

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA A NIVEL DE LABORATORIO DE UN  
FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA PARA LA  
PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA DE UN POZO DEL CAMPO  
CASTILLA**

**JUAN DAVID HERNÁNDEZ CLEVES**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2017**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA A NIVEL DE LABORATORIO DE UN  
FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA PARA LA  
PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA DE UN POZO DEL CAMPO  
CASTILLA**

**JUAN DAVID HERNÁNDEZ CLEVES**

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

**Asesor**

**Julio Alberto Montenegro Camacho  
Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**Carlos Manuel Gómez  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2017**

## Nota de Aceptación

---

---

---

---

---

---

**Firma del Presidente del Jurado  
Ing. Julio Montenegro**

---

**Firma del Jurado  
Ing. Leandro Gómez**

---

**Firma del Jurado  
Ing. Iván Peñaloza**

Bogotá D.C, de Noviembre del 2017

## DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Director del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y de Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Decano General de la Facultad de Ingenierías

Ing. Julio César Fuentes Arismendi

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos (E)

Ing. 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**

Agradezco principalmente a Dios por haberme permitido culminar este proceso de aprendizaje, por darme la fuerza para poder seguir adelante en mis estudios y no dejarme desfallecer.

A mi familia por apoyarme y darme las fuerzas para seguir con esta meta, por esforzarse de esa manera para que yo pudiera seguir con mis estudios y terminarlos a tiempo sin ningún contratiempo.

## **AGRADECIMIENTOS**

Se agradece a la Universidad de América por el respaldo y apoyo brindado, por disponer de los asesores para poder dar por culminado este proyecto.

A Halliburton Latin America por brindarme la posibilidad de realizar este proyecto junto a ellos y la confianza por permitir el uso de sus instalaciones y equipos y por poner a disposición su personal para el desarrollo exitoso de este proyecto.

Al Ing. Carlos Gómez por su apoyo, por su paciencia y orientación desde que se inicio el proyecto hasta que se dio por terminado.

Al Ing. Julio Montenegro por su asesoría, comprensión y ayuda para culminar el proyecto satisfactoriamente.

## CONTENIDO

	pág
RESUMEN	17
INTRODUCCIÓN	18
OBJETIVOS	19
1. GENERALIDADES GEOLOGICAS DEL CAMPO CASTILLA	20
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA	20
1.2 LOCALIZACIÓN	20
1.3 MARCO GEOLÓGICO	22
1.3.1 Columna estratigráfica	22
1.3.2 Estratigrafía	22
1.3.3 Geología estructural	26
1.3.4 Migración y trampa	26
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	26
1.4.1 Método de producción	27
1.4.2 Número de pozos	27
1.4.3 Producción acumulada	27
2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y LOS FLUIDOS UTILIZADOS ACTUALMENTE EN CAMPO CASTILLA	28
2.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	28
2.1.1 Base agua	29
2.1.2 Emulsión inversa	29
2.1.3 Espumosos y aireados	30
2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	30
2.2.1 Propiedades físicas	30
2.2.2 Propiedades químicas	33
2.3 DEFINICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA DE ALTO DESEMPEÑO	33
2.4 DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO UTILIZADO ACTUALMENTE EN EL CAMPO CASTILLA	35
2.4.1 Formulación del fluido de perforación actual	35
2.4.2 Componentes del fluido actual	35
3. EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES Y CARACTERISTICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	39
3.1 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS	39
3.2 MATRIZ DE SELECCIÓN DE PRUEBAS	40
3.3 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD DE LAS LUTITAS	43

3.3.1	Tiempo de Succión Capilar	43
3.3.2	Capacidad de Intercambio Catiónico	45
3.3.3	Hinchamiento Lineal	48
3.3.4	Acreción	50
3.3.5	Dispersión	51
3.4	PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS	52
3.5	SELECCIÓN DEL FLUIDO DE MEJOR DESEMPEÑO	54
4.	ANÁLISIS FINANCIERO	56
4.1	ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN	58
4.1.1	Campaña de perforación	59
4.1.2	Costo de un fluido de perforación	59
4.1.3	Escenario 1	59
4.1.4	Escenario 2	60
4.2	EVALUACIÓN FINANCIERA	61
4.2.1	Valor Presente Neto	61
4.2.2	Flujo de caja	63
4.3	CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA	64
5.	CONCLUSIONES	65
6.	RECOMENDACIONES	66
	BIBLIOGRAFIA	67

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Ubicación Campo Castilla	20
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, aspectos del Campo y del pozo objetos de estudio	22
<b>Figura 3.</b> Equipo de medición CST	23
<b>Figura 4.</b> Marcas CEC	45
<b>Figura 5.</b> Equipo de medición CEC	45
<b>Figura 6.</b> Equipo LSM	47
<b>Figura 7.</b> Estado Mecánico del pozo objeto de estudio	56
<b>Figura 8.</b> Flujo de caja escenario 1	62
<b>Figura 9.</b> Flujo de caja escenario 2	63

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Producción promedio por año del Campo Castilla	26
<b>Gráfica 2.</b> Resultados de Tiempo de Succión Capilar	44
<b>Gráfica 3.</b> Resultados de Capacidad de Intercambio Catiónico	46
<b>Gráfica 4.</b> Hinchamiento Lineal C2	48
<b>Gráfica 5.</b> Hinchamiento Lineal E4	49

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Composición del fluido de perforación actual	34
<b>Tabla 2.</b> Rango de las propiedades para la sección intermedia	35
<b>Tabla 3.</b> Problemas potenciales de la sección intermedia	35
<b>Tabla 4.</b> Formulación actual del fluido de perforación a evaluar	38
<b>Tabla 5.</b> Matriz de pruebas de laboratorio	40
<b>Tabla 6.</b> Resultados de Tiempo de Succión Capilar	42
<b>Tabla 7.</b> Resultados de Capacidad de Intercambio Catiónico	43
<b>Tabla 8.</b> Agrupación de muestras por formaciones	46
<b>Tabla 9.</b> Valores de porcentaje total de hinchamiento para cada fluido en C2	48
<b>Tabla 10.</b> Valores de porcentaje total de hinchamiento para cada fluido en E4	49
<b>Tabla 11.</b> Valores de acreción para C2	50
<b>Tabla 12.</b> Valores de acreción para E4	50
<b>Tabla 13.</b> Valores de dispersión para ambas formaciones	51
<b>Tabla 14.</b> Propiedades físicas y químicas de la formulación actual	51
<b>Tabla 15.</b> Propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación evaluados	52
<b>Tabla 16.</b> Resumen de resultados de las pruebas de laboratorio	53
<b>Tabla 17.</b> Costos de los aditivos	57
<b>Tabla 18.</b> Volumen del fluido por pozo para la zona de interés	58
<b>Tabla 19.</b> Campaña de perforación	58
<b>Tabla 20.</b> Concentraciones requeridas por producto para elaborar un barril del fluido actual	59
<b>Tabla 21.</b> Costo de operación del fluido actual	59
<b>Tabla 22.</b> Concentraciones requeridas por producto para elaborar un barril de la Formulación 3	60
<b>Tabla 23.</b> Costo de operación de la Formulación 3	60

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Viscosidad plástica	30
<b>Ecuación 2.</b> Punto Cedente	31
<b>Ecuación 3.</b> Volumen del pozo	57
<b>Ecuación 4.</b> Valor Presente Neto	61
<b>Ecuación 5.</b> Cambio de tasa de interés	61

## GLOSARIO

**ANTICLINAL:** es un pliegue que se forma al compactarse las rocas formando un arco. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y a medida que se acerca al tope de la estructura se van encontrando rocas cada vez más modernas.

**ARCILLOLITA:** es una roca sedimentaria de textura detrítica, posee un tamaño de grano de 0.004 mm; son producto de la diagénesis de la arcilla y se compone principalmente de feldespatos.

**ARENISCA:** roca sedimentaria de textura clástica, posee un tamaño de grano entre el rango de 2 mm a 0.006 mm. Este término hace alusión a la arena consolidada, debido a que su grado de porosidad y permeabilidad son relativamente altos las convierte en buenas rocas almacenadoras.

**CALIZA:** una roca sedimentaria carbonatada, posee un tamaño de grano entre el rango de 0.006 a 2 mm compuesta predominantemente de calcita.

**CAMPO PETRÓLIFERO:** zona de la superficie terrestre de la cual se puede realizar el proceso de extracción de petróleo que se encuentra en un yacimiento mediante la perforación de pozos.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** es una representación utilizada en geología para describir la ubicación vertical de las unidades rocosas en un área específica.

**CONCORDANCIA:** contacto entre dos formaciones paralelas que se depositaron en un tiempo geológico consecutivo.

**CUENCA SEDIMENTARIA:** es una zona deprimida de la corteza terrestre de origen tectónico donde se acumulan sedimentos; Si las rocas presentes en la cuenca son expuestas a condiciones adecuadas de profundidad y duración de entierro, pueden generar hidrocarburos en esta.

**DISCONCORDANCIA:** contacto entre dos formaciones paralelas que no se tienen continuidad temporal.

**ESTRATIGRAFÍA:** rama de la geología que trata del estudio e interpretación de las rocas sedimentarias estratificadas, y de la identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal; cartografía y correlación de las unidades estratificadas de rocas.

**FALLA INVERSA:** tipo de falla formada cuando el bloque se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, dicho movimiento puede producirse en zonas en las que la corteza terrestre se encuentra comprimida

**FALLA NORMAL:** tipo de falla formada cuando el bloque de falla se desplaza en forma descendente, a lo largo de una superficie de falla, dicho movimiento puede producirse a esfuerzos distensivos.

**FALLA:** es una fractura, generalmente plana, en el terreno a lo largo de la cual se han deslizado los dos bloques el uno respecto al otro, se producen por esfuerzos tectónicos.

**FLUVIAL:** ambiente de depositación en un canal o cauce del río, la llanura aluvial y los conos aluviales. Su energía proviene del flujo de la corriente y posee materiales desde bloque a arcillas.

**FORMACIÓN:** es la unidad formal fundamental, esta puede ser de espesores variables (metros a kilómetros), que estratigráficamente es divisible en base a sus características litológicas.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** aplicación especializada de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección. Entre sus objetivos están la localización de posibles yacimientos, caracterizar su geometría espacial y la estimación de sus reservas potenciales.

**GEOLOGÍA ESTRUCTURAL:** disciplina científica que se ocupa del estudio de la deformación de la corteza tanto a escala pequeña como a gran escala.

**HIDROCARBURO:** compuesto de tipo orgánico que surge al combinar átomos de hidrógeno con otros de carbono.

**INHIBIDOR DE ARCILLA:** aditivos que posee la capacidad de reducir la reactividad de las arcillas, puede ser mecánico o químico.

**LUTITA:** roca sedimentaria de textura detrítica, con un tamaño de grano que oscila entre los 0.002 y 0.006 mm, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor.

**MIEMBRO:** es una unidad de rango inferior con respecto a la formación, que está establecida en base a diferencias claras en zonas adyacentes en una formación.

**MIGRACIÓN:** es el movimiento de los hidrocarburos generados, desde las rocas generadoras hacia las rocas almacenadoras.

**POLIETER DIAMINA.** compuesto químico empleado en la inhibición de las arcillas reactivas de las formaciones, mediante puentes de hidrogeno e interacción electrostática, repele las moléculas del agua haciendo la arcilla hidratable.

**REFLECTANCIA DE LA VITRINITA (%R<sub>o</sub>):** una medición de la madurez de la materia orgánica, con respecto al hecho de si ha generado hidrocarburos o podría constituir una roca generadora efectiva.

**ROCA GENERADORA:** una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas.

**ROCA RESERVORIO:** es la roca donde se aloja el petróleo, con la característica fundamental que es porosa y permeable, tales como las areniscas, aunque también pueden ser los carbonatos, especialmente por sus fracturas y zonas de disolución.

**ROCA SEDIMENTARIA:** este tipo de roca se forma por la precipitación y acumulación de materia mineral o por la compactación de restos vegetales y/o animales que se consolidan en rocas duras. Los sedimentos son depositados, una capa sobre la otra, en la superficie de la litósfera a temperaturas y presiones relativamente bajas y pueden estar integrados por fragmentos de roca preexistentes de diferentes tamaños, minerales resistentes, restos de organismos y productos de reacciones químicas o de evaporación.

**ROCA SELLO:** es una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca almacenadora, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento.

**ROLADO:** proceso de envejecimiento del lodo que permite establecer la estabilidad de las propiedades del fluido de perforación después de haber transcurrido cierto lapso de tiempo y a determinada temperatura.

**SHALES:** roca sedimentaria de textura detrítica, fisible, con un tamaño de grano de arcilla y limo que oscila entre los 0.002 y 0.006 mm, se puede decir que es una lutita, con laminación paralela a la estratificación, que no ha sufrido condiciones de metamorfismo.

**TRAMPA:** es una estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración de hidrocarburos, manteniéndolos atrapados y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable por la acción de un sello.

**WASHOUT:** es un derrumbe en un tramo descubierto del pozo que se genera por la velocidad del flujo del fluido, presencia de formaciones poco consolidadas o efectos mecánicos del ensamblaje de fondo.

**YACIMIENTO:** es una formación rocosa que se encuentra en el subsuelo que tiene la porosidad y permeabilidad adecuada para permitir el almacenamiento de fluidos en ella.

## RESUMEN

El presente trabajo se realiza con el objetivo de diseñar un fluido de perforación base agua de alto desempeño con la capacidad de inhibir las lutitas reactivas presentes durante la perforación de la sección intermedia (12 ¼") de un pozo en el Campo Castilla ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, las cuales, por su hidratación, generan viajes de tubería tortuosos e inestabilidad del pozo conllevando tiempos no productivos.

Para su realización se decide evaluar la reactividad de 11 muestras de roca obtenidas cada 500 pies desde una profundidad inicial de 2000 pies del pozo a estudiar, esa reactividad se realizó mediante las pruebas de Tiempo de Succión Capilar (CST) y Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC).

Luego de su evaluación se catalogaron a las formaciones que representan según su profundidad y se seleccionaron 2 de estas formaciones debido a su reactividad. Para el estudio de los fluidos se parte de la formulación empelada en el Campo Castilla, diseñando 4 fluidos con 2 inhibidores diferentes y se someten, junto con las 2 formaciones que se seleccionaron, a pruebas de interacción roca fluido para determinar cuál de los inhibidores es el que mejor desempeño presenta al momento del control de las arcillas; esto se realizó mediante la prueba de Hinchamiento Lineal (LSM), Acreción y Dispersión.

Para finalizar, se realiza la evaluación financiera entre el fluido actual y el fluido propuesto que presento el mejor desempeño técnicamente mediante la metodología del valor presente neto (VPN).

**Palabras clave:** Fluidos de perforación, Campo Castilla, Fluidos de alto desempeño, Arcillas reactivas, Cuenca Llanos Orientales.

## **INTRODUCCIÓN**

Halliburton Latin America es una de las empresas encargadas de realizar fluidos de perforación de acuerdo a las exigencias de empresas operadoras.

Dentro de la Cuenca de los Llanos Orientales existe el Campo Castilla el cual ha tenido un fuerte impacto en la zona debido a su producción de hidrocarburos, durante la perforación de pozos en el Campo Castilla se atravesó la Formación Carbonera C2 y las lutitas E4 las cuales están compuestas por arcilla reactivas que al contacto en agua tienden a reaccionar por hidratación, erosión o fracturamiento. Para lo cual se desarrollaron varias formulaciones y se sometieron a pruebas de laboratorio en las instalaciones de Halliburton ubicados en Bogotá, en estas formulaciones se emplearon dos diferentes inhibidores de arcilla de última tecnología a diferentes concentraciones con el fin de controlar dicha hidratación y compararlo con los fluidos actualmente utilizados.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar técnico-financieramente a nivel de laboratorio un fluido de perforación de alto desempeño base agua para la perforación de la sección intermedia de un pozo en Campo Castilla.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades geológicas del Campo Castilla.
2. Describir las generalidades de los fluidos de perforación base agua, de los fluidos de perforación de alto desempeño y del fluido utilizado en Campo Castilla.
3. Realizar la matriz de diseño de pruebas de laboratorio para el fluido de alto desempeño y el actual.
4. Realizar las pruebas de laboratorio descritas en la matriz.
5. Comparar el desempeño del fluido propuesto, con base en inhibidores de nueva tecnología (viscosificantes (6-10 ppb), floculantes (0.5-1.5 ppb), controlador de filtrado (0.5-1.5 ppb)), con respecto al del fluido actual.
6. Evaluar la estabilidad térmica del nuevo fluido propuesto.
7. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador de valor presente neto (VPN).

## **1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DEL CAMPO CASTILLA**

En este capítulo se describen características del Campo Castilla, relacionadas con la historia del mismo, su localización, marco geológico e historia de producción.

### **1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA**

Las primeras exploraciones petroleras en el área del campo fueron realizadas por la Shell Company en los años 1946 y 1948 la cual encontró crudos pesados mediante la perforación de los pozos San Martín 2-5-6 y Chafurray 1<sup>1</sup> de la Formación Guadalupe.

A pesar del descubrimiento no se realizó la explotación debido a las características del crudo y a la falta de infraestructura para su transporte<sup>2</sup>, sino hasta que en 1969 se firmó el contrato de Concesión Cubarral, bajo un área de explotación de 97450 hectáreas, entre Chevron Petroleum Company y Ecopetrol, mediante el cual se perforó el Pozo Castilla 1, con el que se descubrió un crudo de 11° de gravedad API<sup>3</sup>.

En 1973 se firmó un contrato de asociación para la explotación del área comprendida en el contrato de concesión en el cual se estipuló que Chevron explotaría el Campo por un periodo de 25 años, dentro de los cuales perforó un total de 39 pozos productores, los cuales culminaron el 30 de enero del año 2000, al día siguiente el Campo retornó a la Nación<sup>4</sup>.

Mediante exploraciones realizadas por Ecopetrol en 1988, se descubrió que el Campo se extendía al Noreste; Ecopetrol no permitió que el área descubierta formara parte del contrato por lo cual esa nueva zona fue manejada directamente por Ecopetrol.

En agosto del 2016 Ecopetrol anunció su interés en intensificar la explotación de hidrocarburos del Campo, para lo cual planeaba la perforación de 35 pozos nuevos de desarrollo.

### **1.2 LOCALIZACIÓN**

El Campo Castilla se encuentra ubicado en Colombia, en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta, en el municipio de Castilla La Nueva, a 30 km al sur de la ciudad de Villavicencio.

---

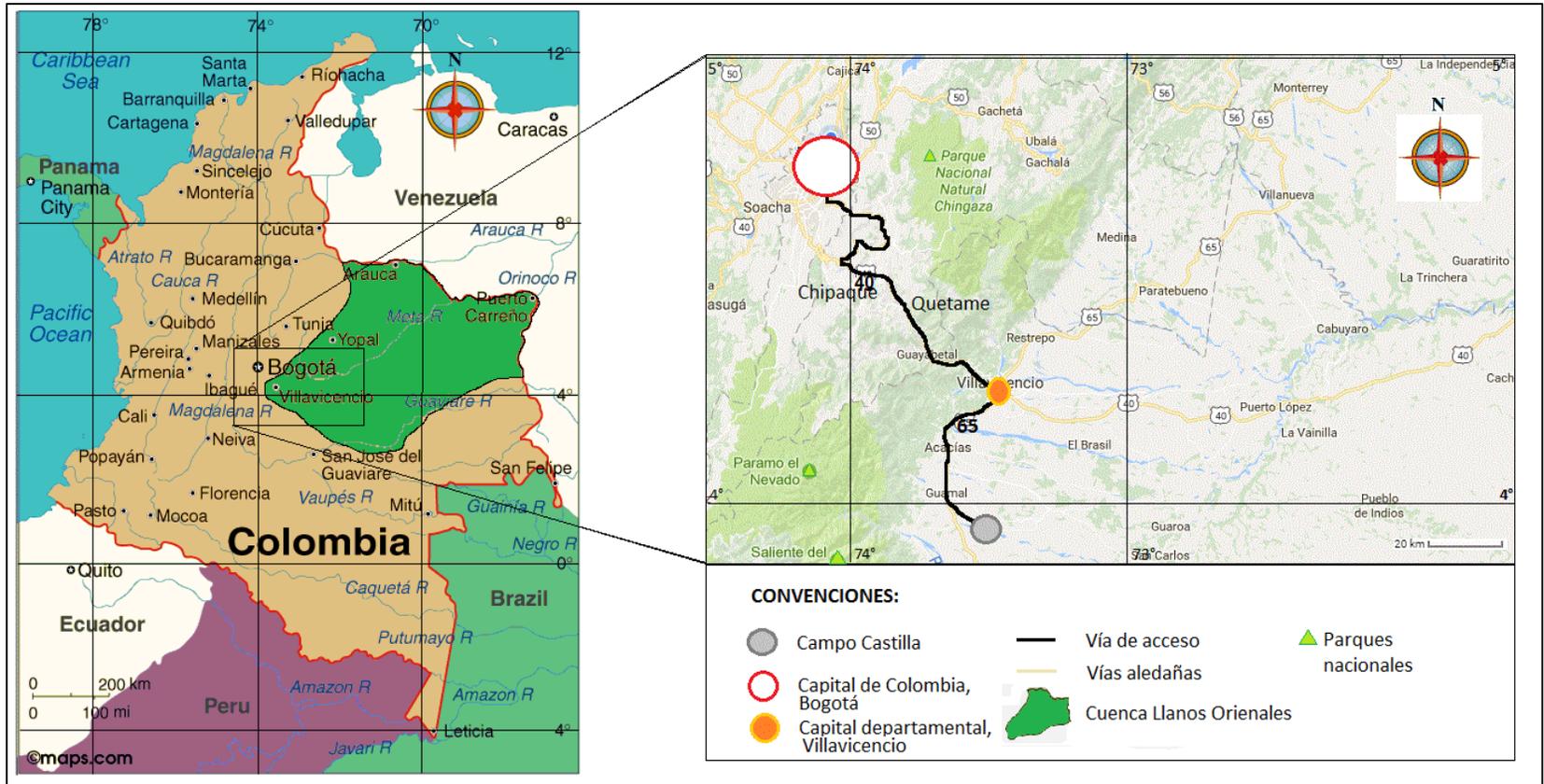
<sup>1</sup> HERRERA, Fredy A., Balance de masa de los campos de la gerencia Llanos de Ecopetrol, 2004. p 5.

<sup>2</sup> ARAUJO, Oscar; SERRANO, Juan, Caracterización de las rocas retardantes en la unidad K2 superior de los campos Castilla y Chichimene, Llanos Orientales de Colombia, 2004, p 6.

<sup>3</sup> HERRERA, Fredy A., Op., Cit., p 5.

<sup>4</sup> ARAUJO, Oscar; SERRANO, Juan, Op., Cit., p 7.

**Figura 1. Ubicación Campo Castilla**



**Fuente.** Google Maps. Modificado por el autor.

La ruta de acceso al campo desde vía terrestre desde Bogotá es la siguiente: se toma la Ruta 40, en la vía de salida de Bogotá por el Sur, pasando por los municipios de Chipaque, Quetame y Guayabetal; una vez se llega a Villavicencio se gira al Sur, tomando la salida a la Ruta 65 la cual conlleva al municipio de Acacias, se sigue por esta ruta hasta llegar al municipio de Guamal, en donde se toma el desvío al Oriente para tomar la carretera que conduce al municipio de Castilla La Nueva, tal cómo se ilustra en la **Figura 1**.

Por vía aérea desde el aeropuerto El Dorado, en Bogotá, se debe llegar al aeropuerto Vanguardia, a las afueras de la ciudad de Villavicencio y desde ahí tomar la Ruta 65 que conduce a la ciudad, se continua por esa vía para girar en dirección Suroriente y tomar la Carrera 23, por esta vía seguir hacia el Sur hasta cruzar la Avenida Catama y girar al Suroccidente para seguir por la Calle 31 la que lleva hasta el cruce con la carrera 33 y Avenida 40, se debe girar al sur y tomar la Avenida 40, ésta nos lleva hasta la Ruta 65, mencionada en la ruta de acceso terrestre.

### **1.3 MARCO GEOLÓGICO**

En esta sección del capítulo se describen aquellas unidades estratigráficas asociadas al sistema petrolífero del área de estudio. Así mismo los parámetros relacionados con los procesos de generación, migración y acumulación de los hidrocarburos de sector objeto de estudio.

**1.3.1 Columna estratigráfica.** En la **Figura 2** se ilustra la secuencia geológica presente en el Campo Castilla, perteneciente a la Cuenca de los Llanos Orientales, en la cual se encuentran rocas desde el Cretácico hasta el Neógeno, de igual manera de ilustra el estado mecánico del pozo objeto de estudio.

**1.3.2 Estratigrafía.** En esta sección se realiza una breve descripción de las formaciones atravesadas en el pozo de estudio y se ven involucradas en el sistema petrolífero de la Cuenca, las edades, la litología y espesores de éstos.

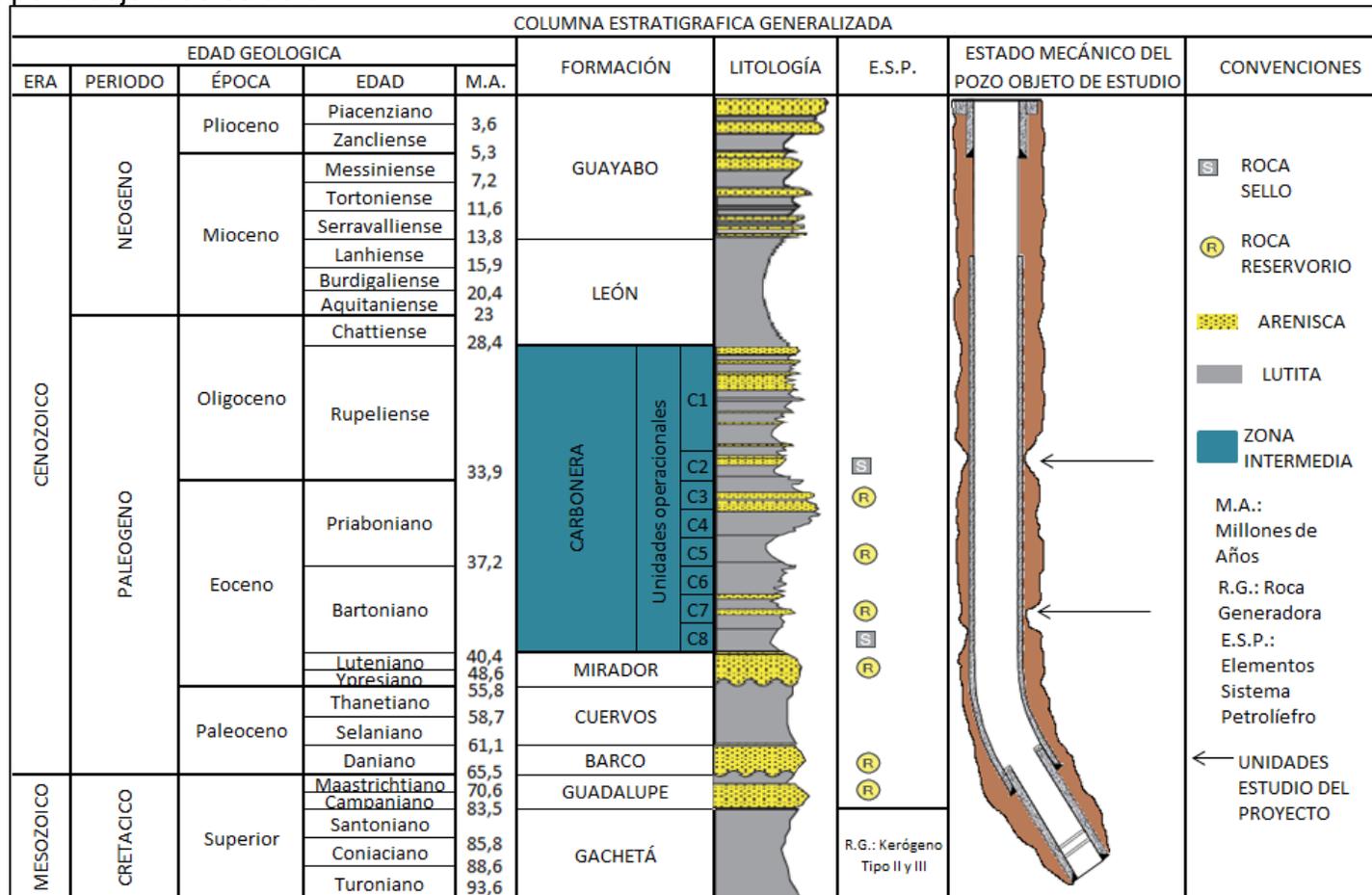
**1.3.2.1 Roca generadora/Formación Gachetá.** Esta unidad es la principal generadora de la Cuenca, la cual fue catalogada al Cretáceo, en el Cenomaniano superior y Coniaciano<sup>5</sup>. Está compuesta por una sucesión de lutitas con intercalaciones de areniscas, caliza y lutita<sup>6</sup>, siendo esta última la roca generadora de la Cuenca y por tanto del Campo. Con kerógeno tipo II y III, cuyo rango de TOC es de 1-3%, un espesor neto de 150 a 300 pies y un valor de vitrinita de 0.6 a 1.0% (Ro)<sup>7</sup>. Su espesor incrementa hacia el noroccidente con un máximo de 600 pies y su ambiente de depositación fue interpretado como una influencia marina.

<sup>5</sup> INGEOMINAS, Geología de la plancha 266 Villavicencio, 2001, p. 32.

<sup>6</sup> INGEOMINAS, Op., Cit., p. 32.

<sup>7</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Colombian Sedimentary Basins, Colombia, 2007, p. 71.

**Figura 2.** Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, aspectos del campo y del pozo objeto de estudio.



**Fuente.** Agencia nacional de hidrocarburos (ANH). Cuenca de los Llanos Orientales. Modificado por el autor.

La Formación tiene un contacto concordante con la Formación Guadalupe que la infrayace.

**1.3.2.2 Formaciones reservorio.** A continuación se describen, en orden de depositación, las Formaciones que cumplen el papel de roca reservorio dentro de la Cuenca.

- **Formación Guadalupe.** Es la secundaria roca reservorio de la Cuenca con una porosidad entre 9 a 17% y permeabilidad entre 10 a 90 mD. Se remonta al Cretácico, específicamente al Campaniano<sup>8</sup>. Es una secuencia de areniscas masivas con pequeñas intercalaciones de lutitas, su espesor aumenta hacia el piedemonte, donde alcanza a tener 600 pies. Su depósito se produjo en un ambiente de frente de costa y plataforma marina. La Formación infrayace a la Formación Barco con un contacto discordante.
- **Formación Barco.** La Formación data del Paleogeno<sup>9</sup>, de la época del Paleoceno. Consta de areniscas cuarzosas de grano fino a grueso con intercalaciones delgadas de lutitas. Su espesor varía entre los 150 y 278 metros, presenta un ambiente de depositación deltaico. La Formación infrayace a la Formación Los Cuervos concordantemente.
- **Formación Mirador.** La principal roca reservorio de la Cuenca, posee una porosidad entre 17 a 18% y una permeabilidad de 500 a 1600 mD. Corresponde al Paleogeno, al Eoceno. Es un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, con intercalaciones lodosas y lodolitas de color oscuro. Su espesor varía entre 160 metros y 400 metros, los cuales aumentan irregularmente el norte y oeste. En la parte basal de la Formación se tiene un ambiente fluvial y en la parte superior se tiene un ambiente marino. La Formación infrayace a la Formación Carbonera concordantemente.
- **Formación Carbonera.** Fue datada al Paleogeno, cuya depositación tuvo lugar entre el Eoceno y el Oligoceno entre el Oligoceno superior y el Mioceno inferior y que está constituida por areniscas y conglomerados con intercalaciones de gredas y arcillas esquistosas depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental. Fue dividida en ocho unidades operacionales (C1 a C8) que componen una secuencia alternante de arenas y arcillolitas, de las cuales los pares son las arcillolitas y los impares son las arenas. Infrayace a la Formación León concordantemente. Las Unidades impares son reservorios de esta Formación y las Unidades pares son considerados sellos intraformacionales.

---

<sup>8</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 48.

<sup>9</sup> DE PORTA, J., Léxico estratigráfico internacional, 1974, p. 81.

- ✓ **Unidad C7.** Se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero y continental. Posee color crema, son de grano fino a medio y está separada por niveles de arcillolita de color gris a verdizco. Su espesor varía de 250 a 280 pies.
- ✓ **Unidad C5.** Compuesta por niveles de arcillolita y arenisca poco consolidada. Su espesor varía desde 50 hasta 300 pies.
- ✓ **Unidad C3.** Constituida por niveles de arenisca blanca y algunos niveles de limolitas y arcillolitas grises verdosas, su espesor promedio es de 150 pies.
- ✓ **Unidad C1.** Compuesto por alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles de limolitas oscuras y lutitas grises.

**1.3.2.3 Formaciones sello.** A continuación se describen, en orden de depositación, las Formaciones que cumplen el papel de roca sello dentro de la Cuenca.

- **Formación Los Cuervos.** Data al Paleoceno, cuyo periodo es el Paleogeno<sup>10</sup>. Consta de lutitas grisáceas con intercalaciones de areniscas de color parduzco de grano muy fino a medio. Los autores mencionados anteriormente indican que “el espesor varía de 245 metros al noroeste del domo Esperanza a 490 metros en el anticlinal de Río de Oro junto a Puerto Barco”. Su ambiente de depósito fue catalogado como una llanura deltaica. La Formación infrayace a la Formación Mirador discordantemente.
- **Formación Carbonera.** Como se mencionó anteriormente, las unidades pares de Carbonera son catalogadas como sellos intraformacionales.
- ✓ **Unidad C8 (Lutita E4).** Es la principal roca sello de la Cuenca, y sirve como sello vertical para la Formación Mirador. Compuesta por intercalaciones de arena arcillolita con niveles de limonita. Su arena es cuarzosa, la arcillolita gris clara y firme, la limonita posee un color marrón medio.
- ✓ **Unidad C6 (Lutita E3).** Compuesta por intercalaciones de lutitas y arcillolitas al tope y en la base presenta niveles de arena las cuales indican la entrada a la Unidad C7.
- ✓ **Unidad C4.** Compuesta por una alternancia de capas de arenisca, limolitas y lutitas, tiene un espesor de 700 pies en el Piedemonte Llanero
- ✓ **Unidad C2 (Lutita E).** Está compuesta solamente por lutitas grises y algunas limolitas cuyo espesor es de 100 a 200 pies.
- **Formación León.** Fue datada Paleogeno y al Neogeno<sup>11</sup>. Formada por shales de color gris con delgadas capas de arenisca. Alcanza espesores máximos de 2500 pies. Fue depositada un ambiente lacustre. La Formación infrayace a la

---

<sup>10</sup> DE PORTA, J., Op., Cit., p. 335.

<sup>11</sup> DE PORTA, J., Op., Cit., p. 324.

Formación Guayabo concordantemente.

- **Formación Guayabo.** Corresponde al Neogeno<sup>12</sup> y está compuesta de arcillas arenosas. En el sector del Piedemonte alcanza a tener más de 13000 pies; el ambiente de depositación de esta Formación es continental. La Formación infrayace a la Formación Necesidad discordantemente.

**1.3.3 Geología estructural.** El Campo Castilla se encuentra dentro de la Cuenca de los Llanos Orientales, la cual es una cuenca de tipo antepaís que fue afectada por esfuerzos compresivos, la estructura del Campo Castilla corresponde a un anticlinal que se extiende en una orientación N 60°E, con 12 kilómetros de largo y 4 kilómetros de ancho y tiene de límite oriental una falla inversa. De igual manera presenta dos sistemas de fallas transversales a la principal, un sistema normal el cual tiene desplazamientos verticales desde 30 pies hasta 200 pies y un sistema inverso con desplazamientos entre los 10 pies y 50 pies.

**1.3.4 Migración y trampa.** En esta sección se describe brevemente el tipo de migración que tuvo el hidrocarburo y su entrapamiento.

**1.3.4.1 Migración.** La Cuenca de los Llanos Orientales cuenta con dos migraciones, la primera se tiene data desde el Eoceno tardío-Oligoceno<sup>13</sup> en la cual el petróleo generado en la roca madre migró hacia rocas porosas, a las Formaciones superiores e inferior, en donde ocurrió la acumulación del recurso. La segunda migración es la realizada por el petróleo ya en la formación en donde se deposita en las zonas que impiden su movilidad y desde donde se efectúa su extracción.

**1.3.4.2 Trampa.** En la Cuenca de los Llanos Orientales, el entrapamiento es principalmente estructural, ubicándose en la parte Occidental del Piedemonte Llanero. La explotación del campo se concentra más que todo en fallas normales antitéticas y en un anticlinal limitado por el este. De igual manera se tiene que las trampas estratigráficas son las correspondientes a unidades del Cretáceo y Terciario.

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El Campo Castilla inicia su explotación en el año 1975, sobre un área de 97450 hectáreas, bajo el contrato de asociación entre Ecopetrol y Chevron, en el cual, esta última había extraído un total de 94 millones de barriles de crudo, con un recobro de 4% al finalizar el contrato en el 2000<sup>14</sup>.

---

<sup>12</sup> DE PORTA, J., Op., Cit., p. 260.

<sup>13</sup> ANH, Colombian Sedimentary Basins, Colombia, 2007, p. 71.

<sup>14</sup> ECOPETROL S.A., Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004, En línea, disponible en [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm).

En el transcurso de los años, Ecopetrol ha estado explotando este Campo de manera progresiva y mejorando su producción con el pasar de los años, tal como se muestra en la Gráfica 1<sup>15</sup>.

**1.4.1 Método de producción.** Inicialmente, el Campo Castilla producía de forma natural mediante un empuje de agua proveniente de un acuífero regional de gran tamaño<sup>16</sup>.

Debido a que el Campo lleva 41 años de explotación, el yacimiento se encuentra depletado, lo que llevó a la necesidad de implementar sistemas de levantamiento artificial, en cuyo caso se emplea bombeo mecánico y bombeo electrosumergible.

**1.4.2 Número de pozos.** El Campo Castilla cuenta con un total de 503 pozos, de los cuales 33 son exploratorios y 470 son de desarrollo.<sup>17</sup>

**1.4.3 Producción promedio.** La **Gráfica 1** muestra la producción acumulada de petróleo en el Campo Castilla que comprende los años desde el 2004 hasta el 2016.

**Gráfica 1.** Producción promedio por año del Campo Castilla



Esto hace que Castilla sea el segundo campo más productor de crudo en el país, después de Rubiales con una producción promedio de 138.133 BPD en el 2016 y Chichimene, con 54.624 BPD para el mismo año.

<sup>15</sup> ASOCIACIÓN COLOMBIA DEL PETRÓLEO. Informe estadístico petrolero. Hoja: Prod. X Campo BPDC. Disponible en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>

<sup>16</sup> ECOPETROL S.A., Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Op. Cit.

<sup>17</sup> ASOCIACIÓN COLOMBIA DEL PETRÓLEO. Op., Cit.

## 2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y LOS FLUIDOS UTILIZADOS ACTUALMENTE EN EL CAMPO CASTILLA

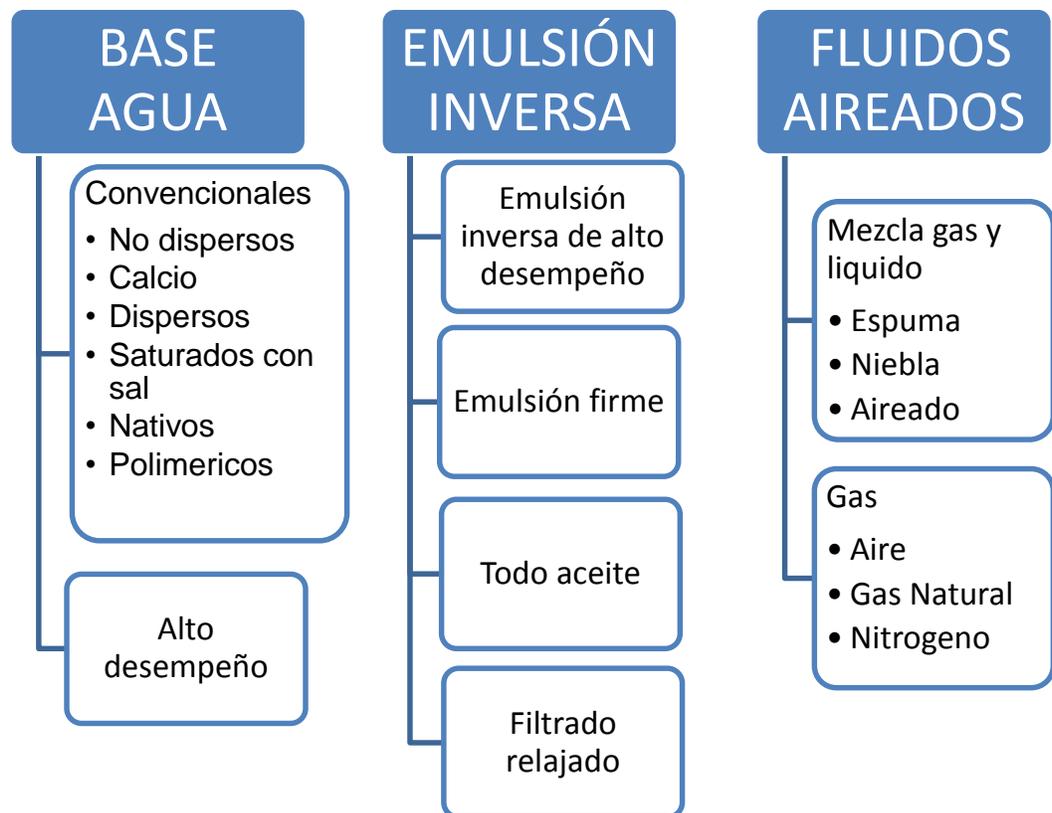
En este capítulo se describen los fluidos de perforación haciendo énfasis en los fluidos de alto desempeño y en los fluidos empleados en la perforación del pozo a tratar en Campo Castilla.

### 2.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Un fluido de perforación es una mezcla de aditivos que se emplean en las operaciones de perforación, su función radica en la remoción y transporte de cortes del fondo del pozo a superficie, controlar la presión de las formaciones que se están perforando, lubricar la sarta de perforación y enfriarla, entre otras.

En el **Cuadro 1** se presenta la clasificación de fluidos de perforación teniendo en cuenta la fase continua en él.

**Cuadro 1.** Clasificación de fluidos de perforación.



A continuación, se describirán en forma breve.

**2.1.1 Base agua.** En estos la fase continua es agua, el cual es el medio de suspensión de los sólidos, dentro de estos se pueden encontrar los siguientes tipos.

**2.1.1.1 Convencionales.** Dentro de los fluidos convencionales se tienen:

- **No dispersos.** Son empleados para perforar pozos poco profundos o los primeros metros del pozo. Elaborados comúnmente con agua dulce, bentonita y cal apagada. Su principal objetivo es tener unas ratas de perforación altas en estas zonas.
- **Calcio.** Empleados especialmente en inhibir arcillas de formaciones perforadas, utilizados para controlar arcillas fácilmente desmoronables. Toleran altas concentraciones de sólidos con bajas viscosidad. También son aplicados en la perforación de secciones con yeso de gran espesor.
- **Dispersos.** Útiles al perforar a grandes profundidades o en formaciones altamente problemáticas, constituidos principalmente de lignosulfonatos o lignitos, los cuales tienen propiedades de dispersantes de arcillas.
- **Saturados con sal.** La fase de agua está saturada (mínimo 189000 ppm)<sup>18</sup> con cloruro de sodio. Se utilizan en zonas de domos salinos y en formaciones que se afecten por la presencia de agua dulce.
- **Nativos.** Emplean una baja concentración de bentonita. En este fluido los sólidos en suspensión son arcillas dispersas, arena y otras rocas provenientes de las formaciones que se están perforando.
- **Poliméricos:** Contienen compuestos químicos que permiten controlar las lutitas del pozo, de igual manera contribuyen al control de pérdidas de filtrado y a la estabilidad térmica del fluido.

**2.1.1.2 Alto desempeño.** Son empleados debido a que reducen el riesgo ambiental y los costos relacionados al manejo de desperdicios generados con los fluidos base aceite o inversos.

**2.1.2 Emulsión inversa.** En estos la fase continua es aceite con salmuera emulsionada, el cual es el medio de suspensión de los sólidos, dentro de estos se pueden encontrar los siguientes tipos.

---

<sup>18</sup>SIERRA, Miguel A., Lecturas sobre lodos de perforación, Enero 2000.

**2.1.2.1 Alto desempeño.** La fase continua en éstos es un fluido no acuoso y cuyas propiedades se ven influenciados por la relación aceite/agua, concentración de los productos, contenido de sólidos y la temperatura y presión en fondo.

**2.1.2.2 Emulsión firme.** Usados generalmente en pozos con altas temperaturas (500°F).

**2.1.2.3 Filtrado relajado.** Mayor índice de perforación debido a su poco control de filtrado.

**2.1.2.4 Todo aceite.** Usado al momento de extraer núcleos y como un sistema para altas temperaturas utilizando un modificador reológico.

**2.1.3 Fluidos aireados.** Estos fluidos son empleados en formaciones en las cuales los fluidos mencionados anteriormente no son los apropiados, dentro de esta clasificación se encuentran:

**2.1.3.1 Mezcla aire gas.** Son fabricados mediante la inyección de agua y agentes espumantes dentro de la corriente de gas.

➤ **Niebla.** Se emplea niebla cuando se tienen formaciones con agua o con presencia de hidrocarburos. Se genera mediante una corriente de aire seco con reducidas cantidades de agua y surfactantes. Este fluido genera velocidades anulares elevadas.

➤ **Espuma.** Igual que la niebla pero con mayor concentración de agua, ejercen mayor presión hidrostática. Su capacidad de arrastre y remoción depende de la viscosidad del fluido.

➤ **Aireado.** Su fase continua es un fluido de perforación al cual se le adiciona aire para reducir la presión hidrostática, empleado en formaciones débiles e inestables.

**2.1.3.2 Gas.** Cuando se perfora con este tipo de fluido los recortes son eliminados por la presión del fluido al ser inyectado en el pozo. Son empleados cuando las formaciones presentes tienen gran contenido de agua.

## **2.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (API), las propiedades de los fluidos de perforación se clasifican en propiedades físicas y químicas.

**2.2.1 Propiedades físicas.** Son las que se pueden medir u observar sin alterar la composición, dentro de estas tenemos.

**2.2.1.1 Densidad o peso (ppg).** Es el peso por unidad de volumen, es la propiedad del fluido que tiene por función mantener en sitio los fluidos de la formación y así mantener la estabilidad del pozo, esto se logra mediante la presión hidrostática que ejerce el fluido y seta en función de la profundidad y de la densidad del fluido.

**2.2.1.2 Reología.** Es la ciencia que estudia la deformación de los fluidos y su flujo al igual que la suspensión de partículas. La reología permite determinar la capacidad del fluido para limpiar el pozo llevando los cortes de roca a superficie, los cambios de presión producidos por la sarta de perforación y el daño de formación. El equipo más empleado en la industria petrolera para la evaluación de la reología de los fluidos es el viscosímetro Fann 35.

Las principales propiedades reologicas se exponen a continuación:

➤ **Viscosidad aparente (cP).** Es una medida relativa a la resistencia del fluido a fluir y sirve para comparar la fluidez de un líquido con la del agua. Esta propiedad es de importancia práctica ya que, por efectos de adhesión y cohesión permite suspender el ripio de la formación en el espacio anular cuando se tiene un flujo laminar.

➤ **Viscosidad plástica (cP).** Es la resistencia que opone el fluido a fluir libremente, está relacionada al tamaño, forma y número de partículas de un fluido en movimiento, esta propiedad puede ser controlada mediante equipos mecánicos de control de sólidos. La viscosidad plástica se calcula mediante la **Ecuación 1** y se expresa en Centipoises.

#### **Ecuación 1. Viscosidad Plástica**

$$VP = L_{600} - L_{300}$$

**Fuente:** Instituto Americano del Petróleo

Dónde:

*VP: Viscosidad plástica (cP).*

*L<sub>600</sub>: Lectura del reómetro a 600 revoluciones por minuto.*

*L<sub>300</sub>: Lectura del reómetro a 300 revoluciones por minuto.*

Las lecturas son del viscosímetro de FANN 35.<sup>19</sup>

➤ **Punto cedente.** Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza requerida para iniciar el flujo, es debida a las cargas eléctricas localizadas en la superficie de las partículas, el aumento de la resistencia depende del tipo, tamaño y cantidad de las partículas. Está relacionado con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas. Su aumento se debe a la floculación del fluido. El punto cedente se

<sup>19</sup> BAROID, Manual de fluidos, 2000, p. 272.

calcula mediante la **Ecuación 2**.

**Ecuación 2. Punto Cedente**

$$PC = L_{300} - VP$$

**Fuente:** Instituto Americano del Petróleo

Dónde:

*PC: Punto cedente (Lb/100 ft<sup>2</sup>).*

*L<sub>300</sub>: Lectura del reómetro a 300 revoluciones por minuto.*

*VP: Viscosidad plástica.*

➤ **Resistencia o fuerza de gel (Lb/100 ft<sup>2</sup>).** Es la capacidad de un fluido de perforación para gelatinizarse en condiciones estáticas y volver a estado líquido con un esfuerzo de corte (tixotropía). Esta propiedad es debido a la presencia de las partículas cargadas eléctricamente que se enlazan entre sí para formar una matriz rígida. Relacionada con la capacidad de suspensión del fluido ya que debe tener la fuerza para<sup>20</sup>:

- Soporte de material densificante y recortes de perforación mientras la bomba se encuentra apagada.
- Permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería.
- Permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido para facilitar el funcionamiento del desgasificador.

**2.2.1.3 Filtrado API y HPHT.** Cuando la presión hidrostática de la columna de fluido supera la presión de la formación, cierto porcentaje de la fase líquida del lodo entra en la formación si es permeable, las partículas sólidas que componen el fluido se filtran en la pared de la formación formando un revoque. Esta propiedad indica la cantidad relativa de líquido que se puede filtrar a través del revoque y se ve afectada por<sup>21</sup>:

- Presión.
- Dispersión.
- Temperatura.
- Tiempo.

---

<sup>20</sup> PDVSA, Fluidos de perforación, Agosto 2002, p. 14.

<sup>21</sup> PDVSA, Fluidos de perforación, Agosto 2002, p. 15.

Cuando se maneja un fluido base agua, se mide en condiciones de baja temperatura y presión; cuando se maneja un fluido base aceite se mide a alta presión (High Pressure) y temperatura (High Temperature).

**2.2.1.4 Contenido de sólidos y líquidos.** Hay dos tipos de sólidos presentes en un fluido de perforación, los deseables y no deseables. Dentro de los primeros encontramos aquellos que hacen parte de la composición del fluido, tales como la barita o bentonita; dentro de los segundos encontramos ripios y arenas de las formaciones perforadas las cuales deben de eliminarse para evitar problemas e inconvenientes en los equipos de perforación debido a que estas son abrasivas. Por otro lado, el contenido de líquidos corresponde al agua presente en el lodo y a los fluidos aportados por la formación. Dicha determinación se realiza mediante la retorta.

**2.2.2 Propiedades químicas.** Son observables cuando se cambia la composición, dentro de las cuales tenemos.

**2.2.2.1 pH y alcalinidad.** El pH indica si un fluido es ácido o básico, abarca un rango de 0 a 14 siendo 7 un valor neutro, menor a 7 ácido y mayor a 7 alcalino; la mayoría de los fluidos base agua son alcalinos y trabajan con un rango de 7.5 a 11.5<sup>22</sup>.

La alcalinidad es la capacidad de neutralizar la acidez de una sustancia. La medida sobre un fluido de perforación se puede realizar sobre una muestra del fluido (Pm) o sobre una muestra del filtrado (Pf), estas medidas son importantes puesto que algunos aditivos requieren un medio alcalino para funcionar apropiadamente. Si se genera un aumento de alcalinidad debida a iones oxidrilos es aceptable y beneficioso, mientras que alcalinidades resultantes de los carbonatos o bicarbonatos (Mf) pueden afectar el desempeño del fluido.

**2.2.2.2 Dureza.** Es la cantidad de sales de calcio y magnesio disueltos en el agua o en el filtrado del lodo. El calcio, generalmente, es considerado un contaminante de los fluidos base agua.<sup>23</sup>

**2.2.2.3 Cloruros.** Es la cantidad de iones de cloro presentes en el filtrado del lodo. Estos afectan la reología de los fluidos base agua y causan problemas de floculación.<sup>24</sup>

**2.2.2.4 Prueba de azul de metileno (MBT).** Es un indicador de la cantidad de sólidos arcillosos presentes en el fluido de perforación. Para el efecto de este trabajo se empleó este método para determinar la reactividad de las formaciones

---

<sup>22</sup> PDVSA, Fluidos de perforación, Agosto 2002, p. 15.

<sup>23</sup> PDVSA, Fluidos de perforación, Agosto 2002, p. 16.

<sup>24</sup> PDVSA, Fluidos de perforación, Agosto 2002, p. 16.

para seleccionar las que se van a analizar con las demás pruebas.

### **2.3 DEFINICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA DE ALTO DESEMPEÑO**

Los fluidos de perforación base aceite han sido los más usados al momento de perforar formaciones problemáticas, pero debido a las reglamentaciones ambientales las cuales restringen el uso de éstos, las compañías petroleras han optado por desarrollar y buscar un fluido base agua que tenga un desempeño similar a un fluido sintético en lo que respecta a la estabilidad del pozo, mayor tasa de perforación, alta tolerancia a los contaminantes, excelente lubricación y con una inhibición efectiva. Un fluido de perforación base agua de alto desempeño simula la eficiencia de uno base aceite mientras que elimina los riesgos ambientales y los costos asociados al desecho del fluido.

Estos fluidos previenen la hidratación de las arcillas debido a que las polieterdiaminas que los componen son capaces de encajar en las capas de arcillas y así evitar la absorción del agua. Se han realizado pruebas en varios lugares del mundo para evaluar la viabilidad de la implementación de estos fluidos, una de estas pruebas se realizó en la Cuenca del Mar Mediterráneo, en Egipto, donde existen formaciones reactivas las cuales han ocasionado la pérdida total de pozos en la zona, lo que se evidenció fue que los cortes en superficie eran firmes y que en los viajes de tubería realizados para cambiar el BHA no se halló problema al momento de extraer la sarta<sup>25</sup>.

De igual manera, en el Mar del Norte, en el yacimiento Rotliegend, se realizaron ensayos para evaluar los ahorros en costos en la perforación, encontrado como conclusión que el tiempo empleado en la perforación del pozo fue 11.6 días menores al establecido en el cronograma y con un 20% menos del presupuesto planeado<sup>26</sup>.

A continuación se mencionan ciertas características de los fluidos de alto desempeño:

- **Sistemas no dispersos:** El uso de dispersantes de sólidos lleva a una generación de sólidos ultrafinos, lo que provoca un aumento indeseable de las propiedades reológicas. Debido a que los HPWBF inhiben y flocculan las arcillas, estos reduce los costos al prescindir de dichos productos.
- **Bajo contenido de sólidos coloidales:** Los HPWBF flocculan y encapsulan los sólidos coloidales lo que facilita la extracción de estos en los equipos de control

---

<sup>25</sup> Attia, Mohamad, et al. "New Engineered Approach to Replace Oil-Based Fluids with High Performance Water-Based Fluids in Mediterranean Sea". 2010

<sup>26</sup> Mahrous, Ramy, et al. "High Performance Water-Based Mud HPWBM: Turning Old Ways into New Opportunities". 2016

de sólidos.

- Inhibición efectiva: A diferencia de los fluidos inhibidores base agua, que se enfocan en las arcillas y cómo inhibirlas, los HPWBF además de inhibirlas, pueden flocular y encapsular los sólidos ultrafinos.

## 2.4 DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO UTILIZADO ACTUALMENTE EN EL CAMPO CASTILLA.

El fluido de perforación implementado en el Campo Castilla está constituido por una serie de aditivos los cuales le permiten cumplir funciones específicas. El fluido diseñado es un polimérico para poder controlar las pérdidas de fluidos en las formaciones, pero sin controlar totalmente las arcillas reactivas.

**2.4.1 Formulación del fluido de perforación actual.** En la **Tabla 1** se mencionan los componentes del fluido de perforación empleado en el Campo Castilla. El fluido presentó un buen comportamiento pero debido a su bajo poder inhibitorio de arcillas (perdidas de circulación, tiempos no productivos), se optó por encontrar una nueva combinación de aditivos lo que lleva a la realización de este proyecto.

**Tabla 1.** Composición del fluido de perforación actual

PRODUCTO	RANGO DE CONCENTRACIÓN (LPB)
Agente controlador de filtrado de baja viscosidad	1-1.5
Agente puenteante	25
Glutaraldehido	0.37-0.85
Inhibidor estabilizador de shale (efecto mecánico)	2.06-7.26
Lubricante	1-3 % volumen
Poliacrilato de sodio	0.5-2
Soda cáustica	Hasta llegar a pH de 9.5
Viscosificante	1-2

**Fuente:** Base de datos Halliburton

**2.4.2 Componentes del fluido actual.** Los componentes que hacen parte del fluido de perforación tienen unas características y propiedades específicas, éstas son descritas a continuación. Dichas propiedades tienen un margen para que su desempeño en la perforación sea óptimo, dicho rango se encuentra en la **Tabla 2**.

**Tabla 2.** Rango de propiedades para la sección intermedia.

Propiedad	Unidad	Rango
Densidad	Ppg	11-12.2
Viscosidad plástica	Cp	15-21
Punto cedente	Lb/100 ft <sup>2</sup>	24-27
pH		9.5-10.5
Gel 10''	Lb/100 ft <sup>2</sup>	5-10
Gel 10'	Lb/100 ft <sup>2</sup>	10-20
Filtrado API	mL	5-10
HTHP	mL	10-15

**Fuente:** Base de datos Halliburton.

**Tabla 3.** Problemas potenciales de la sección intermedia.

Problema	Detalles
Diámetro reducido	Formaciones hidratables
Empaquetamiento	Concentración de recortes en el anular

**Fuente:** Base de datos Halliburton

**2.4.2.1 Glutaraldehido.** Es un bactericida compatible con los fluidos base agua, se utiliza para controlar las bacterias reductoras de sulfato.

**2.4.2.2 Poliacrilato de sodio.** Se emplean en aguas con poca dureza y baja salinidad. Los de bajo peso molecular se utilizan como defloculantes de arcilla y los de alto peso molecular se utilizan para el control de pérdida de fluido y como extendedor de arcilla.

**2.4.2.3 Agente controlador de filtrado de baja viscosidad.** Es un polímero soluble en agua, diseñado para reducir el filtrado en los fluidos base agua.

Funciones:

- Controlador de filtrado muy efectivo en sistemas no dispersos.
- Mínimo contribuidor de viscosidad.
- Resistente ante la presencia de bacterias cuando no hay un bactericida.

Ventajas:

- Efectivo en fluidos agua salada, dulce y salmueras.
- Agente de control de filtrado.
- Compatibilidad ambiental.

**2.4.2.4 Viscosificante.** Es un polímero que permite la suspensión de los sólidos y la limpieza del pozo.

Funciones:

- Viscosifica fluidos de agua fresca y salmueras.

- Suspende agentes de puenteo y materiales que aumentan el peso de los sistemas base agua.

Ventajas:

- Provee propiedades tixotrópicas y características de flujo no Newtonianas en un rango amplio de salinidad.
- Ayuda a proveer buena suspensión sin la necesidad de arcillas.
- Minimiza el daño de formación.

**2.4.2.5 Estabilizador de shale.** Usado en sistemas base agua para estabilizar arcillas e inhibe los cortes dispersos.

Funciones:

- Estabiliza arcillas.
- Reduce la pérdida de fluido debido a altas temperaturas.

Ventajas:

- Ayuda a inhibir cortes dispersos.
- Buena estabilidad térmica.
- Provee lubricidad.

**2.4.2.6 Lubricante.** Al limpiar el BHA, permite mayor peso en la broca lo que incrementa la rata de perforación.

Funciones:

- Mejora la rata de perforación.
- Incrementa la lubricación.
- Permite deslizar mejor en perforaciones direccionales.

Ventajas:

- Efectivo en bajas concentraciones.
- No afecta las propiedades de los fluidos.
- Compatible con la mayoría de sistemas base agua.

**2.4.2.7 Agente de puenteo.** Controla la pérdida de fluido a la formación.

Funciones:

- Aumenta la densidad en fluidos base agua y base aceite.
- Controla las pérdidas de fluido.

Ventajas:

- Soluble en soluciones de HCl.

**2.4.2.8 Soda cáustica.** Es una sustancia química altamente alcalina.

Funciones:

- Controlar alcalinidad y pH en sistemas base agua.

Ventajas:

- Aumenta el pH reduciendo la corrosión en la tubería de perforación al estar en contacto con el fluido.

### 3. EVALUACIÓN DE LAS PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

En este capítulo se evalúa el desempeño de dos inhibidores propuestos para el control de las formaciones reactivas de la sección intermedia de un pozo en Campo Castilla, de igual manera se habla de la reología, las propiedades físico-químicas y el filtrado del fluido utilizado actualmente y de cuatro fluidos que se proponen para el estudio que contienen distintas concentraciones de los inhibidores propuestos; las pruebas se realizaron en fluido fresco y envejecido por un proceso de rolado de 16 horas a una temperatura de 180°F.

#### 3.1 FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Para la evaluación de los fluidos, se parte de la formulación actual y cuatro formulaciones adicionales, en la cuales se cambió el inhibidor (Inhibidor A y B ambos de efecto químico) y las concentraciones de estos.

En la **Tabla 4** se observan las formulaciones a evaluar para los cuatro fluidos de perforación, dichas concentraciones fueron seleccionadas por el equipo técnico de Halliburton.

**Tabla 4.** Formulación del fluido de perforación a evaluar derivadas de la actual.

PRODUCTO	UNIDAD	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4
Agente controlador de filtrado de baja viscosidad	Lpb	1.25	1.25	1.25	1.25
Agente puenteante	Lpb	25.0	25.0	25.0	25.0
Glutaraldehido	Lpb	0.50	0.50	0.50	0.50
Inhibidor A	Lpb	6.00	-----	-----	4.00
Inhibidor B	Lpb	-----	4.00	6.00	4.00
Inhibidor estabilizador shale (efecto mecánico)	Lpb	4.00	4.00	4.00	4.00
Lubricante	Lpb	2.00	2.00	2.00	2.00
Poliacrilato de sodio	Lpb	1.50	1.50	1.50	1.50
Soda cáustica	-----	pH 9.5	pH 9.5	pH 9.5	pH 9.5
Viscosificante	Lpb	1.25	1.25	1.25	1.25

**Fuente:** Base de datos Halliburton

### 3.2 MATRIZ DE SELECCIÓN DE PRUEBAS

Para llevar a cabo el objetivo del proyecto, se realizó una matriz de planificación de las pruebas necesarias para la evaluación de los fluidos teniendo en cuenta las muestras del pozo, dicha matriz se detalla en la **Tabla 5**.

Se realizarán las pruebas de Tiempo de Succión Capilar (CST), de Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC), Hinchamiento Lineal (LMS), Dispersión y Acreción en donde las últimas tres pruebas se realizarán a las arcillas que presenten mayor reactividad arrojadas por el CEC y CST. La prueba de CST se realizará para los inhibidores A y B a las concentraciones antes mencionadas. Las pruebas se realizaron bajo el procedimiento de la Norma API 13-A.

**Tabla 5.** Matriz de pruebas de laboratorio.

MATRIZ DE PRUEBAS DE LABORATORIO					
Objetivo: Seleccionar el fluido de perforación evidencie mejor desempeño al contacto de las formaciones a evaluar.					
FORMULACIONES A EVALUAR	<b>CONCENTRACIONES</b>				
	<b>FA.</b> Formulación Actual				
	<b>F1.</b> Inhibidor A (6 lpb)				
	<b>F2.</b> Inhibidor B (4 lpb)				
	<b>F3.</b> Inhibidor B (6 lpb)				
<b>F4.</b> Inhibidor A (4 lpb) + Inhibidor B (4 lpb)					
HINCHAMIENTO LINEAL (LSM)					
CRÍTERIO: Valor de hinchamiento más bajo en determinado tiempo.					
	RESULTADOS				
FORMACIONES A EVALUAR	FA	F1	F2	F3	F4
C2					
C8					
ACRECIÓN					
CRÍTERIO: Menor cantidad de gramos adheridos a un tubo Monel.					
	RESULTADOS				
FORMACIONES A EVALUAR	FA	F1	F2	F3	F4
C2					
C8					

**Tabla 5.** Continuación

DISPERSIÓN					
CRÍTERIO: Menor porcentaje de solidos dispersos en el lodo.					
	RESULTADOS				
FORMACIONES A EVALUAR	FA	F1	F2	F3	F4
C2					
C8					

### 3.3 PRUEBAS DE LABORATORIO PARA DETERMINAR LA ESTABILIDAD DE LAS LUTITAS

Para la realización de las pruebas de laboratorio se usaron cortes provenientes del Campo Castilla del pozo objeto de estudio, las pruebas que se realizaron muestran el comportamiento que tienen los cortes con los diferentes fluidos de perforación propuestos, las pruebas a realizadas fueron descritas en la **Tabla 5**.

Las muestras evaluadas son de cada 500 pies desde 2000 hasta 6900 pies, donde se obtuvo un total de 11 muestras las cuales atraviesan las Areniscas superiores, Unidad C1, Unidad C2, Unidad C6 y Unidad C8.

**Tabla 6.** Agrupación de muestras por formaciones.

Formación	Muestra	Tope unidad (ft)	Profundidad de muestra (ft)
Areniscas superiores (A.S)	1	1150	2000
Unidad C1	2	2341	2500
	3		3000
Unidad C2	4	3446	3500
	5		4000
	6		4500
	7		5000
	8		5500
Unidad C6	9	5636	6000
Unidad C8	10	6320	6500
	11		6900

**3.3.1 Tiempo de Succión Capilar (CST).** La prueba mide el tiempo en segundos que tarda en trasladarse una cantidad de agua de forma radial entre dos electrodos sobre un papel filtro, permitiendo evaluar cualitativamente qué tan reactivas son las arcillas que están presentes en las formaciones, en donde a mayor tiempo más reactiva es la formación.

A continuación, se presenta el valor leído para cada profundidad al estar en contacto con agua y cada una de las formulaciones propuestas.

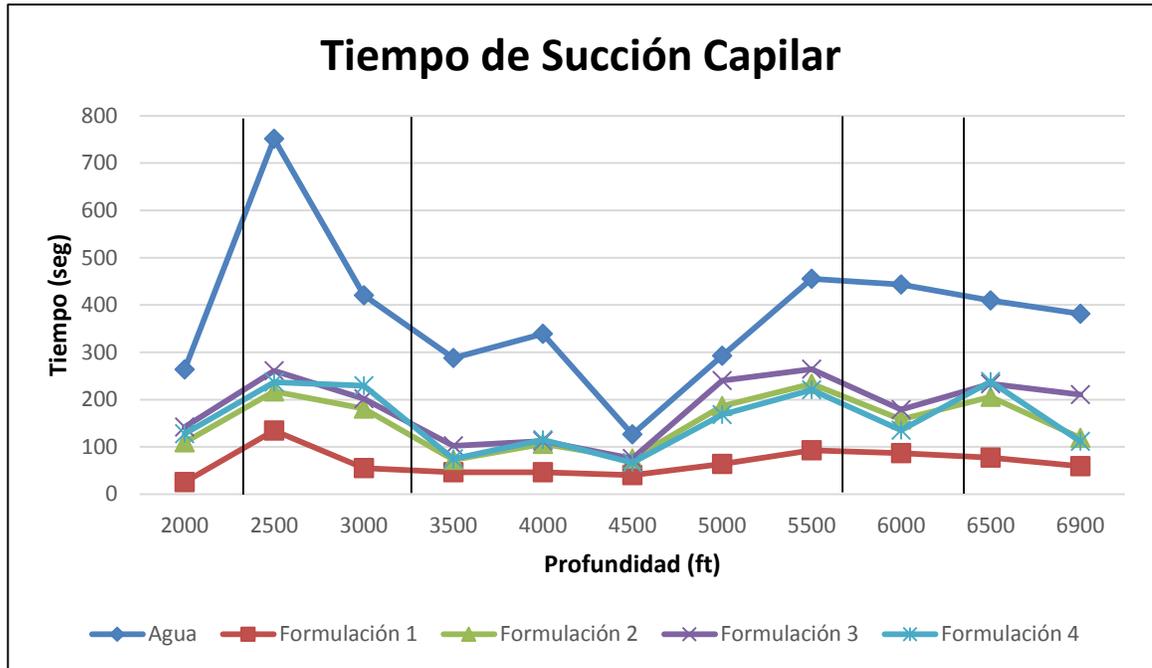
**Figura 3.** Equipo de medición de CST.



**Tabla 7.** Resultados de Tiempo de Succión Capilar.

Formación	Profundidad (ft)	Tiempo de Succión Capilar (seg)				
		Agua	Formulación 1	Formulación 2	Formulación 3	Formulación 4
AS	2000	263,50	25,650	109,55	142,00	127,70
C1	2500	751,00	134,35	217,50	260,70	236,50
	3000	420,15	55,250	180,95	201,85	229,40
C2	3500	287,65	46,400	73,000	102,30	74,550
	4000	339,05	46,250	106,00	112,40	114,95
	4500	126,60	40,350	75,600	75,600	66,600
	5000	292,50	64,000	186,50	240,40	168,30
	5500	455,40	92,750	233,40	264,05	220,60
C6	6000	443,50	87,000	157,80	178,80	135,15
C8	6500	409,35	77,400	205,80	233,15	238,40
	6900	381,15	59,450	119,05	210,50	111,85

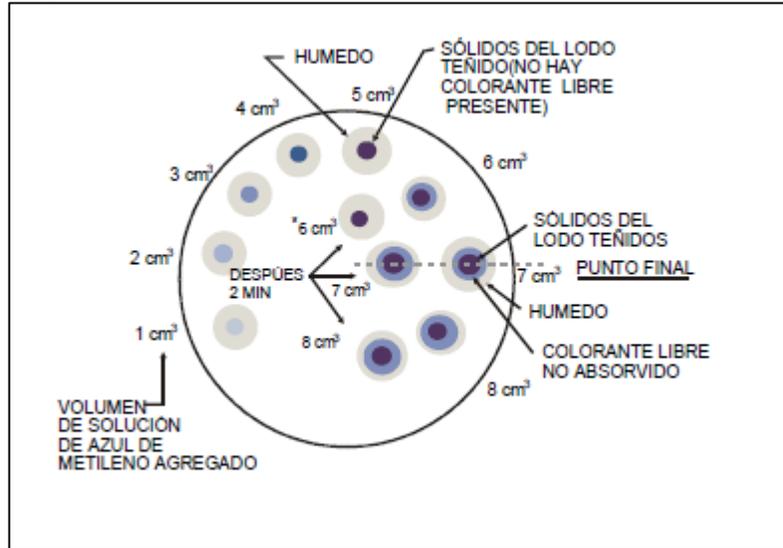
**Gráfica 2.** Resultados de Tiempo de Succión Capilar.



Teniendo en cuenta la **Tabla 6** y la **Gráfica 2**, se obtuvo que las profundidades con minerales más reactivos son las profundidades (en pies) de 2500, 4000, 5500, 6000 y 6500 ya que, exhiben tiempos mayores a los 400 segundos, de igual manera se puede concluir que la formulación que controla de mejor manera la reactividad de las formaciones es la formulación 1 puesto que, reduce considerablemente los tiempos de succión capilar de las muestras.

**3.3.2 Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC).** La prueba de capacidad de intercambio catiónico mide la cantidad de iones cargados positivamente que un mineral arcilloso puede contener en su superficie cargada negativamente. Se realiza con azul de metileno en donde se va agregando 0.5 mililitros del compuesto a la mezcla de la formación con agua destilada hasta que pueda observar un halo como el de la **Figura 4** a mayor cantidad de dicho compuesto mayor reactividad tiene la formación.

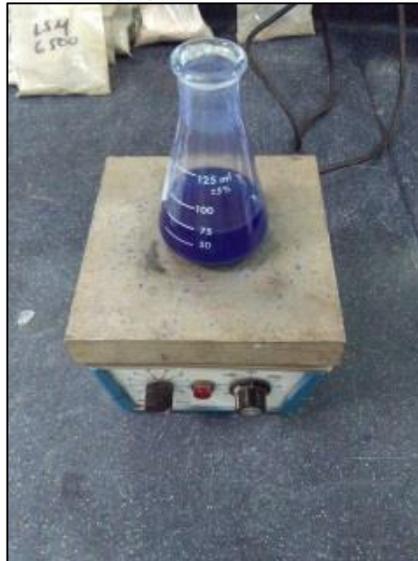
**Figura 4.** Marcas Capacidad de Intercambio Catiónico.



**Fuente:** PDVSA. Fluidos de perforación. 2002.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada una de las muestras de cortes.

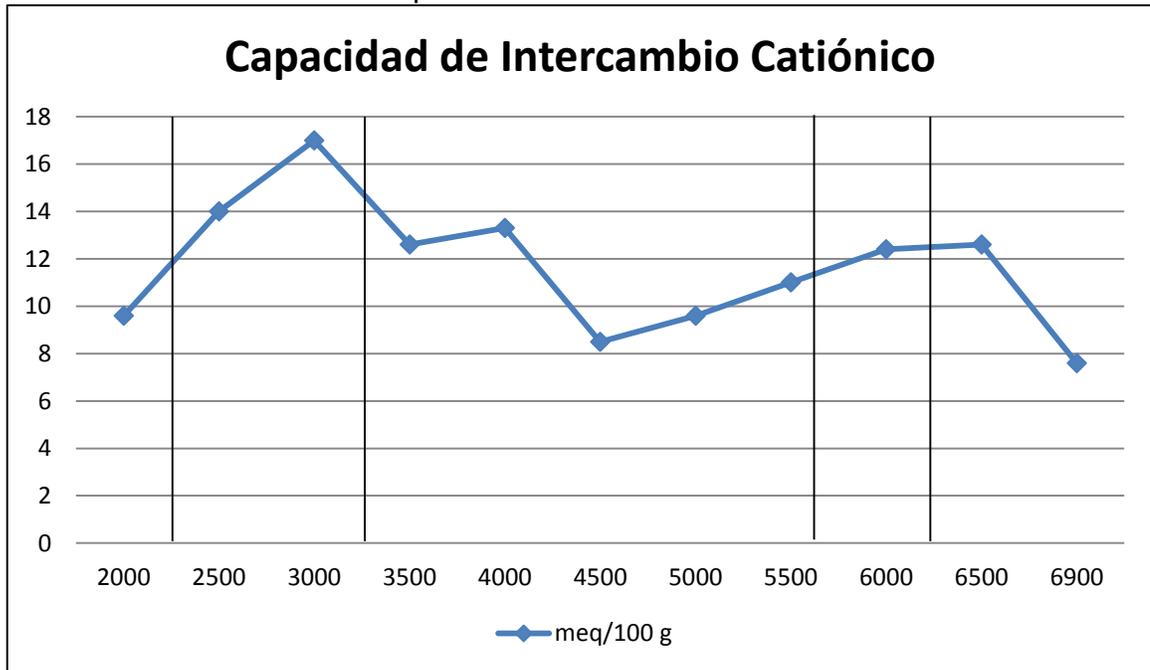
**Figura 5.** Equipo de medición de CEC.



**Tabla 8.** Resultados de Capacidad de Intercambio Catiónico.

Formación	Profundidad (ft)	Capacidad de Intercambio Catiónico (Meq/100 g)
AS	2000	9,60
C1	2500	14,0
	3000	17,0
C2	3500	12,6
	4000	13,3
	4500	8,50
	5000	9,60
	5500	11,0
C6	6000	12,4
C8	6500	12,6
	6900	7,60

**Gráfica 3.** Resultados de Capacidad de Intercambio Catiónico.



Comparando los resultados obtenidos en la prueba de CEC y los de CST solo con agua, se puede observar un comportamiento similar de las muestras de cortes, en donde con la del CEC se puede corroborar que las muestras 2500, 4000, 5500, 6000 y 6500 pies son reactivas, adicionando también la profundidad de 3000 pies,

pues aunque en el CST no se presentó un valor muy elevado, en el CEC sí, ya que es una prueba cuantitativa.

**3.3.3 Hinchamiento lineal (LSM).** Determina la hidratación o deshidratación de las lutitas por medición del aumento o reducción de la longitud por tiempo de un núcleo reconstituido, dichos núcleos se pusieron en contacto con el fluido de perforación por un lapso de 150 horas y los valores arrojados por el equipo se tabularon y graficaron para ver el comportamiento de las formaciones a estudiar.

De acuerdo con la descripción dada en el Capítulo de Generalidades del Campo Castilla se escogen las Unidades C2 y C8 puesto que son las lutitas de mayor intervalo y de mayor reactividad dados los resultados del CST y CEC.

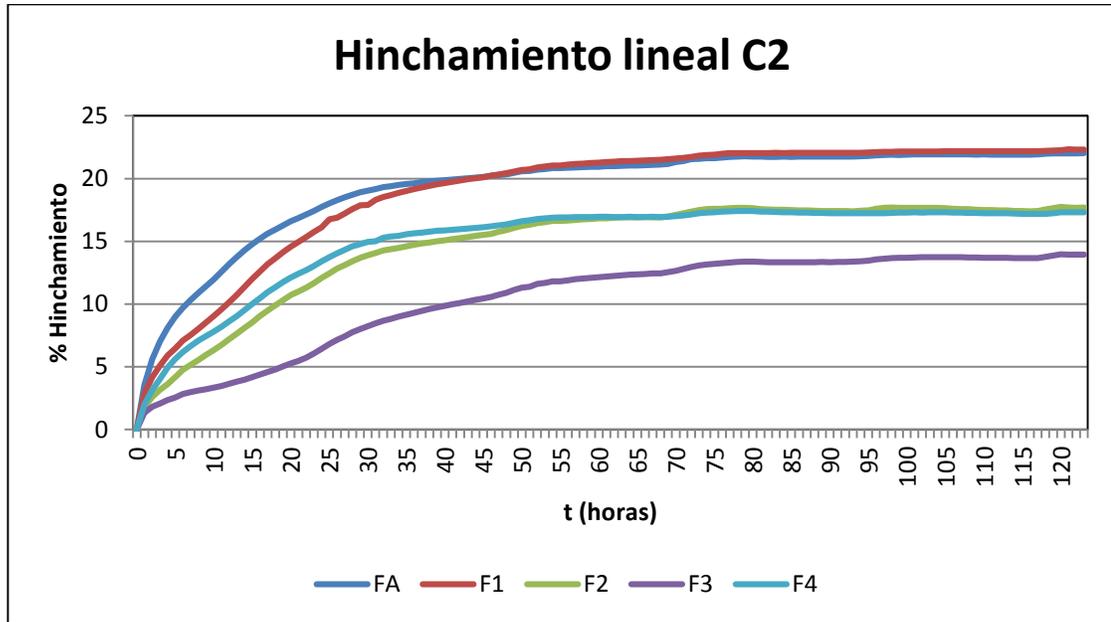
En esta prueba se pusieron en contacto 5 muestras de cada una de las formaciones a evaluar con cada uno de los fluidos a analizar, reportando el porcentaje final de hinchamiento frente a cada fluido.

**Figura 6.** Equipo LSM.



### 3.3.3.1 Hinchamiento unidad C2:

**Gráfica 4.** Hinchamiento lineal unidad C2.



**Tabla 9.** Valores de porcentaje total de hinchamiento para cada fluido en C2.

Fluido	%LSM
FA	21,5418
F1	21,7243
F2	17,3674
F3	12,7956
F4	17,1451

De la **Gráfica 4** se puede evidenciar que el hinchamiento mostrado para la Unidad C2 para la Formulación Actual y 1 es similar, lo que indica que el control que ejerce el inhibidor A sobre la formación no es recomendable si se tiene en cuenta los valores de las demás formulaciones.

### 3.3.3.2 Hinchamiento unidad C8:

Gráfica 5. Hinchamiento lineal unidad C8.

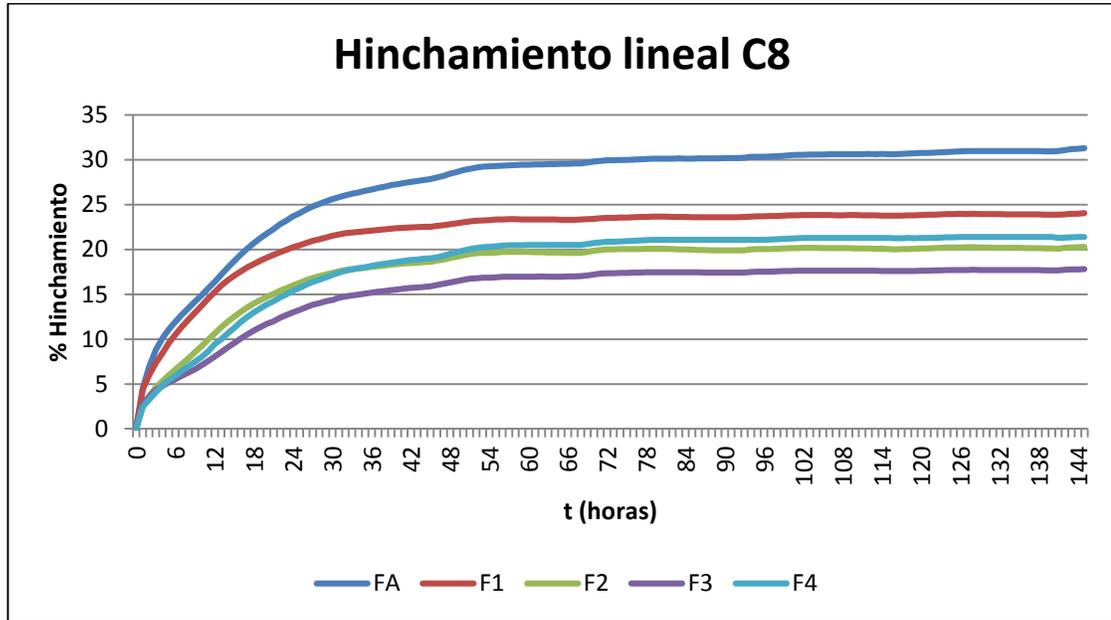


Tabla 10. Valores de porcentaje total de hinchamiento para cada fluido en E4.

Fluido	%LSM
FA	31,3019
F1	24,0579
F2	20,2976
F3	17,8215
F4	21,4141

A diferencia del resultado obtenido para la Formación C2, en esta el inhibidor A tiene más control sobre la Unidad C8 pero sigue estando por debajo del control del inhibidor B

**3.3.4 Acreción:** La prueba permite determinar la cantidad de material que se adhiere a una superficie metálica al estar sumergido en un fluido de perforación. Para esta prueba se tomó el peso de 5 tubos Monel los cuales fueron introducidos en una celda que contenía el fluido de perforación y los cortes de las formaciones; una vez se realizó este procedimiento se sometieron a un proceso de rolado a 150°F por un tiempo de 1 hora, para luego extraerlos y tomar el peso después de la prueba. En la **Tabla 11** y **Tabla 12** se enuncian los resultados obtenidos.

**Tabla 11.** Valores de Acreción para C2.

	Formación C2				
	FA	F1	F2	F3	F4
<b>Peso Monel, g</b>	94,93	94,68	94,94	93,6	94,83
<b>Peso de cortes, g</b>	30	30	30	30	30
<b>Peso Monel y material adherido, g</b>	121,58	118,93	118,2	112,9	116,68
<b>Acreción promedio, g</b>	26,65	24,25	23,26	19,3	21,85

**Tabla 12.** Valores de Acreción para C8.

	Formación C8				
	FA	F1	F2	F3	F4
<b>Peso Monel, g</b>	94,94	93,76	94,7	94,93	94,85
<b>Peso de cortes, g</b>	30	30	30	30	30
<b>Peso Monel y material adherido, g</b>	114,2	112,82	112,15	112,36	112,62
<b>Acreción promedio, g</b>	19,26	19,06	17,45	17,42	17,77

Para esta prueba la Formulación 3 también fue la que mejor desempeño obtuvo al controlar la adhesión de cortes a los moneles en ambas formaciones, arrojando un valor de 19,3 gramos adheridos de la Formación C2 y de 17,42 gramos a la C8.

**3.3.5 Dispersión:** La prueba permite determinar el porcentaje de minerales que se dispersan en un fluido después de un proceso de envejecimiento. Para esta prueba se tomaron 15 gramos de cada muestra y se introdujeron en una celda que contenía el fluido para llevarlos a un proceso de rolado a 150°F durante 16 horas, una vez culminado el proceso de envejecimiento se vació el contenido de la celda en una malla para separar los sólidos del fluido, se pesaron los sólidos que no se dispersaron en el fluido y se obtuvieron los valores expuestos a continuación.

**Tabla 13.** Valores de Dispersión para ambas Formaciones.

Peso inicial = 15g		FA	F1	F2	F3	F4
C2	Peso, g	10,48	14,8	14,89	14,92	14,75
	Porcentaje	30	1,3	0,73	0,53	1,66
E4	Peso, g	9,51	14,81	14,89	14,95	14,78
	Porcentaje	36,6	1,26	0,73	0,33	1,46

**Fuente:** Elaboración propia

Corroborando los resultados obtenidos en las pruebas anteriores, la formulación que mayor desempeño tuvo fue la Formulación 3, en donde los valores de dispersión en ambas formaciones fueron mínimos con relación al peso inicial y al peso remanente en el fluido, como se evidencia en la **Tabla 12**.

### 3.4 PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS.

El éxito de la perforación radica en el diseño y de las propiedades fisicoquímicas del fluido de perforación.

Los resultados obtenidos de estas pruebas para la formulación actual se encuentran en la **Tabla 14** y para las formulaciones propuestas en la **Tabla 15**, de igual manera se muestran los resultados de las pruebas después de un proceso de envejecimiento.

**Tabla 14.** Propiedades físicas y químicas formulación actual.

Propiedades reológicas @ 120°F	Unidad	Formulación actual	
		Inicial	Rolado @ 180°F / 16 Hrs
Ø600	Rpm	61	50
Ø300	Rpm	44	35
Ø200	Rpm	36	29
Ø100	Rpm	25	20
Ø6	Rpm	8	6
Ø3	Rpm	6	4
Gel 10"	Lbs/100 pie <sup>2</sup>	8	6
Gel 10'	Lbs/100 pie <sup>2</sup>	10	8
VP	cP	17	15
YP	Lbs/100 pie <sup>2</sup>	27	20
YS	Lbs/100 pie <sup>2</sup>	4	2
pH	-----	9,6	9,2
MW	Lpg		11,8
Filtrado API, 30 minutos	mL	11,8	18
Alcalinidad	pF	mL H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	0,23
	mF	mL H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	1,3
Cloruros	Ppm	800	
Calcios	Ppm	320	
Filtrado HPHT	mL		18

**Tabla 15.** Propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación.

Propiedades reológicas @ 120°F	Unidad	F1		F2	
		Inicial	Rolado @ 180°F / 16 Hrs	Inicial	Rolado @ 180°F / 16 Hrs
0600	Rpm	60	60	64	66
0300	Rpm	41	44	43	46
0200	Rpm	33	36	35	39
0100	Rpm	25	25	25	29
06	Rpm	9	7	8	9
03	Rpm	7	5	6	7
Gel 10"	lbs/100 ft^2	10	7	7	7
Gel 10'	lbs/100 ft^2	12	10	9	9
VP	Cp	19	16	21	20
YP	lbs/100 ft^2	22	28	22	26
YS	lbs/100 ft^2	5	3	4	5
pH	Unidad	9,6	8,4	11,76	11,46
MW	Ppg	11,8		11,8	
Filtrado API, 30 minutos	MI	12	18,8	10,8	17,6
Alcalinidad	pF	mL H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	0,4	2,3	
	mF	mL H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	2,1	4	
Cloruros	Ppm	1180		900	
Calcios	Ppm	288		48	
Filtrado HPHT	MI		17,2		26,8

**Tabla 15.** Continuación.

Propiedades reológicas @ 120°F	Unidad	F3		F4	
		Inicial	Rolado @ 180°F / 16 Hrs	Inicial	Rolado @ 180°F / 16 Hrs
0600	Rpm	61	65	55	66
0300	Rpm	42	46	40	41
0200	Rpm	34	39	35	39
0100	Rpm	25	28	25	29
06	Rpm	8	9	8	10
03	Rpm	6	7	6	8
Gel 10"	lbs/100 ft^2	8	8	6	8
Gel 10'	lbs/100 ft^2	10	10	8	10
VP	Cp	19	19	15	25
YP	lbs/100 ft^2	23	27	25	16
YS	lbs/100 ft^2	4	5	4	6
pH	Unidad	11,8	11,46	11,58	11
MW	ppg	11,8		11,8	
Filtrado API, 30 minutos	mL	10	17,6	10,4	12
Alcalinidad	pF	mL H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	4,52	2,54	
	mF	mL H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	6,36	4,44	
Cloruros	Ppm	1200		1280	
Calcios	Ppm	56		60	
Filtrado HPHT	mL		16,5		21

De la **Tabla 14** y **Tabla 15** se puede decir que FA, F1, F2 y F3 presentan una estabilidad térmica aceptable puesto que las propiedades VP, YP y los geles antes y después de rolado no presentan un cambio tan elevado a diferencia de F4 cuyos valores de VP y YP presentan un cambio considerable.

Comparando los resultados obtenidos en la **Tabla 15** y viendo los rangos de aceptabilidad de las propiedades para Campo Castilla en la **Tabla 2** se puede establecer las propiedades YP, YS y geles se encuentran dentro de un rango óptimo de operación para dicho campo.

Debido a la composición química del inhibidor B, al someterse al proceso de rolado, el compuesto se degrada traduciéndose en un incremento en el volumen obtenido en el filtrado API para F2 y F3, esto se puede controlar adicionando más agente controlador de filtrado.

### 3.5 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE MEJOR DESEMPEÑO

Con los resultados obtenidos anteriormente se puede determinar cuál de las formulaciones fue la que demostró un mejor desempeño a lo largo de la realización de las pruebas, a continuación se presenta la **Tabla 16** en la cual se resumen los resultados obtenidos por fluido y prueba.

**Tabla 16.** Resumen resultados pruebas de laboratorio.

Pruebas		Formulaciones				
		FA	F1	F2	F3	F4
LSM (%)	C2	21,54	21,72	17,36	12,79	17,14
	E4	31,30	24,05	20,29	17,82	21,41
Acreción (g)	C2	26,65	24,25	23,26	19,30	21,85
	E4	19,26	19,06	17,45	17,42	17,77
Dispersión (%)	C2	30,00	1,3,	0,73	0,53	1,66
	E4	36,6	1,26	0,73	0,33	1,46

De los resultados obtenidos en la prueba LSM para C2 se puede observar que la Formulación 3 tuvo el mejor desempeño al controlar el hinchamiento de la formación debido a que, el porcentaje de hinchamiento que se presentó fue de un 12,79%, obteniendo una disminución del 40,6% con respecto a la formulación actual. De igual manera para E4 con una disminución del 43,06%.

Para la prueba de acreción la Formulación 3 también fue la que mejor desempeño obtuvo al controlar en un 27,57% la adhesión de cortes al tubo Monel para la formación C2, y de 9,55% para la formación E4.

En la prueba de dispersión los resultados no variaron, ya que la Formulación 3 fue la que obtuvo menos porcentaje de sólidos dispersos en el fluido, teniendo un rendimiento casi perfecto porque de los 15 gramos totales de sólidos solo se dispersaron 0,08 de la formación C2, y 0,05 de la formación E4.

El inhibidor B es un silicato de sodio desarrollado para brindar control de las lutitas y estabilidad del pozo en zonas problemáticas. Su inhibición toma lugar cuando los silicatos se precipitan formando una película de silicato insoluble que impide el contacto del agua con la lutita del pozo. Esos silicatos solo son estables a altos valores de pH y se debe mantener a un valor mayor a 10,4 un indicador de esto es el alto pH obtenido en las formulaciones 2, 3 y 4 (pH mayor a 11) como lo muestran la **Tabla 15**.

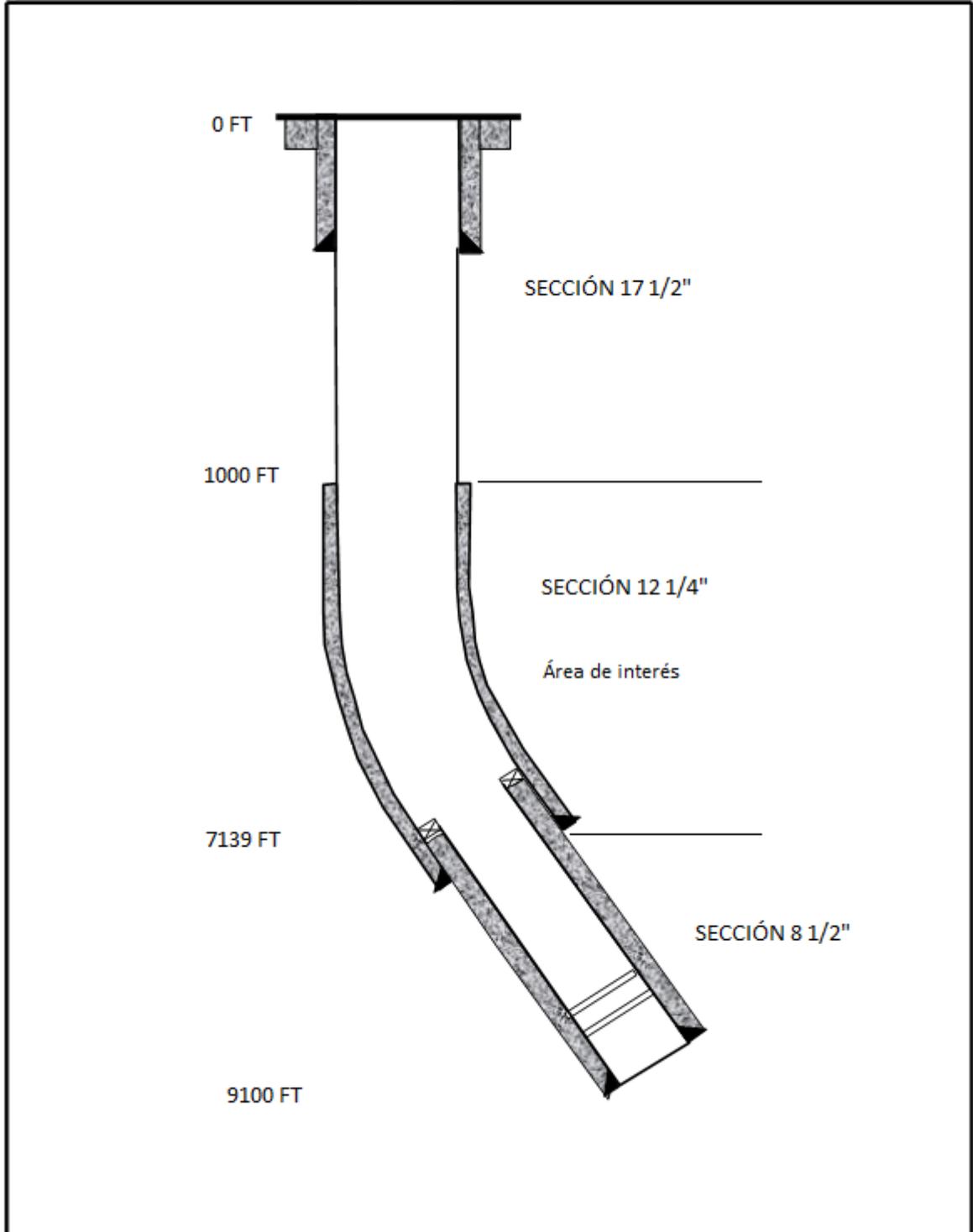
#### 4. ANÁLISIS FINANCIERO

Durante el proceso de planeación de la perforación de la sección intermedia (12 ¼") en un pozo del Campo Castilla, se encontró que las unidades arcillosas pertenecientes a la Formación Carbonera presentan una composición que tiende a hinchamiento causando problemas operacionales de pega mecánica de tubería, se proponen para contrarrestar el efecto de las unidades, diferentes formulaciones de fluidos de perforación de alto desempeño base agua, los cuales se sometieron a pruebas de laboratorio para evaluar su eficiencia de cada una de las formulaciones propuestas, seleccionando como mejor alternativa técnica la Formulación 3 ya que, tuvo el mejor desempeño en las pruebas de laboratorio.

La evaluación financiera se hace desde el punto de vista de una compañía prestadora de servicios, y se usa como unidad monetaria de valor constante el dólar americano (USD), una tasa de interés de oportunidad (TIO) del 11% efectivo anual de la compañía Halliburton, con duración de un año en periodos semestrales, donde se va a evaluar mediante la metodología del Valor Presente Neto (VPN), realizando un análisis de costos de operación con dos escenarios: el primero con el fluido actualmente utilizado y el segundo con la formulación cuyo desempeño fue la más óptima desde el punto de vista técnico.

Para ilustrar la sección de interés que se va a cuantificar se presenta el Estado Mecánico del pozo objeto de estudio en la **Figura 7**.

Figura 7. Estado mecánico del pozo objeto de estudio.



Fuente: Base de datos Halliburton

#### 4.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN

Para la evaluación de los costos de los fluidos de perforación se tienen en cuenta los valores de cada uno de los aditivos con las concentraciones correspondientes.

En la **Tabla 17** se presentan los costos de cada uno de los aditivos que son utilizados en el fluido actual y en el fluido propuesto.

**Tabla 17.** Costo de los aditivos.

Producto	Unidad de Empaque	Costo (USD)
Agente controlador de filtrado de baja viscosidad	50 lbs/saco	120,0
Agente puenteante	110 lbs/saco	7,5
Bentonita	100 lbs/saco	25,0
Glutaraldehido	5 gal/can	78,0
Inhibidor A	55 gal/tambor	920,0
Inhibidor B	55 lbs/saco	120,0
Inhibidor estabilizador shale	50 lbs/saco	55,0
Lubricante	55 gal/tambor	867,0
Poliacrilato de sodio	50 lbs/saco	127,0
Soda cáustica	55 lbs/saco	28,0
Viscosificante	55 lbs/saco	196,0

**Fuente:** Base de Datos Halliburton

Para determinar el costo de los fluidos de perforación se calculó el volumen de fluido necesario para la zona de interés.

Por medio de la **Ecuación 3** se calculó el volumen del hueco abierto para hallar el costo del fluido en dicha sección.

#### **Ecuación 3.** Calculo volumen del pozo

$$V = \frac{(Di)^2}{1.029,4} * l$$

Dónde:

*V: Volumen en barriles*

*Di: Diametro interno en pulgadas*

*l: Longitud de la sección en pies*

$$V = \frac{(12,25)^2}{1.029,4} * 6.139 = 894,9$$

El resultado del volumen en hueco abierto se aproxima a 895 bls.

En la **Tabla 18** se observa el volumen del fluido requerido en la zona de interés.

**Tabla 18.** Volumen del fluido por pozo para la zona de interés.

Espesor de la sección (pies)	Diámetro interno del hueco (DI)	Volumen del hueco (bls)	Volumen de washout 15% (bls)	Volumen de tanques y adicional en superficie (bls)	Volumen total (bls)
6.139	12,25	895	135	1200	2230

El tiempo de evaluación se hará en un tiempo de 12 meses debido a que, se realiza la evaluación de una campaña de perforación de 12 pozos en el que cada uno se demora en completar un tiempo aproximado de 30 días.

**4.1.1 Campaña de perforación.** Para el análisis financiero de este trabajo se planteó la siguiente campaña de perforación.

**Tabla 19.** Campaña de perforación.

Periodo (Semestre)	Número de pozos
1	6
2	6

**4.1.2 Costo de un fluido de perforación.** La elaboración de un fluido de perforación se traduce en diversas clases de costos, unos de estos son los costos operacionales y los costos de los aditivos que conforman dicho fluido. Para la realización de este análisis se utilizan los costos de los aditivos.

Para la elaboración se tienen en cuenta dos escenarios los cuales permiten la evaluación de los dos fluidos por separado, el primer escenario describe los costos y cantidades de los aditivos del fluido actual, y el escenario dos describe los costos del fluido propuesto en este proyecto.

**4.1.3 Escenario 1.** En la **Tabla 20** se muestran las concentraciones necesarias de cada producto para fabricar un barril de fluido, el empaque, el peso del producto en libras, la cantidad necesaria para fabricar un barril de fluido, el costo unitario de cada producto y el costo por cantidad de aditivo requerida.

**Tabla 20.** Concentraciones requeridas por producto para elaborar un barril de fluido actual.

Producto	Concentración (lpb)	Peso producto (lb)	Cantidad producto	Costo por unidad (USD)	Costo por cantidad (USD)
Agente controlador de filtrado de baja viscosidad	1,25	55	0,0227	120,0	2,72
Agente puenteante	25,00	110	0,2270	7,5	1,70
Glutaraldehido	0,50	44	0,0114	78,0	0,89
Inhibidor estabilizador shale	4,00	50	0,0800	55,0	4,40
Lubricante	2,00	431	0,0046	867,0	3,99
Poliacrilato de sodio	1,50	50	0,0300	127,0	3,81
Soda cáustica	0,63	55	0,0114	28,0	0,32
Viscosificante	1,25	55	0,0227	196,0	4,45
Total costo por barril					22,28

**Fuente:** Base de Datos Halliburton

Como se mencionó anteriormente, la campaña de perforación consta de 12 pozos en un plazo de 1 año, la **Tabla 21** muestra la campaña de perforación especificando los periodos, el número de pozos, los barriles requeridos por pozo y costo total por periodo.

**Tabla 21.** Costo de operación.

Periodo (Semestre)	Costo por barril	Barriles por pozo	Costo por pozo	Número de pozos	USD
1	22,28	2.230	49.684,4	6	298.106,4
2	22,28	2.230	49.684,4	6	298.106,4

**4.1.4 Escenario 2.** De acuerdo con los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio se determinó que la formulación que mejor controla la problemática actual del Campo Castilla es la 3 y por lo cual se requiere conocer los costos necesarios para la elaboración del mismo.

En la **Tabla 22** se muestran las concentraciones necesarias de cada producto para fabricar un barril de fluido, el empaque, el peso del producto en libras, la cantidad necesaria para fabricar un barril de fluido, el costo unitario de cada producto y el costo por cantidad de aditivo requerida.

**Tabla 22.** Concentraciones requeridas por producto para elaborar un barril de fluido de la Formulación 3.

Producto	Concentración (lpb)	Peso producto (lb)	Cantidad producto	Costo por unidad (USD)	Costo por cantidad (USD)
Agente controlador de filtrado de baja viscosidad	1,25	55	0,0227	120,0	2,72
Agente puenteante	25,00	110	0,2270	7,5	1,70
Glutaraldehido	0,50	44	0,0114	78,0	0,89
Inhibidor B	6,00	55	0,1091	120,0	13,10
Inhibidor estabilizador shale	4,00	50	0,0800	55,0	4,40
Lubricante	2,00	431	0,0046	867,0	3,99
Poliacrilato de sodio	1,50	50	0,0300	127,0	3,81
Soda cáustica	0,63	55	0,0114	28,0	0,32
Viscosificante	1,25	55	0,0227	196,0	4,45
Total costo por barril					35,38

**Fuente:** Base de Datos Halliburton

En la **Tabla 23** se muestra la inversión necesaria para la campaña ejecutada en el Campo Castilla utilizando el fluido de perforación propuesto.

**Tabla 23.** Costo de operación.

Periodo (Semestre)	Costo por barril	Barriles por pozo	Costo por pozo	Número de pozos	USD
1	35,38	2.230	78.897,4	6	473.384,4
2	35,38	2.230	78.897,4	6	473.384,4

## 4.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

En esta sección se establece la viabilidad financiera del proyecto.

**4.2.1 Valor Presente Neto (VPN).** Es “en dólares de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero, de realizar o no un proyecto”<sup>27</sup>. En la **Ecuación 4** se muestra cómo calcular el VPN.

<sup>27</sup> BACA, Guillermo. Ingeniería económica, Bogotá. 2005, p 127.

#### Ecuación 4. Valor Presente Neto

$$VPN(i) = \sum_{n=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n}$$

**Fuente.** BACA, Guillermo.  
Ingeniería económica, Bogotá.  
2005, p 24.

Dónde:

*VPN: Valor Presente Neto*

*Fn: Flujo de caja neto*

*i: Tasa de interés de oportunidad (TIO)*

*n: Número de periodos en los que se va a evaluar el proyecto*

Debido a que se utiliza la metodología del Valor Presente, su resultado se interpreta como a dólares de hoy cuánto vale el proyecto.

La tasa de interés de oportunidad utilizada por la compañía, como se mencionó anteriormente, es de 11% efectivo anual, y por lo tanto es necesario convertirla a efectivo semestral puesto que se evalúa en dos periodos semestrales.

La **Ecuación 5** muestra el método para cambiar de una tasa con un periodo específico de tiempo a otra tasa con un periodo de tiempo diferente.

#### Ecuación 5. Cambio de interés.

$$(1 + i_1)^{m_1} = (1 + i_2)^{m_2}$$

**Fuente.** BACA, Guillermo.  
Ingeniería económica, Bogotá.  
2005, p 24

Dónde:

*i<sub>1</sub> = Tasa conocida o inicial*

*i<sub>2</sub> = Tasa a la que se ve a calcular*

*m<sub>1</sub> = Periodos de la tasa actual*

*m<sub>2</sub> = Periodos de la nueva tasa*

De un despeje de la ecuación anterior, para calcular la nueva tasa de interés semestral se obtiene:

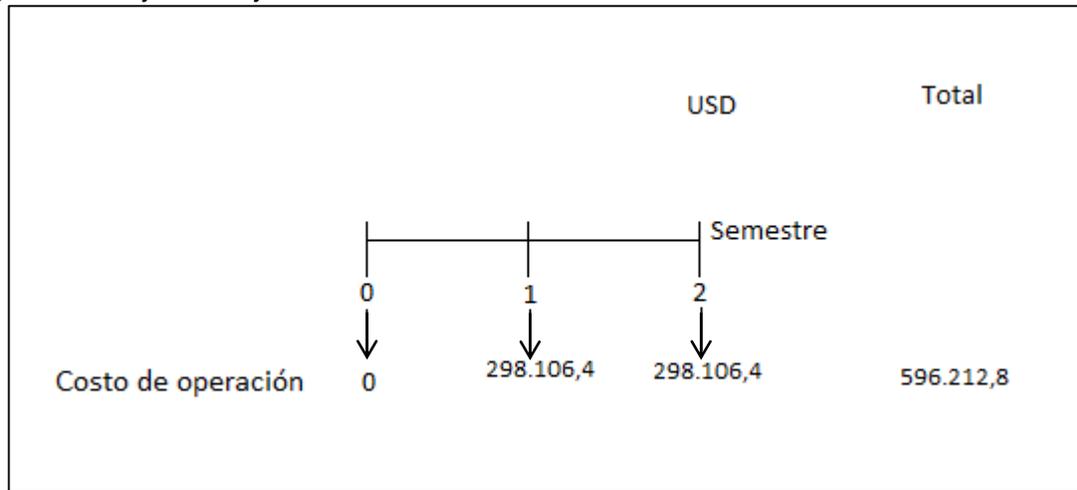
$$i_2 = \left[ (1 + 0,11)^{1/2} - 1 \right] * 100$$

$$i_2 = 5,35\% = \text{Tasa efectiva semestral}$$

**4.2.2 Flujo de caja.** Es una representación gráfica de una “serie de ingresos o egresos a lo largo de la línea de tiempo”<sup>28</sup>.

**4.2.2.1 Escenario 1.** La **Figura 8** muestra el flujo de caja para la campaña de perforación usando el fluido actual, adicionalmente es necesario ilustrar los egresos totales del proceso.

**Figura 8.** Flujo de caja escenario 1.



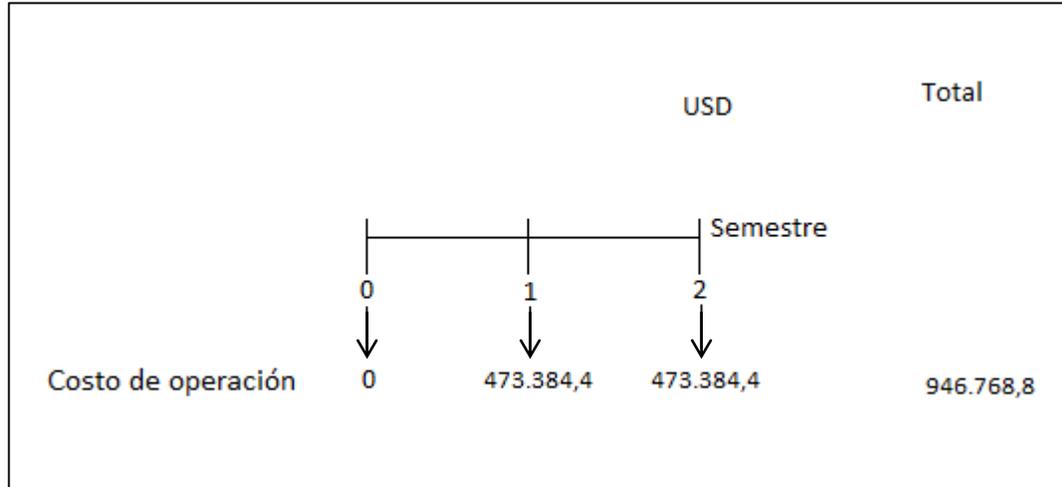
$$VPN(0,0535) = -\frac{298.106,4}{(1 + 0,0535)^1} - \frac{298.106,4}{(1 + 0,0535)^2}$$

$$VPN(0,0535) = -551.565,28$$

**4.2.2.2 Escenario 2.** La **Figura 9** muestra el flujo de caja para la campaña de perforación usando el fluido actual, adicionalmente es necesario ilustrar los egresos totales del proceso.

<sup>28</sup> BACA, Guillermo. Ingeniería económica, Bogotá. 2005, p 391.

**Figura 9.** Flujo de caja escenario 2.



$$VPN (0,0535) = -\frac{473.384,4}{(1 + 0,0535)^1} - \frac{473.384,4}{(1 + 0,0535)^2}$$

$$VPN (0,0535) = -875.869,83$$

### 4.3 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la empresa Halliburton Latin America S.A. es emplear la formulación propuesta en la próxima campaña de perforación porque le representa un incremento en sus ingresos, en dólares de hoy, del 37,02% (USD 324.304,55) frente a la formulación actual.

## 5. CONCLUSIONES

- Se logró determinar que puede haber una mejora en el diseño de inhibición química, ya que, al realizar las pruebas, todas las alternativas estuvieron por encima del fluido actual, y de éstas la mejor fue la Formulación 3.
- Debido a la composición química del Inhibidor B, al ser un inhibidor a base de silicatos, su densidad se ve incrementada al estar en contacto con el agua y la muestra de la formación; es por esto que el resultado obtenido con este inhibidor en la prueba del CST se ve que tiene un desempeño menor al obtenido por el inhibidor A.
- Los resultados obtenidos en la prueba de acreción (para todos los fluidos con una acreción mayor al 50%) se deben al efecto mecánico de la tubería girando en el hueco, el cual puede ser mejorado por el incremento del lubricante empleado en el fluido, puesto que al analizar los resultados de las pruebas de dispersión se evidencia que el efecto inhibitor de los dos inhibidores es óptimo (valores menores al 5% de sólidos dispersos).
- Al observar los resultados obtenidos en los análisis de laboratorio, se encontró que antes y después del rolado, las propiedades de las formulaciones propuestas no variaron de manera significativa (entre un 10% a 20% de las propiedades YP, YS y los geles), por lo tanto, se puede concluir que la estabilidad del fluido es buena ya que, tanto antes como después del proceso de envejecimiento, el fluido conserva sus propiedades sin grandes cambios.
- Se observa que las Unidades C2 y C8 para este proyecto arrojaron valores elevados (más de 300 segundos en promedio para el CST y de 10 meq para CEC) siendo lutitas de gran espesor.

## 6. RECOMENDACIONES

- Realizar la comparación entre las formulaciones 2, 3 y 4 junto con un fluido base aceite.
- Variar las concentraciones de los inhibidores empleados y mezclarlos para reducir los costos operacionales que conlleva la implementación del inhibidor B.
- Realizar la evaluación financiera cuantificando los tiempos no productivos asociados al hinchamiento de arcillas al momento de la perforación del pozo.
- Realizar la evaluación de fluido en campo y ajustar a los valores reales.
- Analizar la viabilidad de la realización de prueba de inhibición mecánica para las unidades C2 y C8.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Colombian Sedimentary Basins, Colombia, 2007, p. 71.

ANH, Colombian Sedimentary Basins, Colombia, 2007, p. 71.

ARAUJO, Oscar; SERRANO, Juan, Caracterización de las rocas retardantes en la unidad K2 superior de los campos Castilla y Chichimene, Llanos Orientales de Colombia, 2004, p 6.

ASOCIACIÓN COLOMBIA DEL PETRÓLEO. Informe estadístico petrolero. Hoja: Prod. X Campo BPDC. Disponible en: <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>.

ATTIA, Mohamad. "New Engineered Approach to Replace Oil-Based Fluids with High Performance Water-Based Fluids in Mediterranean Sea". 2010

BACA, Guillermo. Ingeniería económica, Bogotá. 2005, p 127.

BAROID, Manual de fluidos, 2000, p. 272.

DE PORTA, J., Léxico estratigráfico internacional, 1974, p. 81.

ECOPETROL S.A., Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004, En línea, disponible en [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm).

HERRERA, Fredy A., Balance de masa de los campos de la gerencia Llanos de Ecopetrol, 2004. p 5.

INGEOMINAS, Geología de la plancha 266 Villavicencio, 2001, p. 32.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Presentación de tesis, trabajo de grado y otros trabajos de investigación. 6 Ed, Bogotá: ICONTEC, 2008. 41 p (NTC 1486)

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. 1 Ed, Bogotá: ICONTEC, 2008. 38 p (NTC 5613)

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. 1 Ed, Bogotá: ICONTEC, 1998. 27 p (NTC 4490)

Mahrous, Ramy, et al. "High Performance Water-Based Mud HPWBM: Turning Old Ways into New Opportunities". 2016

PDVSA, Fluidos de perforación, Agosto 2002, p. 14-16.

SIERRA, Miguel A., Lecturas sobre lodos de perforación, Enero 2000.

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

## AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Yo Juan David Hernández Cleves en calidad de titular de la obra EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA A NIVEL DE LABORATORIO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO DESEMPEÑO BASE AGUA PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA DE UN POZO EN CAMPO CASITLLA, elaborada en el año 2016, autorizo al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que me corresponde y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autor manifestamos conocer que:

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

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

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

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

Licencias completas: [http://co.creativecommons.org/?page\\_id=13](http://co.creativecommons.org/?page_id=13)

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

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

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

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

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 7 días del mes de Noviembre del año 2017.

EL AUTOR:

Autor 1

<b>Nombres</b>	<b>Apellidos</b>
Juan David	Hernández Cleves
<b>Documento de identificación No</b>	<b>Firma</b>
1020 801 295	