.3 Procedure

The results of the analyses in mg/L for all of the cations and anions are added. The procedure is not applicable, unless a complete mineral analysis of the water is available.

##### 5.3.33.1.4 Example Calculation

Ions Determined	Concentration, mg/L
Sodium	14,000
Calcium	2,100
Magnesium	500
Sulfate	1,200
Bicarbonate	1,300
Chloride	24,100
Total Dissolved Solids:	43,200

##### 5.3.33.1.5 Precision and Accuracy

The precision and accuracy of this method depend upon the quality of the analytical data. However, the accuracy is usually within  $\pm 5$  percent of the amount calculated.

#### 5.3.33.2 TDS (Gravimetric Method)

##### 5.3.33.2.1 Principle

A well mixed sample is filtered through a standard glass-fiber filter. The filtrate is evaporated to dryness in a weighed dish and dried to constant weight at 180°C. The increase in dish weight represents the total dissolved solids.

##### 5.3.33.2.2 Interferences

Highly mineralized waters may contain hygroscopic minerals that require prolonged drying, proper desiccation, and rapid weighing. Limit the sample to no more than 200 mg residue to minimize water trapping in the residue.

### 5.3.33.2.3 Procedure Reference

SM 2540-C, p. 2–55.

### 5.3.33.2.4 Summary

Total dissolved solids is an important water quality parameter, especially for oilfield water compatibility issues.

### 5.3.33.2.5 Precision and Accuracy

The precision as listed in SM 2540-C had a standard deviation of 21.2 mg/L.

## 5.3.34 Total Organic Carbon (TOC)

The total organic carbon in water and wastewater is composed of a variety of organic compounds in various oxidation states. Some of these carbon compounds can be oxidized further by biological or chemical processes, and the biochemical oxygen demand (BOD) and chemical oxygen demand (COD) may be used to characterize these fractions. However, the presence of organic carbon that does not respond to either the BOD or COD test makes them unsuitable for the measurement of total organic carbon.

Total organic carbon (TOC) is a more convenient and direct expression of organic matter than either BOD or COD, but does not provide the same kind of information. Unlike BOD or COD, TOC is independent of the oxidation state of the organic matter and does not measure other inorganically bound elements, such as nitrogen and hydrogen. TOC also does not measure inorganic bound elements that can contribute to the oxygen demand measured by BOD and COD. TOC does not replace BOD and COD testing.

### 5.3.34.1 TOC (Combustion-Infrared Method)

#### 5.3.34.1.1 Principle

The sample is injected into a heated reaction chamber packed with an oxidative catalyst. Water is vaporized and organic carbon is oxidized to CO<sub>2</sub> and water. The CO<sub>2</sub> is carried to a nondispersive infrared analyzer for measurement of total carbon. Inorganic carbon is determined by oxidizing another sample in a separate reaction chamber (where organic carbon is not oxidized). Total organic carbon is determined by subtraction.

#### 5.3.34.1.2 Interferences

Removal of carbonate and bicarbonate by acidification and purging with a purified gas results in loss of volatile organic substances. Any contact with organic material may contaminate the sample.

#### 5.3.34.1.3 Procedure References

- SM 5310-B, p. 5–11.
- ASTM D2579-85, Vol. 11.02, p. 40.

### 5.3.34.1.4 Summary

The results of this analysis method is heavily dependent on sampling and storage conditions. Specific sample container cleaning procedures are given in both references.

### 5.3.34.1.5 Precision and Accuracy

The minimum detection concentration is 1 mg/L carbon. The difficulty in sampling particulate matter on unfiltered samples limits the precision to about 5 to 10 percent. On clear samples, precision approaches 1 to 2 percent.

## 5.3.35 Total Suspended Solids (TSS)

Solids refer to matter suspended or dissolved in water or wastewater. Solids may affect water quality in a number of ways. Waters with high suspended solids generally are of inferior quality to waters with low suspended solids for most oilfield uses.

Membrane filter procedures are covered in NACE TM01-73.

### 5.3.35.1 TSS

#### 5.3.35.1.1 Principle

A well-mixed sample is filtered through a weighed standard glass-fiber filter and the residue retained on the filter is dried to a constant weight at 103° to 105°C. The increase in the weight of the filter represents the total suspended solids.

#### 5.3.35.1.2 Interferences

Exclude large floating particles or submerged agglomerates of nonhomogeneous materials if they are not thought to be part of the suspended solids of the water being analyzed. For samples high in dissolved solids, thoroughly wash the filter to ensure removal of salts. Excessive residue on the filter may cause clogging and produce high results.

#### 5.3.35.1.3 Procedure Reference

SM 2540-D, p. 2–56.

#### 5.3.35.1.4 Summary

Total suspended solids is an important water quality parameter, especially for oilfield injection waters. Total suspended solids are a convenient measure of water quality changes across many types of process equipment.

#### 5.3.35.1.5 Precision and Accuracy

The precision as listed in SM 2540-D had a standard deviation of 6.0 mg/L.



**ANEXO C.**

**API RP42.**

**PRACTICAS RECOMENDADAS API  
PARA  
PRUEBAS DE LABORATORIO  
SURFACTANTES PARA  
ESTIMULACION DE POZOS**

**PUBLICACION OFICIAL**

**AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE  
WASHINGTON, D.C.**

**PUBLICADO POR  
AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE  
DEPARTAMENTO DE PRODUCCION**

**211 North Hervis, Suite 1700**

**Dallas TX 75201**

---

**Copyright © 1977 American Petroleum Institute**

## **PRACTICAS RECOMENDADAS PARA PRUEBAS DE LABORATORIO DE LOS SURFACTANTES PARA ESTIMULACION DE POZOS**

### **ALCANCE**

**A.** Los surfactantes son frecuentemente agregados a fluidos de tratamiento para estimulación de pozos de inyección, de aceite, o gas desarrollando una o más de las siguientes funciones:

1. Prevenir o disminuir la emulsión de fluidos de tratamiento con fluidos de formación,
2. Reducir la saturación de agua,
3. Alterar la mojabilidad,
4. Suspender partículas finas desplazadas por el tratamiento para removerlas o redistribuirlas, y
5. Estabilizar espuma o emulsión en el fluido de tratamiento

**B.** Esta diversidad de funciones tiene como resultado la disponibilidad de un gran número de productos para usarse en operaciones de producción del petróleo. Pruebas con surfactantes se describen en este artículo para comparar cualitativamente el desempeño de estos surfactantes y demostrar lo descrito en el Párrafo A, de los puntos 1-4. Los procedimientos mostrados son los siguientes:

1. Pruebas de emulsión y sludge,

2. Medición del flujo de fluidos a través de núcleos

3. Medición de la tensión interfacial, y

4. Medición de mojabilidad

La actividad química de un surfactante depende de su ambiente químico, presión, temperatura y tiempo, por lo que el usuario deberá realizar pruebas con el surfactante usando todos los aditivos que serán empleados en el tratamiento de pozo en las concentraciones apropiadas. El lote de producción y el shelf life podrían tener efectos en las propiedades de los surfactantes, así que en muchos casos cada uno de estos puntos puede ser considerado en la evaluación del surfactante.

### **SECCION 1**

#### **PRUEBAS DE EMULSION PARA CARACTERIZACION DE LOS SURFACTANTES EN ACIDO, SALMUERA O ACEITE**

#### **USOS Y PROPOSITOS DE LAS PRUEBAS DE EMULSION.**

1. El propósito de las pruebas de emulsión es indicar la tendencia de los surfactantes a incrementar o disminuir la emulsión de un sistema particularmente en aceite-salmuera o ácido-aceite. Estas pruebas son diseñadas para indicar la tendencia de un sistema a emulsionarse pero no determina cuando ocurre esta emulsión o si persiste durante la

operación de estimulación de un pozo. Debido a que la estabilidad de las emulsiones puede aumentar por la presencia de sólidos finos, frecuentemente creados en el proceso de estimulación del pozo, todas las pruebas de los surfactantes deberán incluir el uso de partículas finas como un componente.

#### EQUIPO Y MATERIALES

2. El equipo y materiales necesarios para pruebas de emulsión incluyen:
  - a. Mezclador de alta velocidad (Hamilton Beach Modelo 936 o su equivalente con cabeza disco Standard o agitador Sargent-Welch S-76695).
  - b. Vasos de precipitado de 400 ml para mezclar
  - c. Cilindro graduado de 100 ml.
  - d. Cronometro
  - e. Jeringas de 1 ml graduadas.
  - f. Solución Ácida conteniendo inhibidor de corrosión y otros aditivos.
  - g. Aceite del pozo.
  - h. Surfactantes.
  - i. Núcleos de formación cuando se tengan disponibles o harina sílica (Super\_Sil 200, Penn-Glas Sand Corp.) y bentonita (Wyoming bentonita sodica, tipo de cemento, sin tratamiento)

#### PROCEDIMIENTO

##### PRUEBAS DE ACIDIFICACION EN ARENAS.

3. Prepare parcialmente el ácido gastado mediante la reacción de dos litros de ácido con uno de arena de formación. La solución ácida debe contener 3% de ácido fluorhídrico (HF), 12 % de ácido clorhídrico, la concentración recomendada de inhibidor de corrosión y cualquier otro aditivo a ser evaluado en el tratamiento actual. Si la formación de arena no está disponible, utilice una mezcla de un litro con un 50% de harina sílica y un 50% de bentonita para gastar el ácido y proveer contenido de sólidos. Permita que la solución ácida permanezca en contacto con los sólidos por al menos 24 horas.
4. Decante la solución ácida gastada y almacene en un contenedor plástico para pruebas.
5. Disperse 2.5 gramos de formación finamente pulverizada o 2.5 gramos de un 50% de harina sílica con 50% de bentonita mezclada en 25 ml de ácido gastado.
6. Adicione 75 ml de aceite crudo a la solución de ácido gastado. Emulsifique la solución mezclándolo de 14,000 a 18,000 rpm por 30 segundos. Vacíe la emulsión inmediatamente dentro de un cilindro graduado de 100 ml y registre el volumen de rompimiento de agua a los 15 minutos, 1 hora y 24 horas. Las pruebas son usualmente conducidas a temperatura ambiente de laboratorio.

7. Repita el procedimiento en los pasos 5 y 6 omitiendo el desmulsificante.

**PRUEBAS DE ACIDIFICACION EN CARBONATOS. PRUEBA CON ACIDO VIVO.**

8. Use una solución ácida la cual incluya todos los aditivos en la misma concentración como está preescrito en el tratamiento del fluido. Debería ser necesario correr una serie de pruebas y analizarlas para seleccionar el sistema no-emulsificante más efectivo. Disperse 2.5 gramos de un 90% de harina silica-10% de bentonita mezcle en 50ml de solución ácida.
9. Agregue 50 ml de aceite del pozo a la dispersión ácida. Emulsifique la solución con el mezclador a 14,00 – 18, 000 rpm por 30 segundos. Vierta inmediatamente la emulsión en un cilindro graduado a 100 ml y registre el volumen de rompimiento de agua en intervalos de tiempo transcurridos como se indica en la Figura 1 (referirse al Párrafo 15). Las pruebas son usualmente realizadas a temperatura ambiente del laboratorio.
10. Repita los pasos del Párrafo 8 y 9 omitiendo el desmulsificante.
11. Repita la preparación de la solución del Párrafo 8 pero use 25 ml de dispersión ácida con 75 ml de aceite crudo en la prueba descrita en el Párrafo 9 y 10.

**PRUEBAS DE ACIDIFICACION EN CARBONATOS. PRUEBA CON ACIDO GASTADO.**

12. Gaste la solución ácida conteniendo todos los aditivos excepto el desmulsificante con un exceso de roca de formación fragmentada. Este ácido deberá gastarse en un tiempo de 24 horas. Si el tiempo es una limitante, permita que el ácido este en contacto con los sólidos de formación hasta que deje de efervecer. Agite suavemente la mezcla para dispersar los finos; decante el ácido con los finos suspendidos en otro contenedor.
13. Si la roca de formación no está disponible prepare una solución de ácido gastado, sintética agregando cloruro de calcio grado reactivo y agua a una concentración equivalente a la concentración del cloruro en el ácido vivo. La solución deberá contener todos los otros aditivos que son usados para el tratamiento del pozo, cada uno de ellos a la concentración recomendada. Ajuste el pH a un valor entre 1 y 5 usando ácido clorhídrico. Si en una solución ácida diferente a ácido clorhídrico es usada, use la sal de calcio apropiada. Disperse 2.5 gr de un 90 % harina silica-10% bentonita mezcle en 50 ml de solución ácida.
14. Prepare la emulsión con ácido gastado como se describe en el párrafo 9-11 y registre los datos.

**REPORTANDO RESULTADOS DE PRUEBA**

15. Los resultados deberán ser registrados como se muestra en el formato de la figura 1. Los resultados son reportados en porcentaje del volumen total de la fase acuosa original, el 100 % representa el porcentaje total de rompimiento de la fase acuosa. Adicionalmente se anotará, el grado del rompimiento de agua incluyendo la información que aparece en la columna del formato, como el volumen de la capa de sedimento, calidad de la interfase (ej. Definida o difusa) y la capa de aceite que se mantenga adherida al cilindro en la capa de agua.
16. Una opción es ir tomando fotos del sistema en emulsión hasta que se haya completado el periodo de prueba.

**PRUEBA DE SLUDGE ACIDO**

17. Algunos aceites crudos en contacto con el ácido tienen precipitados llamados sludges, aunque el sistema pueda no exhibir la tendencia a emulsionar. Las pruebas descritas en los párrafos 18-21 son procedimientos útiles para demostrar la tendencia a formar un sludge en condiciones de laboratorio. Con este método no puede determinarse si existe o no la tendencia a formar sludge en condiciones de campo o si el agente antisludge realiza satisfactoriamente su función en estas condiciones.

**EQUIPOS Y MATERIALES**

18. Los siguientes equipos y materiales son requeridos para realizar las pruebas de determinación de sludge.
  - a. Agente surfactante, agente antisludge
  - b. Solución ácida conteniendo el inhibidor de corrosión y todos los demás aditivos excepto el agente antisludge.
  - c. Aceite crudo.
  - d. Baño maría, controlador de temperatura.
  - e. Botellas con tapa atornillable.
  - f. Malla de acero inoxidable No.100 de 3 pulgadas cuadrada.
  - g. Pizeta con soltrol 130 (Phillips Petroleum Co.)
  - h. Pizeta con agua.

**PROCEDIMIENTO**

19. Vaciar el ácido dentro de una botella limpia, agregar un volumen equivalente de aceite crudo libre de sólidos y emulsión. Cubra la botella y agite vigorosamente, coloque la mezcla en el baño maría a temperatura de formación y manténgalo estático por un mínimo de 4 horas preferentemente 24 horas. Cuidadosamente vierta la muestra a través de una malla de acero inoxidable # 100. Si no hay sólidos remanentes sobre la malla no habrá formado sludge. Si los

sólidos están presentes, lavar alternativamente la malla con agua tibia y soltrol 130. Esto removerá emulsiones y parafinas, pero no removerá sludge causado por ácido. Describa la cantidad de sludge, de acuerdo al listado. Reporte el resultado en los recuadros en una sección del formato mostrado en la figura 1.

***Sin sludge-*** ninguna partícula sólida retenida sobre la malla.

***Trazas-*** Muy pocas partículas pequeñas sobre la malla.

***Moderada-*** Partículas evidentemente presentes sobre la malla.

***Abundante-*** Muchas partículas grandes

20. Repetir los procedimientos del párrafo 19 usando el agente antisludge con las concentraciones especificadas por el proveedor.

21. Los agentes antisludge pueden influenciar en las pruebas de emulsión. Si un agente antisludge es empleado en una solución de tratamiento de un pozo, las pruebas de emulsión deberían incluir al agente como parte del sistema de pruebas.

**ANEXO D.**  
**RETORNO DE PERMEABILIDAD.**



## ANEXO E.

### FICHAS TECNICAS DE LOS PRODUCTOS UTILIZADOS.



## MIL-GLIDE

### Spherical glass drilling bead

Baker Hughes MIL-GLIDE™ glass beads are designed to reduce torque and drag in drilling, logging, and casing operations. The beads acts like tiny ball bearings to reduce friction associated with metal to metal or metal to formation contact. MIL-GLIDE beads are designed to lower friction, thus reducing torque and drag in most water-based and oil/synthetic-based fluids.

#### Recommended Treatment

Water-based and oil/synthetic-based fluid systems should be treated at concentrations ranging from 2-6 lbs/bbl (12-17kg/m<sup>3</sup>). Treatments of 6-10 lbs/bbl (17-29 kg/m<sup>3</sup>) are suggested for spotting during wireline and casing operations. MIL-GLIDE beads will be removed from the mud system by the solids control equipment. The product should be replenished as needed to maintain the recommended concentration.

#### Environmental Information

For information concerning environmental regulations applicable to drilling fluids products from Baker Hughes, contact the Health, Safety and Environmental department.

#### Shipping

Transportation of MIL-GLIDE beads is not restricted by either international or USA regulatory agencies. This product is not classified as dangerous goods for transport by land, inland waterways, sea or air.

#### Packaging

MIL-GLIDE beads are packaged in 5-gallon plastic pails.

#### Typical Physical Properties

Sieve	30 mesh
Specific Gravity	2.50 g/cc
Compressive Strength	30,000 psi minimum

#### Applications

- Lubricant for drilling, logging or casing running operations
- Effective in most water-based and oil/synthetic-based drilling fluids

#### Benefits

- Lowers friction, reducing torque and drag for increased drilling efficiency
- Increases ROP

#### Features

- Spherical boundary lubricant
- Effective in a broad range of fluid systems
- Roundness: minimum of 75% true spheres when tested visually
- Consistent, uniform sizing
- High compressive strength
- Insoluble in water





Level: L4 - References Tier: GLB - Global  
Document Type: Reference  
Sub Element: Operations  
Doc Number: OPS-GLB-DCF-101100-00-00  
Rev.: A  
Effective Date: 3/27/2014  
Ref:

## CLAY-TROL Technical Data Summary

### Shale Control and Stability in Water Based Fluids

#### Technical Data Summary

##### Product Description

CLAY-TROL™ is a water-soluble shale hydration and dispersion inhibitor for water-based drilling fluids and may be used in all monovalent salinities from fresh water to saturated salt water-based mud systems for the swelling suppression of reactive clays.

CLAY-TROL provides superior inhibition of reactive clays by suppressing hydration and swelling via cation exchange within the clay mineral platelets. CLAY-TROL reduces the swelling tendency of clays by preventing penetration and uptake of water in the clay lattice, which provides a secondary benefit of reducing the tendency for bit and stabilizer balling.

Using CLAY-TROL while drilling reactive clay formations will greatly aid in reducing dilution rates and improving solids removal efficiency. CLAY-TROL can be readily added to the mud system without adversely affecting viscosity or filtration properties and is tolerant of common contaminants. CLAY-TROL is an excellent product for preventing reactive clays from swelling but it is not effective at reducing viscosity derived from clays that are already swollen.

##### Application

The recommended concentration of CLAY-TROL is 4-10 lb/bbl (11.4-28.6 kg/m<sup>3</sup>), and will vary based on hole size, rate-of-penetration and reactivity of the formation being drilled.

For maximum performance CLAY-TROL must be added to the mud system before drilling reactive formations. The addition of CLAY-TROL to a mud system which already contains significant quantities of hydrated clays will have little positive impact as the product does not act as a thinner. If bentonite is used for viscosity or fluid loss control, pre-hydration is recommended.

CLAY-TROL clay inhibitor concentrations should be monitored using the Reinecke Salt amine filtrate test. CLAY-TROL will be consumed upon reaction with clays and additional inhibitor should be added through whole mud or neat product dilution to maintain appropriate product concentrations.



# Caustic Soda Solutions

Buffer fluid pH to optimize stimulation treatments

Caustic soda solutions can be used as a high-pH buffer in water-based fracturing fluid systems. Concentrations are based on application requirements.

Caustic soda solutions may also be used to neutralize acid solutions and adjust the pH of treated water and other water-based systems.

## Technical Data

Typical Properties	
Appearance	Clear liquid
Specific gravity range	1.2 to 1.3
Solubility	Soluble in water

## Safety Precautions

Refer to material safety data sheets (MSDS) for handling, transport, environmental information, and first aid.

## References

- MSDS

## Applications

- Hydraulic fracturing operations with high-pH fluids
- Completion and workover operations

## Features and Benefits

- Adjusts pH of fracturing fluids
  - Improves gel stability, especially at high temperatures
  - Optimizes crosslinker performance
- Liquid state
  - Simplifies handling and mixing
  - Enables fast, more accurate metering and mixing
  - Rapidly adjusts pH levels of lower loadings

# MIL-CARB Bridging Agents

Bridge producing formations and reduce seepage losses

The MIL-CARB™ series of bridging additives are sized, metamorphic calcium carbonate blends used as bridging agents and loss circulation material in water-, oil-, and synthetic-based drilling and drill-in fluids. MIL-CARB additives can be used separately or together and can also be used with conventional fluid systems.

### Recommended treatment

Generally, sized calcium carbonate is added to a drill-in fluid at a treatment level of 35 to 50 lbm/bbl (99.8 to 114.0 kg/m<sup>3</sup>). Using less than 30 lbm/bbl (85 kg/m<sup>3</sup>) in certain reservoir applications may compromise the rate of deposition while promoting invasion. MIL-CARB additive concentrations of 5 to 10 lbm/bbl (14.3 to 28.6 kg/m<sup>3</sup>) are usually sufficient to prevent excessive losses in drilling fluids applications. Treatment concentrations of 20 to 50 lbm/bbl

(57 to 114 kg/m<sup>3</sup>) are used in pills to minimize high-seepage losses while drilling.

### Environmental information

For information concerning environmental regulations applicable to Baker Hughes products, please contact the Health, Safety, and Environmental Department.

### Safe handling recommendations

Use normal safety precautions and equipment for employee protection when handling chemical products. Please see the safety data sheet prior to use.

### Shipping and packaging

Transportation of any of the MIL-CARB additives is not restricted by either international or USA regulatory agencies. The MIL-CARB additives are available in 50 lbm (22.7 kg) sacks and 2,000 lbm bulk bags.

Typical Physical Properties	
Appearance	White powder
Specific Gravity	2.7
Solubility in 15% HCl	94% +

Typical Particle Size Ranges	
Product	D50, μm
MIL-CARB 5	2-8
MIL-CARB 25	20-30
MIL-CARB 40	35-45
MIL-CARB 50	40-60
MIL-CARB 80	70-90
MIL-CARB 150	125-175
MIL-CARB 250	200-300
MIL-CARB 450	400-500
MIL-CARB 600	530-670
MIL-CARB 1,000	850-1,150

### Applications

- Unconsolidated or highly permeable formations
- Natural fractures or fissures
- Induced vertical or horizontal fractures
- Cavemous or vugular formations

### Features and benefits

- Sized, metamorphic particles
  - Provides better bridging and wellbore strengthening
- Plugs wide range of pore throat sizes
  - Can be used with water-based fluids and invert-emulsion fluids to control lost circulation
- 94% + soluble in 15% HCl
  - Optimized for reservoir use

# BIO-LOSE Water-based Filtration Control Additive

## Maintain borehole integrity

The Baker Hughes BIO-LOSE™ water-based filtration control additive is a non-fermenting, complex polysaccharide used to control filtration in water-based muds.

### Environmental information

The BIO-LOSE additive has been evaluated by the Baker Hughes Drilling Fluids Bioassay Program. The United States Environmental Protection Agency's (U.S. EPA) Drilling Fluids Toxicity Test resulted in minimal toxicity for 5.0 lbm/bbl (14.3 kg/m<sup>3</sup>) of BIO-LOSE additive in a generic #7 mud system. For additional information concerning environmental regulations, contact the Baker Hughes Health, Safety, and Environment (HSE) department.

### Shipping

Transportation of the BIO-LOSE additive is not restricted by either international or U.S. regulatory agencies.

### Safe handling recommendations

Use normal precautions and equipment for employee protection when handling chemical products. Use of an appropriate respirator, gloves, goggles, and apron are recommended for employee comfort and protection. Do not reuse empty containers. See the material safety data sheet prior to use.

### Packaging

The BIO-LOSE additive is packaged in 50-lbm (22.7-kg) multi-walled bags.

### Recommended treatment

The addition of 2.0 to 4.0 lbm/bbl (5.7 to 11.4 kg/m<sup>3</sup>) of the BIO-LOSE additive is usually adequate for filtration control and for elevating low-shear rheology.

Typical properties	
Appearance	off-white powder
Hygroscopic	slightly
pH in H <sub>2</sub> O (4% solution)	10-11
Bulk density	168.4-224.6 lbm/bbl (480 to 640 kg/m <sup>3</sup> )

### Applications

- When better performance over starches is desired
- When improved low-end rheology and filtration control is targeted
- When polyanionic cellulose is not needed

### Features and benefits

- Controls fluid loss with an improved filter cake quality
  - Maintains borehole integrity
- Elevates low-shear rheological properties
  - Contributes to hole-cleaning efficiency
- Biocide free
  - Improves HSE metrics
  - Eliminates environmental toxicity associated with biocides
- Effective in both weighted and low-solids muds
  - Provides flexibility in use



# SAFETY DATA SHEET

## Section 1. Identification

**Product name** : Potassium Chloride (KCl)  
**Product code** : 5043DF

Relevant identified uses of the substance or mixture and uses advised against

**Identified uses** : Salt.

**Print date** : 1/13/2017  
**Validation date** : 1/13/2017  
**Version** : 2

**Supplier's details** : Baker Hughes Oilfield Operations  
12645 W. Airport Blvd.  
Sugar Land, TX 77478



# SAFETY DATA SHEET

## Section 1. Identification

**Product name** : Caustic Soda  
**Product code** : 6062DF

Relevant identified uses of the substance or mixture and uses advised against

**Identified uses** : pH control.

**Print date** : 6/16/2016  
**Validation date** : 6/16/2016  
**Version** : 3

**Supplier's details** : Baker Hughes Oilfield Operations  
12645 W. Airport Blvd.  
Sugar Land, TX 77478



# SAFETY DATA SHEET

## Section 1. Identification

Product name : REV DUST  
Product code : 1212DF

### Relevant identified uses of the substance or mixture and uses advised against

Identified uses : Simulated Drill Solids

Print date : 1/5/2017  
Validation date : 1/5/2017  
Version : 2

Supplier's details : Baker Hughes Oilfield Operations  
12645 W. Airport Blvd.  
Sugar Land, TX 77478



## LATILUBE High-Pressure, High-Temperature Lubricant

Improve horizontal drilling rates by reducing torque and drag

The Baker Hughes LATILUBE™ high-pressure, high-temperature (HP/HT) lubricant reduces friction, which causes torque and drag; thereby, improving sliding efficiency and rate of penetration (ROP) in directional and extended-reach wells. Exceptionally versatile, this lubricant can withstand temperatures as high as 400°F (204.4°C) and remains stable in calcium-based muds or other extremely high-pH fluids.

### Recommended treatment

For optimum performance, the LATILUBE HP/HT lubricant should be used in water-based fluids at an initial concentration of 2 to 4 percent by volume. Greater dosages and subsequent maintenance requirements will be dictated by specific well conditions and fluid dilution. Contact your Baker Hughes representative for additional information.

### Environmental information

For information concerning environmental regulations applicable to this product, contact the Health, Safety, and Environmental department of Baker Hughes.

### Safe handling recommendations

Take normal precautions when handling, and wear appropriate personal protective equipment. See the material safety data sheet before use.

### Packaging

LATILUBE HP/HT lubricant is packaged in 55-gal. drums.

### Shipping

Transportation is not restricted by international or USA regulatory agencies.

### Typical Physical Properties

Appearance	Dark brown liquid
Specific gravity 68°F (20°C)	1.07 – 1.09
Temperature range	Up to 400°F (204.4°)

### Applications

- The Baker Hughes LATIDRILL™ system
- Freshwater and low salinity water-based systems
- HP/HT wells
- Horizontal, deviated, and extended-reach wells

### Features and Benefits

- Enhances lubricity and reduces torque and drag without affecting mud properties
  - Increases drilling efficiency
  - Decreases nonproductive time
  - Eases friction associated with running casing
  - Improves cuttings management, weight-on-bit, and directional control
- Stable in high-pH fluid systems, including lime-treated muds
  - Remains stable in a broad range of water-based muds
- Creates little or no foam at high temperatures
  - Reduces risk of corrosion due to entrained oxygen



# Mudzyme S Starch-Specific Enzyme

Restore well productivity with an environmentally sensitive approach to polysaccharide removal

The Baker Hughes Mudzyme™ S starch-specific enzyme provides a single-step, environmentally friendly approach for attacking and removing the polysaccharide (or starch) molecules in water-based drill-in fluid filter cakes. A major component of the Baker Hughes Mudzyme™ system, Mudzyme S enzyme is synergistic with organic acids and other enzymes (e.g., Mudzyme X), as well as being compatible with most gravel pack proppants and calcium carbonate.

Mudzyme S treatments are custom-formulated based on project objectives. The enzyme can be used at temperatures up to 275°F (135°C) and is compatible with seawater, sodium chloride (NaCl), potassium chloride (KCl), and sodium bromide (NaBr)-based brines. It should not be used with a mutual solvent as they are incompatible with one another.

## Recommended Treatment

Mudzyme S enzyme is most effective between a pH of 4 and 7. At pH levels above 7, the rate of starch decomposition is delayed. The recommended treatment level for completion brine and gravel-pack carrier

fluids is 0.4 gallons per barrel. Treatments should be added to the final brine and/or gravel-pack carrier fluid just before adding acid. Consult the Baker Hughes Drilling Fluids Product Center for guidance regarding use of the Mudzyme system.

## Environmental Information

For information concerning environmental regulations applicable to this product, contact the Health, Safety, and Environmental department of Baker Hughes.

## Safe Handling Recommendations

Take normal precautions when handling this product and use appropriate personal protective equipment. See the material safety data sheet before use.

## Packaging and Storage

Mudzyme S enzyme is packaged in 5-gal pails and 55-gal drums and should be stored in a cool, dry area.

### Typical Physical Properties

Appearance	Dark brown
Solubility in water, %	100
Freezing point	32°F (0°C)
Specific gravity at 20°C, g/cc	1.1 to 1.3

## Applications

- Reservoir drill-in fluid filter cake removal
- Production and water-injection wells
- Horizontal and vertical wells
- Sandstone and carbonate reservoirs
- Workover and remediation operations

## Features and Benefits

- Enzymatically cleaves linkages in polysaccharides to completely degrade starch molecules
  - Reduces near-wellbore polymeric formation damage
- Works slowly to degrade polymers
  - Ensures complete payzone coverage for uniform removal
  - Provides time to finalize the completion process without fluid losses
- Environmentally friendly and noncorrosive
  - Extends tubular life
  - Requires no special handling
  - Biodegradable
- Compatible with seawater, NaCl, KCl, and NaBr brines
  - Works with drill-in fluid densities of up to 11.5 ppg
- Synergistic with organic acids and other polymer-specific enzymes
  - Allows a single-step approach to filter-cake removal
- Compatible with most gravel-pack proppants and carbonate
  - Expands usage to gravel-pack or non-gravel-pack completions

[www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com)

Disclaimer of Liability: This information is provided for general information purposes only and is believed to be accurate as of the date hereof; however, Baker Hughes Incorporated and its affiliates do not make any warranties or representations of any kind regarding the information and disclaim all express and implied warranties or representations to the fullest extent permissible by law, including those of merchantability, fitness for a particular purpose or use, title, non-infringement, accuracy, correctness or completeness of the information provided herein. All information is furnished "as is" and without any license to distribute. The user agrees to assume all liabilities related to the use of or reliance on such information. BAKER HUGHES INCORPORATED AND ITS AFFILIATES SHALL NOT BE LIABLE FOR ANY DIRECT, INDIRECT, SPECIAL, PUNITIVE, EXEMPLARY OR CONSEQUENTIAL DAMAGES FROM ANY CAUSE WHATSOEVER INCLUDING BUT NOT LIMITED TO ITS NEGLIGENCE.

© 2012 Baker Hughes Incorporated. All rights reserved. 35051



# Mudzyme X Xanthan Gum-Specific Enzyme

Adopt an environmentally friendly approach to degrade water-based reservoir drill-in fluid filter cakes

The Baker Hughes Mudzyme™ X xanthan gum-specific enzyme restores well productivity, providing a single-step, environmentally friendly approach for removing polymer damage caused by water-based drill-in fluid filter cakes. The enzyme destroys the carbon-chain backbone of xanthan gum and is completely synergistic with organic acids and other polymer-specific enzymes.

Mudzyme X treatments, in combination with other components in the Baker Hughes Mudzyme™ system, are custom-formulated based on project objectives. The enzyme can be used at temperatures up to 275°F (135°C) and is compatible with seawater, sodium chloride (NaCl), potassium chloride (KCl), and sodium bromide (NaBr) brines. It should not be used with a mutual solvent as they are incompatible with one another.

## Recommended treatment

Mudzyme X enzyme is most effective between a pH of 4 and 7. At pH levels above 7, the rate of polymer decomposition is delayed. The recommended treatment level for completion brine and gravel-pack carrier fluids is two gallons per barrel (5% v/v). Treatments should be added to the final

brine immediately before adding the acid. Contact the Baker Hughes Drilling Fluids Product Center for guidance regarding the use of the Mudzyme System.

## Environmental information

For environmental regulations applicable to this product, contact the Baker Hughes Health, Safety, and Environmental department.

## Safe handling recommendations

Take normal precautions when handling this product and use appropriate personal protective equipment. See the material safety data sheet before use.

## Packaging and storage

Mudzyme X enzyme is packaged in 5-gal pails and 55-gal drums. It should be stored in a cool, dry area.

### Typical Physical Properties

Appearance	Straw yellow
Solubility in water, %	100
Freezing Point	32°F (0°C)
pH at 68°F (20°C)	5.5 to 6.5
Specific Gravity at (68°F) 20°C, g/cc	1.0

[www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com)

Disclaimer of Liability: This information is provided for general information purposes only and is believed to be accurate as of the date hereof; however, Baker Hughes Incorporated and its affiliates do not make any warranties or representations of any kind regarding the information and disclaim all express and implied warranties or representations to the fullest extent permitted by law, including those of merchantability, fitness for a particular purpose or use, title, non-infringement, accuracy, correctness or completeness of the information provided herein. All information is furnished "as is" and without any license to distribute. The user agrees to assume all liabilities related to the use of or reliance on such information. BAKER HUGHES INCORPORATED AND ITS AFFILIATES SHALL NOT BE LIABLE FOR ANY DIRECT, INDIRECT, SPECIAL, PUNITIVE, EXEMPLARY OR CONSEQUENTIAL DAMAGES FROM ANY CAUSE WHATSOEVER INCLUDING BUT NOT LIMITED TO ITS NEGLIGENCE.

© 2012 Baker Hughes Incorporated. All rights reserved. 35050

## Applications

- Reservoir drill-in fluid filter cake removal
- Production and water injection wells
- Horizontal and vertical wells
- Sandstone and carbonate reservoirs
- Workover and/or remediation operations

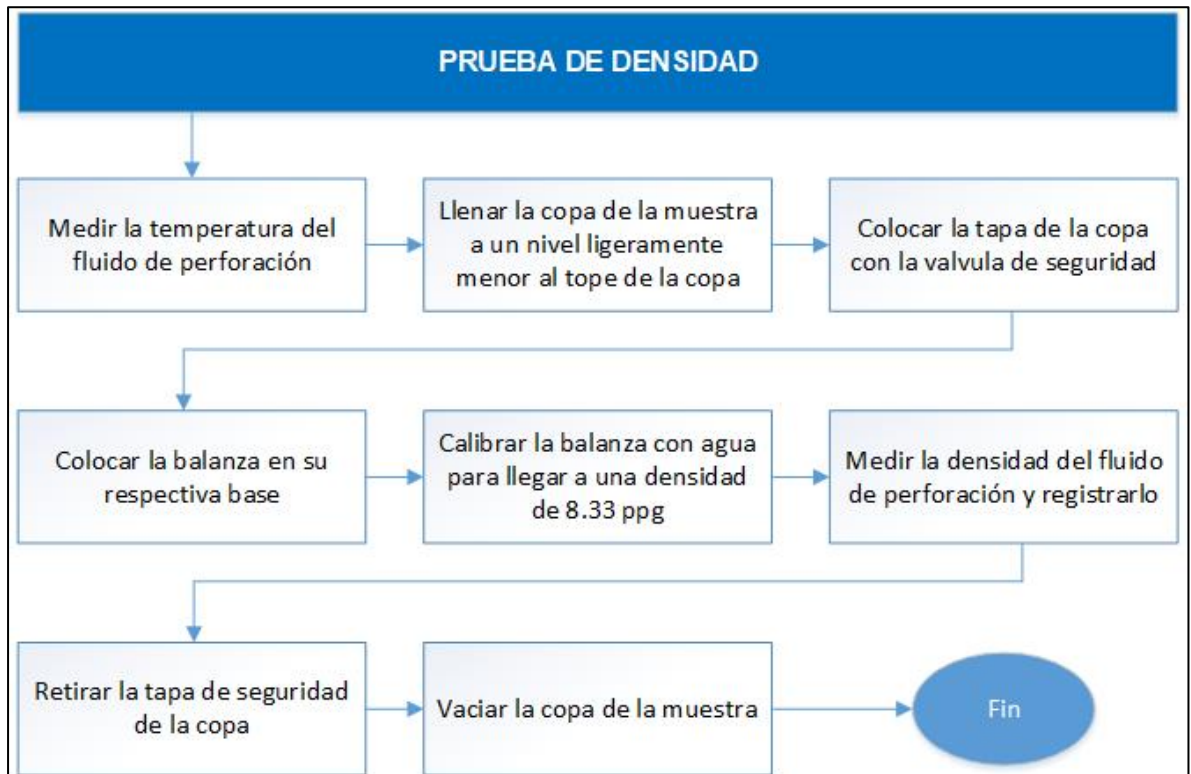
## Features and Benefits

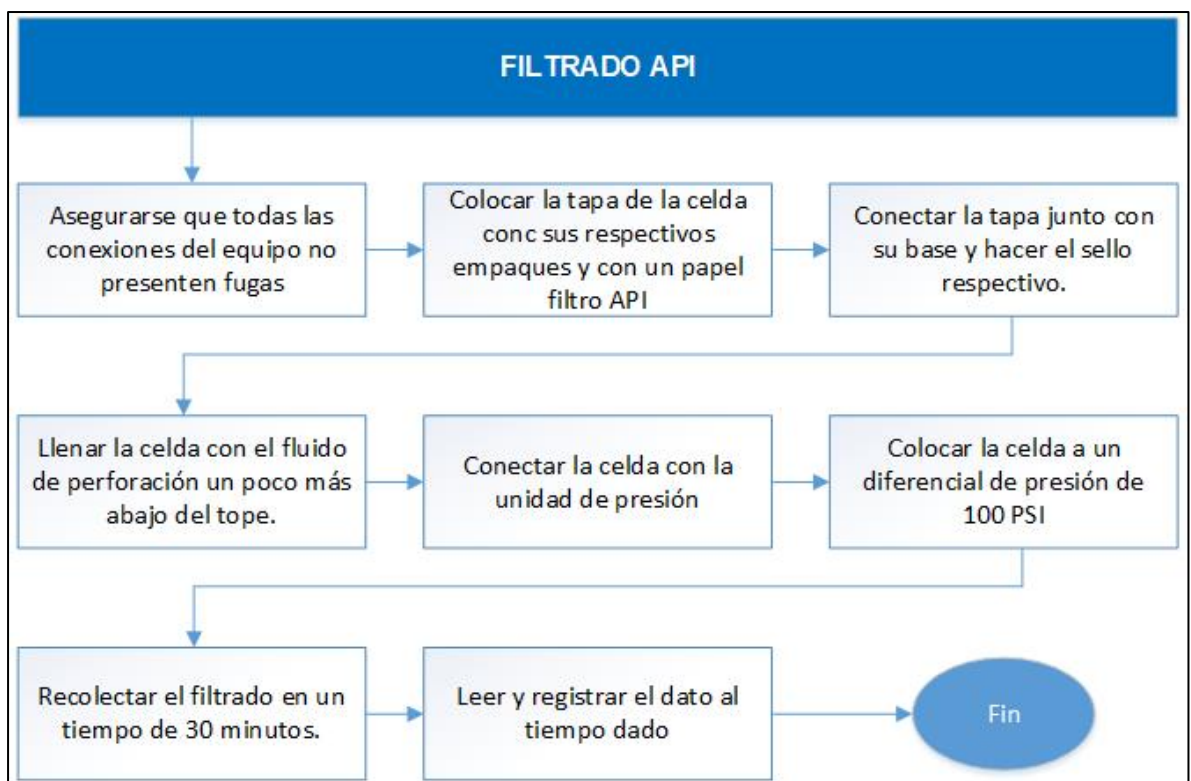
- Enzymatically cleaves linkages in the xanthan gum backbone to completely degrade the polymer
  - Reduces near-wellbore polymeric formation damage
- Works slowly to degrade polymers
  - Ensures complete payzone coverage for uniform removal
  - Provides time to finalize the completion process without fluid losses
- Environmentally friendly and non-corrosive
  - Extends tubular life
  - Requires no special handling
  - Biodegradable
- Compatible with seawater, NaCl, KCl, and NaBr brines
  - Works with drill-in fluid densities up to 11.5 ppg
- Synergistic with organic acids and other polymer-specific enzymes
  - Allows a single-step approach to filter-cake removal
- Compatible with most gravel-pack proppants and carbonate
  - Expands usage to gravel-pack or non-gravel-pack completions

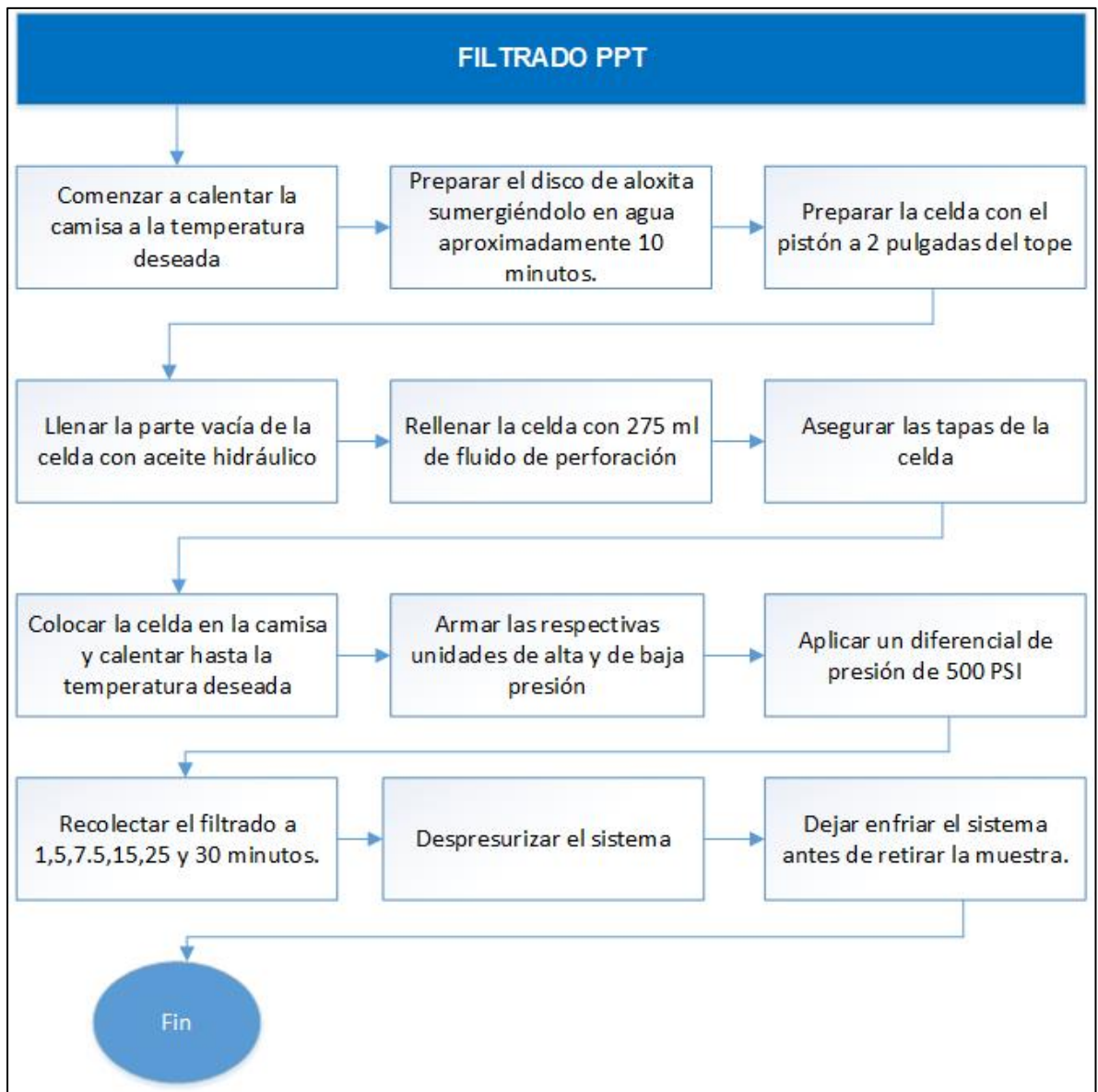


## ANEXO F.

### PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN.







## PRUEBAS REOLOGICAS

