

**FORMULACION DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO RENDIMIENTO
POLIMERICO EN BASE AGUA PARA EL BLOQUE CPO-05 DE LA CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES**

MONICA MARCELA HERNANDEZ PEDREROS

ALEJANDRO MANRIQUE OSORIO

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERIA QUIMICA
BOGOTÁ D.C, COLOMBIA
2018**

**FORMULACION DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO RENDIMIENTO
POLIMERICO EN BASE AGUA PARA EL BLOQUE CPO-05 DE LA CUENCA
DE LOS LLANOS ORIENTALES**

MONICA MARCELA HERNANDEZ PEDREROS

ALEJANDRO MANRIQUE OSORIO

**Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO QUÍMICO**

**Director
ING. ANA MARIA ULLOA
Ingeniera de Petróleos**

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERIA QUIMICA
BOGOTÁ D.C, COLOMBIA
2018**

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C (Febrero 08,2018)

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos humanos

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrector Académico y de Posgrados

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Secretario General

Dr. Juan Carlos Posada García-Peña

Decano general Facultad de Ingenierías

Ing. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Director del Departamento de Química

Ing. Leonardo Herrera

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

Esta tesis va dedicada a mí mamá Isabel Pedreros Patiño que por muchos años se ha esforzado para sacar este proyecto adelante, a mí papito Manuel Antonio Hernández Cruz que desde el cielo espero este orgulloso de este logro, a mis hermanos Oscar y Fabian Hernández por acompañarme en este recorrido; a la familia Hernández Cruz por su apoyo incondicional; a la familia Meneses Guerrero por ser una segunda familia que me ha brindado amor y apoyo en todo momento y por último pero no menos importante a Sebastián Gómez por su apoyo incondicional y por alentarme en cada momento de debilidad. Gracias a todos, este sueño se hizo realidad.

DEDICATORIA

Agradezco infinitamente a mi familia, en especial a mis padres Gladys Osorio, Erlendy Manrique y mi hermana Paola Manrique Osorio por apoyarme y alentarme en todo el este proceso, adicionalmente agradezco en especial a mi compañero Jorge Enrique de la Torre y a todas las personas que de una u otra forma contribuyeron en el camino para lograr cumplir esta gran meta y a Dios por darme la fuerza para siempre dar más y construir grandes cosas.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos de manera muy especial a la empresa Halliburton Latinoamérica por dejarnos pertenecer a este proyecto de investigación y facilitarnos todos los equipos y herramientas necesarias para el desarrollo de este proyecto.

A los ingenieros Carlos Gómez y Ana Ulloa por toda la ayuda, dedicación, consejos y orientación para poder darle cumplimiento y desarrollo a este proyecto.

A los ingenieros del laboratorio de Baroid Nubia Ramírez, María Fernanda Díaz y Javier Bautista por toda su orientación, explicaciones, tiempo, guía y ayuda para desarrollar las formulaciones para el campo Mariposa 1 Bloque CPO-05.

Al orientador de este proyecto el ingeniero Edgar Fernando Moreno por su asesoría, dedicación y consejos para culminar con este proyecto.

Al ingeniero Rishabh Pushkarna ya que sin él no habría sido posible obtener este tema de trabajo de tesis y hacerlo con esta gran compañía que es Halliburton Latinoamérica.

A la Universidad de América ya que nos proporcionaron toda la información académica necesaria para poder culminar nuestra ingeniería.

A las personas que de una u otra manera nos ayudaron, acompañaron y apoyaron para poder culminar este proyecto de grado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	25
1. GENERALIDADES CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES BLOQUE CPO-05.	26
1.1 HISTORIA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	26
1.2 LOCALIZACION GEOGRAFICA	27
1.3 MARCO GEOLOGICO	29
1.3.1 Columna Estratigráfica.	29
1.3.2 Geología del Petróleo.	33
2. FLUIDOS DE PERFORACION	36
2.1 FLUIDO DE PERFORACIÓN	36
2.2 HISTORIA FLUIDOS DE PERFORACIÓN	36
2.3 CLASIFICACIÓN FLUIDOS DE PERFORACIÓN	37
2.3.1 Fluidos de perforación base agua.	37
2.3.2 Fluidos poliméricos.	38
2.3.3 Fluido de perforación base aceite.	43
2.3.4 Fluidos neumáticos.	44
2.4 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION	46
2.4.1 Control de las presiones de perforación.	46
2.4.2 Estabilidad del pozo.	46
2.4.3 Remoción recortes del pozo.	47
2.4.4 Control de la corrosión.	48
2.4.5 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la barrena y del conjunto de perforación.	48
2.4.6 Evaluación de la formación.	49
2.4.7 Facilitar la cementación y completación.	49
2.4.8 Proteger las paredes del pozo.	50
2.4.9 Evitar daños en la zona de producción.	50
2.4.10 Mantener en suspensión los sólidos.	50

2.4.11 Minimizar el impacto ambiental.	50
2.5 PROPIEDADES FISICOQUIMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION	50
2.5.1 Densidad.	50
2.5.2 Reología del fluido.	52
2.5.3 Viscosidad API.	54
2.5.4 Filtración.	55
2.5.5 pH.	56
2.5.6 Porcentaje de arena.	57
2.5.7 Porcentaje de líquidos y de sólidos.	57
2.5.8 Dureza.	58
2.5.9 Cloruros.	58
2.5.10 Alcalinidad.	59
2.5.11 Prueba azul de metileno.	60
3. DESCRIPCION DE ADITIVOS Y PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDO CAMPO MARIPOSA 1 BLOQUE CPO-05	61
3.1 PRINCIPALES ADITIVOS UTILIZADOS PARA LA FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DELCAMPO MARIPOSA 1 BLOQUE CPO-05	61
3.1.1 Agua Dulce.	61
3.1.2 Aditivos Primarios.	61
3.1.3 Aditivos Secundarios.	62
3.2 SELECCIÓN FLUIDO DE PERFORACION BASE AGUA DE ALTO RENDIMIENTO	64
3.2.1 Descripción pruebas de laboratorio.	65
3.2.1.1 Prueba de densidad.	65
3.3 SEGMENTACIÓN DEL ESTADO MECANICO DEL POZO MARIPOSA 1 DEL BLOQUE CPO-05	69
3.3.1 Fase I.	70
3.3.2 Fase II.	70
3.3.3 Fase III.	70
4. SELECCIÓN DE FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA LAS FASES I, II Y III EL CAMPO MARIPOSA 1 BLOQUE CPO-05	72
4.2 CARACTERISTICAS FLUIDO DE PERFORACION ALTO RENDIMIENTO POLIMERICO	74

4.2.1 Bajo contenido coloidal.	74
4.2.2 Inhibición eficaz.	74
4.2.3 Esfuerzo de adelgazamiento.	75
4.2.4 Aditivo polimérico.	75
4.3 SELECCIÓN FLUIDO DE PERFORACIÓN FASE I	78
4.4 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN FASE II	81
4.5 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN FASE III	87
5. VALIDACION FLUIDO SELECCIONADO PARA LA SECCION 12 ¹ / ₄ "	97
5.1 CONSIDERACIONES PARA LA VALIDACIÓN DEL FLUIDO	97
5.1.1 Rolado	97
5.2 FLUIDO SELECCIONADO SECCIÓN DE ESTUDIO	100
6. CONCLUSIONES	104
7. RECOMENDACIONES	105
BIBLIOGRAFÍA	106
ANEXOS	110

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Clasificación de fluidos iónicos.	40
Tabla 2. Factores para desarrollar viscosidad.	41
Tabla 3. Factores que afectan los polímeros.	42
Tabla 4. Propiedades típicas de un lodo polimérico.	43
Tabla 5. Espacio vacío recomendados para la práctica API.	69
Tabla 6 Aditivos y rangos para un fluido Fase I	79
Tabla 7. Propiedades fluido fase I.	79
Tabla 8. Formulación fluido fase I.	80
Tabla 9. Resultados experimentación formulación fase I.	80
Tabla 10. Aditivos y rangos para un fluido Fase I	81
Tabla 11. Propiedades fluido fase II.	82
Tabla 12. Formulaciones propuestas Fase II.	83
Tabla 13. Puntaje de evaluación selección del fluido Fase II.	85
Tabla 14. Resultados experimentación formulación fase II.	87
Tabla 15. Rango de concentraciones fluido fase III.	90
Tabla 16. Propiedades Fluido Fase III.	90
Tabla 17. Formulaciones propuestas Fase III.	92
Tabla 18. Puntaje de evaluación selección del fluido Fase III.	94
Tabla 18 (Continuación). Puntaje de evaluación selección del fluido Fase III.	95
Tabla 19. Resultados experimentación formulación fase III.	96
Tabla 20. Resultados pruebas de laboratorio antes del rolado.	99
Tabla 21. Resultados pruebas de laboratorio después del rolado.	100
Tabla 22. Ventajas y desventajas del fluido seleccionado.	101

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Antecedentes Cuenca de los Llanos Orientales.	26
Figura 2. Localización bloque CPO-05.	28
Figura 3. Acercamiento Bloque CPO-05.	29
Figura 4. Columna Estratigráfica Mariposa 1 Bloque CPO-05.	30
Figura 5. Tipos de fluidos neumáticos.	45
Figura 6. Balanza lodos.	51
Figura 7. Viscosímetro.	52
Figura 8. Embudo Marsh.	55
Figura 9. Filtro prensa API.	56
Figura 10. pH-metro.	57
Figura 11. Juego determinación contenido de arena.	57
Figura 12. Retorta.	58
Figura 13. Kit para determinar dureza.	58
Figura 14. Kit para determinar cloruros de un fluido.	59
Figura 15. Kit para determinar alcalinidad de un fluido.	59
Figura 16. Funciones fluido de perforación.	65
Figura 17. Viscosímetro de lectura directa.	66
Figura 18. Filtro prensa HPHT.	69
Figura 19. Estado mecánico.	71
Figura 20. Metodología de preparación de formulaciones del fluido de perforación.	78

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Densidad.	pág. 51
Ecuación 2. Punto cedente.	53
Ecuación 3. Cálculo viscosidad plástica.	67
Ecuación 4. Punto Cedente.	67
Ecuación 5. Esfuerzo de fluencia.	68

LISTA DE ILUSTRACIONES.

Ilustración 1. Balanza de lodos.

pág.
66

LISTA DE ANEXOS

Anexo A

pág.
111

LISTA DE ABREVIATURAS

Símbolo	Término
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
API	American Petroleum Institute
cP	Centipoises
Ft	Pies
Ft ²	Pies cuadrados
Ft ³	Pies cúbicos
In	Pulgadas
Lpb	Libras por barril
Lpg	Libras por galón
Mg	Miligramos
MI	Mililitros
pH	Potencial de hidrogeno
Ppb	Partes por barril
ROP	Velocidad de penetración
RPM	Revoluciones por minuto
S	Segundos
Vp	Viscosidad plástica
YP	Yield Point (Punto cedente)

YS	Esfuerzo cedente
WBM	Lodo base agua (Water Base Mud)
HPHT	Filtrado de alta presión y alta temperatura
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
Kg	Unidad de Kilogramo
Km	Unidad de Kilometro
MBT	Prueba Azul de Metileno en inglés

GLOSARIO

ADITIVO: material que se le adiciona a un fluido de perforación para realizar una o más funciones específicas como agente densificante, viscosificador o lubricante.¹

ADSORCION: propiedad que tienen algunos sólidos y líquidos para atraer a un líquido o gas hacia sus superficies.²

ANTIESPUMANTE: aditivo para lodo que se utiliza para disminuir la tensión interfacial de manera que el gas atrapado escapará fácilmente del lodo.³

API: sigla de American Petroleum Institute, asociación que fue fundada en 1919 con oficinas en Washington D.C. El API está patrocinado por la industria del petróleo y el gas y es reconocido en todo el mundo.⁴

ARCILLAS BENTONITICAS: la bentonita es un mineral de la arcilla que está compuesta principalmente de arcilla de tres capas, como la montmorillonita. Los minerales de bentonita comerciales varían en la cantidad y la calidad de la arcilla que se hincha.⁵

BACTERICIDA: aditivo que mata las bacterias se utilizan normalmente en lodos base agua que contienen almidones y gomas naturales que son vulnerables a un ataque bacteriano.⁶

BARITA: se denomina como un material denso que está compuesto por sulfato de bario ($BaSO_4$), se usa como un agente densificante para cualquier tipo de fluido de perforación.⁷

CAL APAGADA: es el nombre común que se le da al hidróxido de calcio, esta se usa en lodos base aceite o base sintética, por ser un material alcalino se puede incorporar en exceso para así neutralizar el ácido sulfhídrico.⁸

COPOLIMERO: un polímero que se forma de dos o más unidades estructurales diferentes.⁹

¹ SCHLUMBERGER,glossary. Schlumberger. [0]. [Consultado el May 25,2017]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms.aspx?filter=sym&LookIn=term%20name&searchtype=starts%20with>.

² Ibid., p.A

³ Ibid., p.A

⁴ Ibid., p.A

⁵ Ibid., p.A

⁶ Ibid., p.B

⁷ Ibid., p.B

⁸ Ibid., p.C

⁹ Ibid., p.C

CUENCA: es una depresión que se encuentra en la corteza terrestre y se forma por la actividad tectónica de las placas, en donde se acumulan sedimentos. Las cuencas pueden estar limitadas por fallas. La mayoría de las cuencas contienen cierta cantidad de lutitas, así que hay una alta probabilidad de encontrar hidrocarburos.¹⁰

DAÑO DE LA FORMACIÓN: es la alteración de las características originales de una formación productiva, generalmente como resultado de la exposición a los fluidos de perforación. El agua o las partículas de sólidos presentes en los fluidos de perforación, o ambos elementos, tienden a reducir el volumen poral y la permeabilidad efectiva de la formación.¹¹

DEFLOCULANTE: es un diluyente que se usa para reducir la viscosidad o evitar la floculación, la gran mayoría de defloculantes son polímeros aniónicos de bajo peso molecular y así neutralizan las cargas positivas en los bordes de las arcillas. Como ejemplo están los polifosfatos, lignosulfonatos y diversos polímeros sintéticos que son solubles en agua.¹²

DENSIFICANTE: es un material sólido que tiene alta gravedad específica se usa para aumentar la densidad de un fluido de perforación. Un ejemplo muy común es la barita que tiene una gravedad específica de 4.20 g/cm³.¹³

DESGASIFICADOR: dispositivo que sirve para remover aire o gases de los fluidos de perforación. Hay dos tipos que son genéricos y que funcionan mediante la expansión de burbujas de gas que son arrastradas por el lodo, generando un vacío en el lodo y el incremento de la superficie que está disponible para el lodo de esta manera se escapan las burbujas, utilizando varias placas deflectoras.¹⁴

EMBOLAMIENTO: ocurre cuando los sólidos de perforación se apelmazan y se pegan a las superficies metálicas de la barrena y la tubería. El embolamiento de barrena ocurre usualmente cuando se perforan arcillas.¹⁵

FALLAS: es una interrupción que existe en una roca frágil en donde se observa un desplazamiento, la presencia una falla se puede detectar cuando hay cambios producidos en la litología entre un bloque de falla y otro, o por medio de los cambios que se producen en la presión de la formación. Se pueden encontrar

¹⁰ Ibid., p.C

¹¹ Ibid., p.D

¹² Ibid., p.D

¹³ Ibid., p.d

¹⁴ Ibid., p.D

¹⁵ CARLIN Seminario,Paul. Bit Balling. Oct 31. [Consultado el jun 2,2017]. Disponible en: <https://www.scribd.com/document/287979807/Bit-Balling>

fallas muy gruesas que ayudan a la conducción del petróleo o el gas para migara a la superficie.¹⁶

FLOCULANTE: sustancia química que hace que una arcilla se coagule y forme flóculos. A mayoría de los floculantes que existen son cationes multivalentes, como el calcio, el magnesio y el aluminio, o polímeros de cadena larga. También se puede dar la floculación en la arcilla cuando se tiene valores altos de pH, salinidad y temperatura.¹⁷

GELIFICANTES: aditivo que le proporciona al fluido una memoria de su pasado y debe ser tomada en cuenta cuando se toman medidas significativas de las propiedades reológicas.¹⁸

HIDROCARBURO: es un compuesto orgánico que está compuesto por hidrogeno y carbono; estos pueden ser como el metano que es simple, o moléculas más complejas que se presentan como gases, líquidos o sólidos.¹⁹

INHIBIDOR: se denomina como un agente químico que puede ser agregado a un fluido para que cumpla con la función de retardar o prevenir una reacción indeseable que se pueden presentar en el fluido o con los agentes que están presentes en el ambiente.²⁰

LIMO: término que se utiliza para realizar la descripción de partículas cuyo tamaño es de 2 a 74 micrómetros.²¹

LODO: incluye todos los tipos de fluidos de perforación base agua o aceite, se puede encontrar en fase líquida o gaseosa, son los fluidos que contienen gran cantidad de sólidos en suspensión.²²

LUTITAS: es una roca de granos muy finos, esta es la roca sedimentaria más abundante. Los rastros de gas que se pueden hallar en las lutitas durante diferentes operaciones de perforación hacen que estas rocas se vean como potenciales yacimientos de gas e hidrocarburos.²³

MONTMORILLONITA: mineral de arcilla hidratable y dispersable. Es una arcilla expansora de tres capas que tiene una gran superficie y una elevada capacidad

¹⁶ SCHLUMBERGER, Op. Cit., p .F

¹⁷ Ibid., p.F

¹⁸ LOPEZ SILVA,Oscar Fernando. fluidos de perforación III. Feb 9,. [Consultado el May 25,2017]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/JOAPETROL1/fluidos-de-perforación-III>

¹⁹ SCHLUMBERGER, Op. Cit., p. H.

²⁰ Ibid., p.I

²¹ Ibid., p.L

²² Ibid., p.L

²³ Ibid., p.L

de intercambio catiónico. El Na^+ y el Ca^{+2} son los cationes intercambiables típicos.²⁴

ROCA MADRE: es una roca que es rica en materia orgánica ya que al recibir calor en un grado suficiente, generara petróleo o gas, por lo general son lutitas.²⁵

SHALE: es una roca sedimentaria de granos finos que se forma por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas, esta es la roca más abundante y las lutitas pueden contener grandes cantidades de material orgánico, esta roca posee el potencial para convertirse en una roca generadora rica en hidrocarburos por esta razón este tipo de roca es tan especial.²⁶

SPUD MUD: es el lodo que se utiliza para perforar el pozo desde la superficie hasta una profundidad superficial. Normalmente se denomina como lodo de arranque. Su función es la de quitar los recortes de perforación grandes que se encuentran a poca profundidad.²⁷

TITULACIÓN: en el análisis químico, un procedimiento para determinar la cantidad de un componente en una muestra mediante la adición de un volumen medido de reactivo hasta que la reacción entre el componente de interés y el reactivo se completa, como lo muestra un indicador apropiado de punto final.²⁸

TRAMPA: es la configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, se sellan gracias a una formación que es impermeable y es por donde los hidrocarburos pueden migrar.es un componente esencial de un sistema petrolífero.²⁹

VISCOSIDAD PLÁSTICA: la viscosidad plástica es la pendiente de la línea de esfuerzo cortante contra la velocidad de corte. Está pendiente representa la viscosidad de un lodo extrapolada a una velocidad de corte infinita se modela bajo el modelo matemático de Bingham.³⁰

YACIMIENTO: es un cuerpo de roca que se encuentra en el subsuelo y que tiene un grado de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.³¹

²⁴ Ibid., p.M

²⁵ Ibid., p.R

²⁶ Ibid., p.S

²⁷ Ibid., p.S

²⁸ Ibid., p.T

²⁹ Ibid., p.T

³⁰ Ibid., p.V

³¹ Ibid., p.Y

RESUMEN

Este proyecto surge de la necesidad de la compañía Halliburton por explorar el pozo Mariposa 1 Bloque CPO-05 ubicada en la Cuenca de los Llanos Orientales y encontrar el fluido de perforación más adecuado para este campo en especial, ya que cada fluido es único y característico para un campo específico.

En este documento se realiza el análisis de formulaciones propuestas, buscando una solución a la problemática existente al momento de realizar la perforación del pozo Mariposa 1 del Bloque CPO-05 ubicado en la Cuenca de los Llanos orientales, en cuanto a la estabilidad del pozo a medida que aumenta la profundidad, las velocidades de perforación, el hinchamiento de arcillas, controlar los daños en las formaciones, controlar la reacción de lutitas, entre otros, teniendo en cuenta la reglamentación y los beneficios para la compañía.

Hay que tener presente que se formularon cuatro fluidos base agua poliméricos de alto rendimiento hasta el segmento 12 1/4", dos de ellos para la última fase. Las formulaciones se dividieron teniendo en cuenta las diferentes fases atravesadas a medida que avanza la perforación, cada una con sus requerimientos, por esta razón la última fase en la cual se dividió la sección de exploración, posee una relevancia más alta, ya que se sitúa en una zona donde se presenta la mayor cantidad de problemas como el hinchamiento de arcillas, inestabilidad en la formación, viajes de tubería tortuosos entre otros.

Una vez realizado el análisis de las condiciones del fluido de perforación para cada una de las fases de la perforación hasta la sección 12 1/4", se procedió a formulación adecuada para cada una de las mismas de forma experimental, obteniendo una formulación base para la primera sección, una formulación que facilita la limpieza del pozo y controla el hinchamiento de arcillas para la segunda sección y una formulación inhibida que asegure la estabilidad del pozo para la tercera sección.

Palabras clave:

- Fluido base agua.
- Cuenca de los Llanos Orientales.
- Fluido de perforación.
- Campo Mariposa 1 BLOQUE CPO-05.
- Alto rendimiento

INTRODUCCIÓN

En Colombia, el petróleo es un recurso natural que contribuye al desarrollo industrial, para obtenerlo es necesario realizar una perforación para evaluar si el pozo es productor o no, de ahí se desenlaza la necesidad del diseño de un fluido de perforación base agua o base aceite que cumpla con las necesidades de cada pozo y de cada sección que está en él y así cumplir con las múltiples tareas que desempeña el fluido.

El fluido sea cual sea su base, se diseña con diversos aditivos químicos que le proporciona sus propiedades fisicoquímicas que cumpla con las condiciones de la formación; estos aditivos deben cumplir con una serie de requisitos para la formación ubicada en la Cuenca de los Llanos Orientales, para ello se hacen necesarias diferentes pruebas de laboratorio que ayudan a determinar si el fluido es apto para cada una de las secciones de la formación. Para comprobar la eficiencia de cada aditivo se debe controlar unos parámetros siendo los principales: las propiedades reológicas teniendo en cuenta la temperatura y presión que hay en el pozo, humedad, densidad, entre otras.

El ingeniero químico se desempeña en la observación, control de los aditivos y el comportamiento que estos tienen sobre el fluido, para así diseñar la formulación más apropiada, en el caso de este documento, para el campo Mariposa 1 Bloque CPO-05, iniciando en el laboratorio y avanzando de manera gradual hasta llegar a la aplicación del campo de interés.

Este documento de trabajo de grado da a conocer desde el primer capítulo la ubicación del campo y la reología del área, ya en el segundo capítulo se da a conocer los diferentes fluidos más usados en la industria y la importancia de cada uno de ellos ilustrando así las diferentes pruebas que se realizan para escoger el más adecuado para el campo Mariposa 1 Bloque CPO-05, en el tercer capítulo se hace la descripción de las pruebas de laboratorio paso a paso realizadas a la selección de los fluidos que se utilizarán hasta la sección de estudio 12 $\frac{1}{4}$ " (formación León), en el cuarto capítulo se realiza una matriz de selección y se muestran los diferentes aditivos utilizados para la formulación de los fluidos donde se encuentran los problemas de perforación. Finalmente, en el quinto capítulo se realiza la validación de la selección realizada y las ventajas que ofrece el fluido de perforación resultante del análisis de este documento.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Formular un fluido de perforación de alto rendimiento polimérico en base agua para el pozo exploratorio bloque CPO-05 de la cuenca de los llanos orientales.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades del pozo exploratorio bloque CPO-05.
- Seleccionar una formulación para un fluido de perforación polimérico de alto rendimiento base agua por medio de un desarrollo experimental, a nivel laboratorio.
- Validar la formulación del fluido de perforación polimérico de alto rendimiento base agua a nivel laboratorio que cumpla con las condiciones del pozo exploratorio CPO-05, a nivel laboratorio.

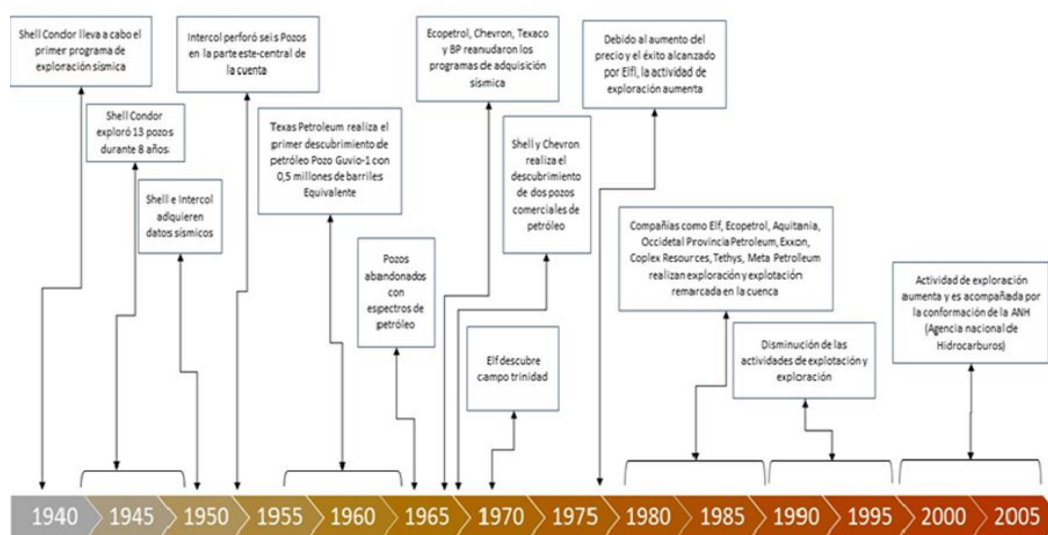
1. GENERALIDADES CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES BLOQUE CPO-05

En este primer capítulo se contextualizarán las generalidades de la Cuenca de los Llanos Orientales, allí se encuentra localizado el campo de estudio Mariposa 1 Bloque CPO-05. Se expone la historia del campo y la ubicación de este, luego se muestra la geología propia de la Cuenca que se evidencia en el marco geológico. Es de suma importancia tener claro la ubicación del campo ya que gracias a él y a las exploraciones realizadas cerca a este campo se puede determinar un fluido de perforación que cumpla con todas las características y especificaciones propias del campo como la temperatura, la presión, el pH y según su ubicación geográfica se puede determinar si se pueden hallar hidrocarburos y la forma en la que se va a llevar a cabo la actividad de perforación.

1.1 HISTORIA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La cuenca de los llanos orientales cuenta con más de setenta décadas de exploración de petróleo, en la que han intervenido compañías nacionales e internacionales, que han llevado a cabo múltiples investigaciones y desarrollando conceptos de exploración que ha permitido descubrir grandes recursos petrolíferos. En la **Figura 1**. se nombrarán los hitos más relevantes de la historia de la cuenca.

Figura 1. Antecedentes Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Antecedentes Cuenca de los Llanos orientales (IHS, 2009 en Sarmiento, 2011)³²
Modificado por los autores.

³² Petroleum Geology of Colombia. Medellín, Colombia: Grupo de Editores Universidad EAFIT, 2011. 186 p.

La compañía Shell Cóndor en la década del 40 fue la primera en llevar a cabo la exploración sísmica en la cuenca de los Llanos Orientales, la duración del estudio de la compañía fue de 8 años en la que incluyeron la exploración de 13 pozos.

En la década del 70 hubo un ascenso en la adquisición de programas sísmicos (aproximadamente 50 estudios), gracias a estos estudios previos en la década de los 70 en la década de 1980 se incrementó la exploración de pozos (172 pozos exploratorios).

En el año 1981 una empresa subsidiada de Exxon encontró el campo Rubiales, el cual contiene crudo pesado 200 MBOE este campo que contaba con 17 pozos fue explorado hasta 1993, y el campo pasó a ser de la compañía Coplex Resources que perforo 5 pozos más hasta 1997. Ya hacia principios de los 2000 se incrementó de manera sustancial la exploración de pozos gracias al nuevo modelo de exploración y producción que impuso la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Ya para el 2002 el operador del campo Rubiales era Rubiales Holdings, ellos perforaron 14 pozos adicionales en el campo, pero en 2004, Meta Petroleum una empresa subsidiaria de Pacific Rubiales se convirtió en el operador del campo.

La cuenca de los Llanos orientales que tiene un área total de 220.000 km², tiene manifestaciones de petróleo pesado en un área de 153.000 km², en los últimos años se han descubierto 16 campos en donde se produce petróleo con una gravedad menor o igual a 20°API y cuatro más que producen crudo liviano y han tenido señales de tener reserva de petróleo pesado. El campo Ioto-1 es de perforación exploratoria, por su ubicación pertenece a la Cuenca de los Llanos orientales, su territorio está comprendido entre los municipios de Puerto López, Cabuyaro y Barranca de Apia en el departamento del Meta.

1.2 LOCALIZACION GEOGRAFICA

La cuenca de los llanos orientales está localizada en el noreste de Colombia. De acuerdo a la ANH (2012), es una depresión topográfica plana, con una orientación suroeste-noreste, con alturas entre 200 y 500 metros, la cual se desarrolló en el flanco occidental del escudo de Guayana.³³

La cuenca cuenta con un área de 225.603 km², cuenta con 1.506 pozos perforados distribuidos en 81 campos menores, 2 campos gigantes y 3 campos mayores³⁴. Los límites geomorfológicos son los que se nombran a continuación.

³³ ANH. Cuenca Llanos Orientales Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 209

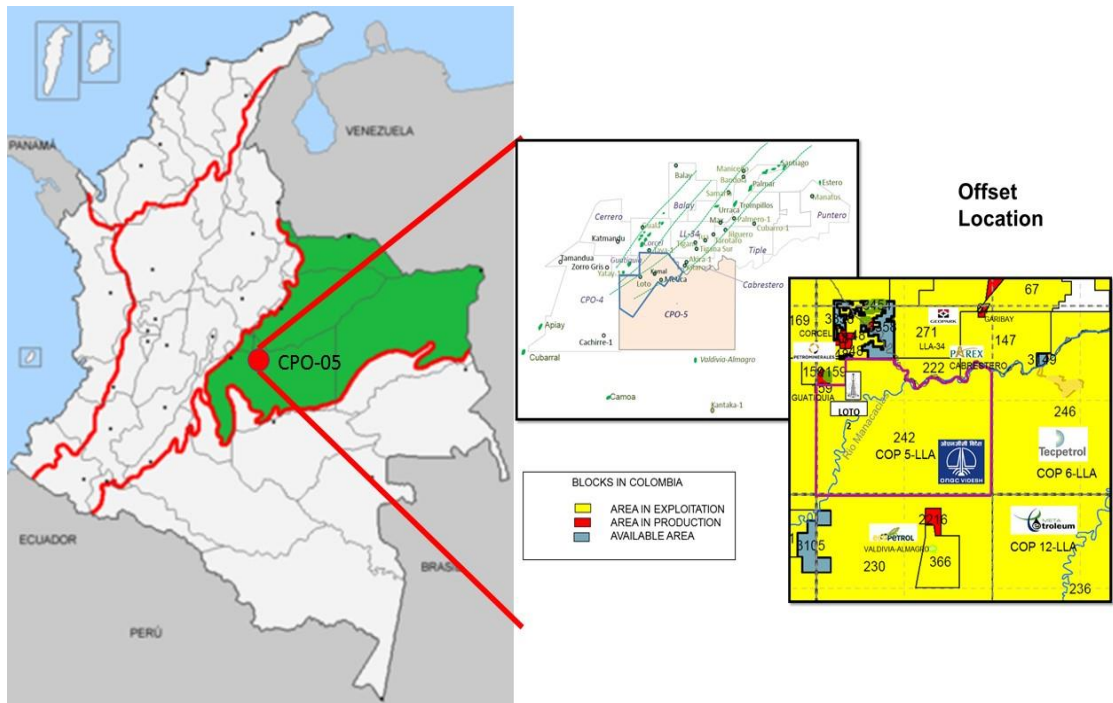
³⁴ Ibid ., p.32

- Norte: la cueca Apure-Barinas.
- Sur: Serranía de la Macarena y el arco del Vaupés.
- Oeste: Sistema de falla de Guaicaramo y la Cordillera Oriental.
- Este: Escudo de la Guayana.

Con el fin de lograr una mayor identificación de la cuenca en cuanto al punto de vista de la industria de hidrocarburos, ha sido dividida en tres sectores con características geológicas propias: Arauca, Casanare y Meta, estos nombres coinciden aproximadamente con los límites de los departamentos Colombianos Arauca, Casanare y meta respectivamente.³⁵

El campo Mariposa 1 bloque CPO-5 está ubicado (ver **Figura 2**) en la cuenca de los Llanos Orientales localizado en los Municipios de Cabuyaro, Puerto López, Tauramena, Barranca de Upía y Villa Nueva, en los Departamentos de Casanare y Meta, bajo las jurisdicciones municipales de Cabuyaro, Barranca de Upía y Puerto López.³⁶

Figura 2. Localización bloque CPO-05.



Fuente: ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos.³⁷

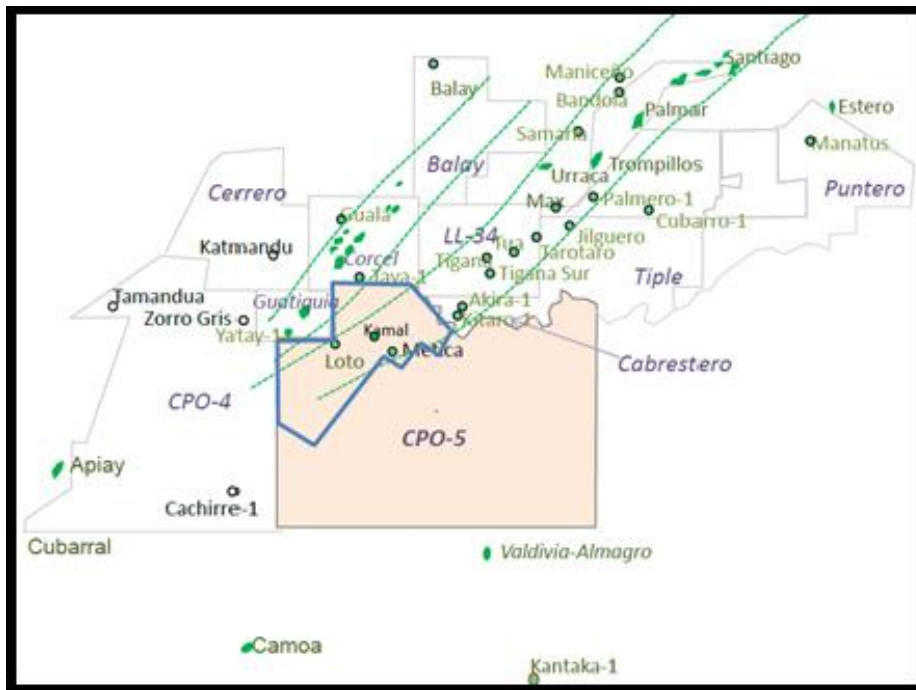
³⁵ Ibid ., p.32

³⁶ Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. AUTO NO. 2760 & NBSP; Dirección de Licencias, Permisos y Trámites Ambientales República de Colombia: 2011. 1-4

³⁷ ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Feb 17, Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx>

Una visión más cercana al campo Mariposa 1 Bloque CPO-05 se muestra a continuación en la **Figura 3**.

Figura 3. Acercamiento Bloque CPO-05.



Fuente: HALLIBURTON 2014³⁸

1.3 MARCO GEOLOGICO


En la siguiente sección se describirá la columna estratigráfica del campo Mariposa 1 del Bloque CPO-05, la geología estructural y del petróleo.

1.3.1 Columna Estratigráfica. En la **Figura 4** se puede ver la columna estratigráfica del campo Mariposa 1 Bloque CPO-05 con el objetivo de describir las características de las diferentes formaciones presentes hasta la sección de interés de 12 ¼”, debida a que es la sección en que la compañía Halliburton Latinoamérica va a realizar la actividad de perforación.

A continuación, se describen las formaciones involucradas a lo largo de la columna estratigráfica con sus correspondientes características y composiciones.

³⁸ HALLIBURTON. ONGC & NBSP; Mariposa Well Trajectory. 2014. p. 25

Figura 4. Columna Estratigráfica Mariposa 1 Bloque CPO-05

Loto 1				
Lithological Profile (ft TVD)		Depth (ft)	Hole Section (IN)	Mud
Necesidad	0-734	0-956 FT	17 1/2	Spud Mud 8.7 - 9.5 PPG FV/PV/Y
Guayabo	734-956			
Guayabo	956-5217	956 - 6.715 FT	12 1/4	Polmero 9.5 - 10.5 FV/PV/Y P: 48/20/27
Leon	5217-6715			
Leon	6715-6730			
Carbonera C1	6730 - 7576			
Carbonera C2	7576 - 7859			
Carbonera C3	7859 - 8145			
Carbonera C4	8145 - 8560			
Carbonera C5	8560 - 8882			
Carbonera C6	8882 - 9113			
Carbonera C7	9113 - 9661			
Carbonera C8	9661 - 9920			
***Mirador	9920 - 9930			
Cuervos	9930 - 9981			
***Barco/Guadalupe	9981 - 10029			
Gacheta	10029 - 10098			
***Una	10098 - 10342			
PALEOZOIC	10342-10500	6.715 - 10.500 FT	8 1/2	Polmero 9.3 - 9.8 FV/PV/Y P: 45/20/25

Fuente: HALLIBURTON (2014)³⁹

³⁹ Ibid., p. 7.

1.3.1.1 Formación Necesidad. Esta formación desemboca en el río Catatumbo consta de arcilla de color rojo y azulado alternado con areniscas de grano grueso que pueden conglomerarse en su desembocadura. A medida que avanza a distancia en el río, la formación se conforma por una alternancia de areniscas amarillentas de grano variable de fino a grueso, con arcillitas.⁴⁰

Adicionalmente presenta una asociación de minerales pesados a base de ilmenita, rutila, zircón y turmalina, aunque de los componentes mencionados anteriormente no se tiene certeza de sí pertenecen a la capa superior de la formación Guayabo. En cuanto a la edad de la formación no se tiene certeza sin embargo el Servicio Geológico Nacional. & Inv. Ministerio Nacional. (1967) le asigna la edad provisional de Polioceno o Pleistoceno⁴¹. Esta formación no se tiene en cuenta ya que la actividad de exploración no paso por esta formación pasó directamente a la formación Guayabo.

1.3.1.2 Formación Guayabo. Esta formación consta desde la base hacia la parte superior de arcillas arenosas y grises con areniscas (180 m), arcillas y arcillas arenosas con algunas areniscas (181 m), areniscas y localmente arcillas moteadas (436 m). Presenta un cortejo de minerales pesados caracterizados por granate-epidota-esfeno.⁴²

El espesor de esta formación es de 803 m según la Concesión Barco, (Departamento de norte de Santander). La formación Guayabo descansa en contacto normal con la formación León, y es de la edad Oligoceno superior – Mioceno.⁴³

1.3.1.3 Formación León. Está formada predominantemente por shales de color gris y gris verdoso, con capas delgadas de areniscas con láminas carbonáceas, a través de toda la formación los Shales tienden a pasar a limos. Hacia la sección intermedia de la formación se presenta una sucesión de areniscas con intercalaciones de shales.

El espesor de esta formación es variable, en el flanco oriental del anti canal de La Petrolea varia de 510 a 785 m, en el área de Tibú, Socuavó, se calcula un espesor de 350 a 475 m y hacia el Oeste la formación aumenta su espesor.

Debido a que la formación león es altamente arcillosa sus límites se encuentran remarcados por la aparición de niveles arenosos, motivo por el cual el límite

⁴⁰ PORTA, De J. Union Internationale Des Sciences Géologiques. En: AMÉRIQUE LATINE. vol. V, no. deuxième partie, p. 625. 1974

⁴¹ Ibid ., p. 45

⁴² Ibid ., p. 45

⁴³ Ibid ., p. 46

inferior está delimitado por la formación Carbonera (niveles arenosos) y el límite superior está determinado por los niveles arenosos de la formación Guayabo.⁴⁴

Esta formación está situada en edades diferentes de acuerdo con su profundidad, es por esto que VAN DER HAMMEN (1958) le asigna una edad del Oligoceno medio basándose en un trabajo anterior (VAN DER HAMMEN, 1957) en el que se da el diagrama general del terciario de Colombia y La Col. Soc. Petr. Geol. Geoph. le asigna una edad del Oligoceno superior-Mioceno inferior.

1.3.1.4 Formación Carbonera. Esta formación está ampliamente distribuida a través de la cuenca, en el pozo Llanos 1 alcanza una profundidad de 1829 m y corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad⁴⁵. En el área del Casanare está compuesta por una variación de rocas arcillosas, limosas y de arenisca y en algunos casos niveles de carbón (Charitat y otros, 1985), depositadas en un ambiente que cambia de marino transicional a continental.

Elf Aquitaine dividió la formación en 8 unidades (de C1 a C8), de los cuales las unidades pares son niveles transgresivos, finos granulares e importantes sellos regionales, mientras que los impares son niveles regresivos, arenosos, de los cuales desde la unidad C7 a C3 son productores de hidrocarburos. El contacto superior se encuentra con la formación León, es conforme y gradual durante la mayor parte de la cuenca.⁴⁶

- Unidad C1. Esta unidad es una secuencia arenosa y se encuentra sellada por las lutitas de la formación León. Se encuentra compuesta por una alternación de cuerpos arenosos, separados por delgados niveles de limonitas y lutitas grises. Su espesor aumenta hacia el Occidente alcanzando más de 609.6 m antes del piedemonte.⁴⁷
- Unidad C2. Esta unidad se encuentra formada casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limonitas, cuenta con un espesor de 30.48 m a 60.96 m en la sección media de la cuenca, aumentando hacia el suroccidente hasta los 274.32 m. En los límites norte y noreste de la cuenca el porcentaje de arena aumenta.⁴⁸
- Unidad C3. Esta unidad en la sección central de la cuenca cuenta con un espesor de 45.72 m y aumenta hacia el Suroeste alcanzando más de 312.36 m

⁴⁴ Ibid ., p. 46

⁴⁵ Ibid ., p. 45

⁴⁶ ANH, Op. Cit., p. 51

⁴⁷ Ibid ., p. 52

⁴⁸ Ibid ., p. 52

cerca al pozo Medina-1. Se conforma por una variación de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a traslúcida y algunos metros de limonitas y arcillolitas de color gris verdoso.⁴⁹

- Unidad C4. Está compuesta por una alternancia de capas areniscas, limonitas y lutitas, alcanza un espeso máximo de 213.36 m en el Piedemonte Llanero, sin embargo la profundidad promedio está comprendida ente 45.72 m a 91.44 m en la sección central de la cuenca.⁵⁰
- Unidad C5. Está compuesta por variaciones de niveles de arcillolita y arenisca poco consolidadas, con un tamaño de grano predominantemente medio y a veces grueso. El espesor total varía desde los 15.24 m hasta los 91.44 m.⁵¹
- Unidad C6. Es una unidad arcillosa que encuentra su máxima profundidad de 182.88 m en Cumaral-1, sin embargo, se reduce rápidamente hasta tener una profundidad promedio de 30.8 m a 45.72 m en la zona central de la cuenca.⁵²
- Unidad C7: Está compuesto por areniscas reposadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental, son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separado por niveles de arcillolita de color gris a verduzco. Alcanza profundidades de 76.2 m a 85.344 m en la parte central de la cuenca.⁵³
- Unidad C8. Se encuentra en contacto con la formación Mirador que se encuentra marcado por un periodo transgresor y presenta un espesor variable desde 15.24 m en el borde oriental de la cuenca hasta 121.92 m a lo largo del frente de montaña.⁵⁴

1.3.2 Geología del Petróleo. La cuenca de los llanos orientales es una de las ubicaciones de mayor producción en Colombia en promedio diariamente produce 425 bpd (miles de barriles por día), de estos 187.000 bpd son los crudos pesados, 121.000 bpd son los medianos y 116.000 bpd son los crudos livianos.

⁴⁹ Ibid ., p. 51

⁵⁰ Ibid ., p. 51

⁵¹ Ibid ., p. 51

⁵² Ibid ., p. 51

⁵³ Ibid ., p. 51

⁵⁴ Ibid ., p. 50

Esta cuenca cuenta con el mayor número de campos aproximadamente 118 campos que están ubicados en los llanos orientales, es más del 41% de los campos activos totales del país. Los principales parámetros asociados a este sistema petrolífero se describen a continuación.

1.3.2.1 Roca generadora. La roca generadora también llamada roca madre en esta cuenca son las lutitas marino-continenciales que vienen de la formación Gacheta. Estas rocas tienen rangos de contenido total de materia orgánica (TOC) entre el 1% al 3% y tiene un espesor efectivo de 150 a 300 pies que se localizan por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental.

En el nivel C8 de la Formación Carbonera se considera que es la roca fuente secundaria de carácter continental pero ella genera gas y aceite.⁵⁵

1.3.2.2 Roca Reservorio. Son las rocas que almacenan los hidrocarburos como ejemplo de roca reservorio en la cuenca por excelencia están las areniscas del cretáceo su rango de porosidad está en un rango entre el 10% al 30%.

La principal roca almacenadora es la Formación Une ya que esta compuesta en su totalidad por areniscas, y el almacenador secundario es la Formación Mirador y esta unidad tiene espesores en un rango que va desde los 50 pies hasta los 100 pies; pero para este trabajo de investigación no es importante esta formación ya que se va a perforar hasta la Formación Carbonera y no alcanza a llegar a las formaciones antes nombradas.

1.3.2.3 Trampas. En la cuenca de los llanos orientales se han definido 5 provincias las cuales han sufrido cambios por las fallas tectónicas que se presentan en el área.⁵⁶

- Provincia de piedemonte llanero. Hay cabalgamientos y pliegues y estos son los que proporcionan un mayor número de trampas. Esta provincia tiene entre 15 y 20 kilómetros de ancho, además presenta cuatro estilos estructurales de fallas.
- Provincia del Meta. En las trampas encontradas en esta área, que se localiza al sur y sureste de la Cuenca, se caracteriza por tener pliegues suaves y fallas de rumbo, es decir, con una dirección en este caso caso de Norte a Sur y trampas estratigráficas.

⁵⁵ PIEDRAHITA, Jesús Alberto. Caracterización petrofísica de un área en el BLOQUE CPO 16 en la Cuenca de los Llanos Orientales-Colombia. Universidad EAFIT, 2016. p. 92.

⁵⁶ ANH, Op. Cit., p. 39.

- Provincia del casanare. Esta provincia se encuentra en la parte central de la Cuenca, allí se encuentran las fallas antitéticas reactivadas en el Mioceno y tienen leves movimientos de rumbo este dado por la compresión Andina, ellas forman las trampas del tipo barras y canales.
- Provincia de Arauca. Esta ubicada en la parte norte de la Cuenca, tiene un plegamiento suave y fallas de rumbo hacia el Oligoceno.
- Provincia de Vichada. Se le atribuye el entrampamiento al fallamiento entre el Mioceno y el Plioceno. Esta provincia se encuentra en la zona este de la Cuenca teniendo baja deformación estructural.⁵⁷

1.3.2.4 Roca Sello. Para esta formación la roca que sirve de sello y uno de los principales reservorios es donde se encuentran las lodolitas de la Formación Carbonera más específicamente en la Unidad C8.

La importancia de este capítulo radica en contextualizar el conocimiento previo de la localización del pozo exploratorio ya que con esta información se puede escoger de forma acertada el fluido de perforación que se va a trabajar teniendo en cuenta las características geológicas del área específica, en este caso, la Cuenca de los Llanos Orientales. El campo de estudio está localizado en el noreste de Colombia, el campo Mariposa 1 Bloque CPO-05 se encuentra entre los municipios de Cabuyaro, Puerto Lopez, Tauramena, Barranca de Upia y Villa Nueva, al estudiar y conocer la geología del campo se puede determinar y observar el potencial que poseen las rocas que están presentes en la zona, que sirven para producir, almacenar y en simultáneo cumplir la función de trampas a los hidrocarburos. Teniendo claro el tipo de rocas que se pueden encontrar en el área de interés, el objetivo es que la roca generadora tenga una buena porosidad y permeabilidad para permitir la acumulación, un buen flujo de los fluidos que están presentes en el pozo y asegurar la impermeabilidad de la roca sello, evitando así que los hidrocarburos migren a otras formaciones.

Gracias al conocimiento de lo anteriormente mencionado se puede escoger las herramientas que se van a usar en la perforación y además la selección del fluido de perforación más adecuado que cumple con diversas funciones en el campo, que serán nombradas en el siguiente capítulo.

⁵⁷ Ibid., p. 39

2. FLUIDOS DE PERFORACION

A lo largo de este capítulo, se mostrará la historia, las diferentes características que tiene un fluido de perforación y la importancia que este tiene para todo el proceso de perforación de hidrocarburos que es tan importante en la industria colombiana.

2.1 FLUIDO DE PERFORACIÓN

Se denomina fluido de perforación a una serie de mezclas de líquidos, gases y/o sólidos en forma de suspensión, mezcla o emulsión usados en operaciones de perforación de pozos. Esta combinación de elementos tiene como objetivo lograr perforar la tierra de la mejor manera para lograr acceder a los lugares en donde se encuentran los depósitos de hidrocarburos.

Para lograr acceder a las reservas, los fluidos deben tener unas características químicas y físicas apropiadas, no debe ser tóxico, corrosivo ni inflamable, debe ser inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales, y estables a temperaturas elevadas. A través de la operación debe mantener sus propiedades y no debe ser susceptible al desarrollo de bacterias.

2.2 HISTORIA FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Las perforaciones que se empezaron a realizar se hicieron en busca de agua no de petróleo, los que realizaban esta actividad se les notaba molestos al encontrar petróleo ya que este contaminaba el agua, pues esta la utilizaban para beber, cocinar sus alimentos, lavar y para la salmuera (utilizada para conseguir la sal). Ya en el siglo XIX las perforaciones se realizaban en busca de petróleo y se fue generalizando, ya que la industrialización empezó a necesitar más de los derivados del petróleo como la gasolina.⁵⁸

El registro más antiguo de perforación de un pozo data del siglo tercero A.C que tuvo lugar en China, allí utilizaban la técnica de perforar con cable y utilizar agua para suavizar la roca y poder penetrar en ella, además el agua que encontraban era utilizada para eliminar los fragmentos de roca que quedaban después de romperla, como se utiliza hoy en día; se dice que ellos fueron los pioneros en utilizar esta técnica.

En 1833 gracias al ingeniero francés Flauville que al estar observando la perforación con herramienta operada por cable, se dio cuenta que esta

⁵⁸ Oscar. HISTORIA DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION. domingo, 11 de enero de. Disponible en: <http://oilworld2008.blogspot.com.co/2009/01/historia-de-los-fluidos-de-perforacion.html>

herramienta al toparse con agua, era muy útil para sacar los residuos del pozo. Flauville ideó la forma de bombear el agua hacia el interior del vástago de perforación y a su vez arrastrar los residuos hacia el exterior del pozo (perforación rotatoria).

En la actualidad cuando un pozo es muy profundo, el fluido de perforación a utilizar se vuelve mucho más importante, ya que este cumple con muchas tareas de relevancia para extraer hidrocarburos; por esta razón en 1921 con la propuesta de Struod, empezó la recomendación del uso de aditivos químicos añadidos a los lodos para hacerlos más efectivos según la necesidad que se tenga en el pozo a explorar.⁵⁹

2.3 CLASIFICACIÓN FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación se pueden clasificar en tres grandes grupos; estos tienen como fase continua un líquido y una fase discontinua que se compone por sólidos, en algunos casos se puede presentar una fase gaseosa; ya sea por su diseño o que se presente como resultado del arrastre de gas en la formación.

- Fluidos base agua.
- Fluidos de perforación poliméricos.
- Fluidos base aceite.
- Fluidos neumáticos.

En este trabajo de investigación se centrará en el estudio de los fluidos de perforación base agua poliméricos ya que son los que de interés para el campo.

2.3.1 Fluidos de perforación base agua. Un fluido de perforación base agua, es un fluido que tiene como característica principal que su fase líquida o continua es agua; por esta razón este tipo de fluidos o lodos son versátiles y económicos, por lo general se utilizan para perforar formaciones no reactivas y formaciones, sean productoras o no de hidrocarburos.

Aunque estos lodos son los más usados en la industria gracias a sus costos y a la disposición del mismo, cabe decir que puede generar problemas cuando interactúa con contenido de arcilla, ya que estas tienden al hinchamiento de estas y puede generar una pega en la tubería de perforación; por esta razón se hace una definición de las principales características y de esta manera se puede entender su clasificación en sistemas que contienen polímeros.

La clasificación para fluidos de perforación en base acuosa que puede darse de la siguiente forma:

⁵⁹ Ibid., p. 1.

- **Fluidos dispersos.** Estos fluidos contienen adelgazantes químicos, son muy útiles cuando se perfora a grandes profundidades, ya que su principal característica es la dispersión de arcillas gracias a los adelgazantes que contiene el lodo. Estos lodos están compuestos principalmente por bentonita, sólidos perforados y bajas concentraciones de agentes dispersantes, como los lignosulfonatos y lignitos; su pH está en un rango de 8.5 y 10.5 esto para mantener estable el NaOH que se requiere para que se active el agente dispersante.⁶⁰
- **Fluidos no dispersos.** Estos fluidos a diferencia de los dispersos no contienen agentes adelgazantes químicos. Estos fluidos se usan para perforar pozos poco profundos o en pozos profundos pero la primera sección (lodos primarios), en su mayoría está compuesto por agua dulce, bentonita e hidróxido de calcio (cal apagada), para la mezcla la bentonita primero debe estar hidratada por esta razón se mezcla con agua y luego se agrega el hidróxido de calcio que aumenta el valor real de punto de cedencia (capacidad de transportar recortes a bajas velocidades de corte). Lo que se busca con este tipo de sistema es reducir la cantidad total de sólidos arcillosos generando un beneficio en la velocidad de perforación.⁶¹
- **Fluidos no inhibidos.** Estos pueden estar dispersos o no, la inhibición hace referencia a la ausencia total de inhibidores de las lutitas, son lodos simples y poco costosos, diseñados para perforar zonas arcillosas hasta 220°F. Por lo general este tipo de lodos se usan como lodos de inicio de perforación y suelen ser muy sensibles a contaminaciones.
- **Fluidos inhibidos.** Estos fluidos contienen agentes encapsulantes que ayudan a reducir la interacción entre el fluido y las arcillas de la formación, sirve para perforar formaciones reactivas sensibles al agua, su fase acuosa permite evitar la hidratación y la desintegración de las lutitas mediante la adición de calcio (se utiliza cal Ca (OH)₂ como fuente de calcio).

2.3.2 Fluidos poliméricos. En primera instancia, antes de definir las funciones y clases de fluidos poliméricos se debe aclarar que es un polímero y sus clasificaciones.

2.3.2.1 Polímeros. Los polímeros se constituyen por unidades estructurales que se llaman monómeros y forman cadenas largas y fuertes mediante la

⁶⁰CEBALLOS, DAYANA. Lodos de perforación base agua y base aceite. 27 de ene. de. [Consultado el abril de 2017]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/ARBALESTV20/lodos-de-perforacion-base-agua-y-base-aceite>

⁶¹ Ibid., p. 2.

polimerización, los polímeros son coloides orgánicos y constituyen por lo general los sistemas no dispersos, los polímeros se pueden clasificar según su origen estructura y utilidad que se describen a continuación.⁶²

Según su origen. Los polímeros según esta clasificación pueden ser: naturales, modificados y sintéticos.

- **Polímeros Modificados.** Son polímeros que se modifican químicamente insertando heterociclos con el fin de que adquieran una propiedad deseada, por ejemplo, que tenga tolerancia a la sal, que sean estables térmicamente, entre otras propiedades; se cambia su estructura con el fin de tener en principio un polímero con ciertas propiedades y llegar a otro con propiedades diferentes.⁶³
- **Polímeros Naturales.** Son polímeros provenientes en mayoría de sustancias orgánicas presentes en la materia viva como por ejemplo, la madera, el algodón, entre otros. Su composición está dada por macromoléculas formadas por la repetición de pequeñas moléculas que se llaman monómeros.⁶⁴
- **Polímeros Sintéticos.** Son polímeros que se obtienen mediante reacción repetitiva de monómeros, pueden ser iguales llamados homopolímeros o monómeros diferentes llamados copolímeros, este tipo de polímeros tienen alto peso molecular, por esa razón se utilizan normalmente para viscosificar, flocular y estabilizar.

Según su estructura. Los polímeros se diferencian por tener estructura física o química.

- **Estructura Química.** Existen dos grupos principales, aquellos polímeros que derivan de la celulosa, como el acetato de celulosa y los polímeros derivados de alcoholes como el polietilenglicol.⁶⁵
- **Estructura física.** Los polímeros pueden presentarse físicamente con dos características, la primera es que pueden poseer carga iónica, es decir, tener una carga eléctrica, estos polímeros desarrollan viscosidad por medio de la ionización (se ionizan en el agua); la segunda característica a diferencia de la

⁶² ORTEGA, Sebastian ORTIZ, Julián David. Evaluación a nivel laboratorio de un fluido de perforación 100% base aceite mineral de baja toxicidad para actividades de perforación, en la sección intermedia & NBSP; (12 ¼") del campo Chichimene en la Cuenca de los Llanos Orientales. Fundación Universidad de América, 2016. p. 207.

⁶³ GALLARDO, Susana. Polímeros modificados: materiales a medida. Oficina de Prensa - SEGBE. Mayo 19, .p. 8

⁶⁴ DE PAZ, Cesar. Polímeros Naturales & NBSP; Disponible en: <http://www.fullquimica.com>

⁶⁵ PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA. Venezuela: 2002

primera es que pueden ser no iónicos, es decir, no poseer ninguna carga eléctrica, lo cual genera que desarrollen su viscosidad por solubilización (solubles en el agua), esta solubilidad se ve afectada por la fuerza iónica presente lo cual los segmenta para ser usados principalmente para viscosificar fluidos de completación.⁶⁶

Tabla 1. Clasificación de fluidos iónicos.

SIMPLES funcional	poseen un grupo	COMPLEJOS funcionales
	Aniónicos	Aniónicos
	Catiónicos	Catiónicos
	-	Anfotéricos

Fuente: PDVSA 2002 modificado por los autores.

Esta clasificación mostrada en la **Tabla 1** muestra la clasificación de fluidos iónicos, a continuación, se da una breve descripción de cada uno de ellos.

- **Aniónicos.** Tienen cargas negativas y gracias a ellos se forman la mayoría de los polímeros que se utilizan en las industrias. Los polímeros aniónicos son sensibles a las temperaturas y al calcio, pues a temperaturas de 250°F se degradan con facilidad.⁶⁷
- **Catiónicos.** Tienen carga positiva, son muy efectivos como inhibidores ya que forman puentes de hidrógeno con las partículas de arcilla, de esta manera minimizan la hidratación y la dispersión de la arcilla; este tipo de polímeros tienen mayor fuerza encapsulante ya que ellos se adhieren con más facilidad a la superficie de las arcillas (donde están las cargas negativas), desplazando así algunos cationes y moléculas de agua. Hay que calcular cuidadosamente la concentración de polímero catiónico que se va a utilizar, ya que si se presenta un exceso se pueden formar flóculos, que se depositan en el revoque e incrementaran la cantidad de filtrado, generando un incremento en los costos en la operación de perforación.⁶⁸
- **Anfotéricos.** Normalmente posee una carga negativa que dependiendo del pH posee características particulares; con un pH bajo se comporta como un fluido catiónico y con un pH alto se comporta como un fluido aniónicos, debido a estas características es usado en el proceso de perforación como un poderoso

⁶⁶ Ibid., p. 170.

⁶⁷ Ibid., p. 170.

⁶⁸ Ibid., p. 171.

deshidratante de arcillas que genera una disminución de requerimientos de agua.⁶⁹

Según utilidad. Cumplen su función de acuerdo al peso molecular ellos son, los viscosificantes, floculantes, estabilizantes, reductores de filtrado y adelgazantes.

- **Viscosificantes.** Tiene un alto peso molecular, en polímeros iónicos la viscosidad se desarrolla en los enlaces positivos de las partículas de arcilla, mientras que los no iónicos desarrolla la viscosidad por la hidratación o el hinchamiento de las arcillas; en ambos casos es importante que los niveles de calcio y sólidos de baja gravedad se mantengan bajos. De los factores mostrados en la **Tabla 2** depende la habilidad de los polímeros por desarrollar viscosidad.⁷⁰

Tabla 2. Factores para desarrollar viscosidad.

Factores	Descripción
Demanda por agua	Es controlada por el tipo y cantidad de los grupos funcionales del polímero
Tamaño de la partícula	Las partículas pequeñas se hidratan más rápido que las más grandes, por lo tanto, desarrollan viscosidad de una manera más rápida
Tipo de ramificación	Cuando el polímero es muy ramificado, la masa resultante precipita más rápido, no dando tiempo a una hidratación completa y por consiguiente a un desarrollo de viscosidad
Disponibilidad de agua libre	En un sistema polimérico donde no exista agua libre, resulta imposible que el polímero nuevo agregado desarrolle viscosidad

Fuente: PDVSA 2002.

- **Floculantes.** Es un mecanismo por el cual hay un enlace entre un polímero aniónicos y una partícula de arcilla se forma de manera mecánica (energía de adhesión baja); en este proceso se adsorben las cargas que se originan por el polímero, en la floculación se forman y precipitan los flóculos y resulta ser un proceso más rápido que la coagulación.

La floculación puede ser total donde se remueven todos los sólidos o selectiva, donde el polímero imparte la viscosidad a la Bentonita de alto rendimiento y flocula los sólidos perforados de la formación.⁷¹

- **Reductores de filtrado.** los polímeros pueden controlar el filtrado de forma química, esta consiste en aumentar la viscosidad en la fase líquida del fluido de perforación. Este control se da en función de las cargas negativas, del tamaño y la forma del polímero, y de forma mecánica, esta disminuye la permeabilidad

⁶⁹ Ibid., p. 171.

⁷⁰ Ibid., p. 173.

⁷¹ Ibid., p. 174.

del medio poroso y también la del revoque que se hace por adsorción del polímero a la superficie de las partículas que forman los dos medios.

- **Estabilizantes.** Esta clase de polímeros brindan estabilidad a las formaciones que son sensibles al agua, esto lo hace cuando disminuye la invasión de la fase líquida hacia la formación, cuando el fluido se somete a una presión diferencial. Los polímeros que se utilizan usualmente para estabilizar las lutitas son las poliacrilamidas que están parcialmente hidrolizadas.⁷²
- **Defloculantes o adelgazantes.** Los defloculantes ayudan a separar las partículas en donde hay aglomerados ordenados, un mecanismo puede ser por adsorción del polímero que actúa sobre los bordes de las partículas de arcilla y después neutraliza las cargas positivas; otro mecanismo puede ser por repulsión debido a su polarización negativa. Hay factores que afectan la estabilidad de los polímeros estas se muestran en la **Tabla 4**.

Tabla 3. Factores que afectan los polímeros.

Factores	Efectos
Concentración y distribución de grupos funcionales ionizables	Mayor estabilidad: debido a la mayor concentración y distribución de grupos funcionales
Concentración de polímero	Menor viscosidad: debido a la poca cantidad de agua disponible para la alta concentración de polímeros existente
Sales de solución	Deshidratación: la sal deshidrata a los polímeros con cargas eléctricas (iónicos), pero no afecta a los que no tienen cargas (no iónicos).
pH de la solución	Disminución de la viscosidad: debido a la repulsión electrostática causada por el incremento de las cargas negativas, cuando se aumenta el pH por encima de 9.5

Fuente: PDVSA 2002.⁷³

Estos fluidos tienen características especiales ya que contienen polímeros de cadena larga con alto peso molecular, son solubles en agua, aceite y salmueras. Como la gran mayoría de fluidos el objetivo de este es el de reducir el contenido total de sólidos de arcilla. Los sólidos que se encuentran en este tipo de fluido son reducidos, encapsulando los sólidos de perforación con el objetivo de que puedan ser removidos mecánicamente, adicionalmente los polímeros son usados para expandir la bentonita, lo que trae como ventaja requerir la mitad de los aditivos para obtener la reología buscada.⁷⁴

⁷² Ibid., p. 175

⁷³ Ibid., p. 176.

⁷⁴ GRIMALDO, David Fernando y PORRAS, Luisa Fernanda. Evaluación Técnico Financiera a nivel de laboratorio de la viabilidad del uso de nuevos inhibidores de arcillas tipo amina y silicato de potasio en la formulación del fluido de perforación base agua para el campo San Roque. FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA, 2016. p. 192.

Una vez mencionada la clasificación y variedad de los polímeros, su función dentro de un lodo de perforación se ordena de la siguiente forma:

- **Lodos poliméricos no dispersos.** Por lo general se usaba agua pura como fluido de perforación por su bajo impacto ambiental, sin embargo, no cumplía con las necesidades requeridas por la formación, debido a esto se ha demostrado que los fluidos poliméricos cumple con las especificaciones que se requieren para perforar formaciones duras y que tienen regímenes de penetración bajos. Estos lodos se caracterizan por contener menos del 5% de sólidos de baja gravedad. A continuación se nombran las propiedades típicas de un lodo polimérico.

Tabla 4. Propiedades típicas de un lodo polimérico.

Densidad (lb/gal)	Viscosidad Plástica (cPs)	Punto Cedente (lb/100 pies ²)	Geles 10''/10' (lb/100 pies ²)		Cloruros mg/L	Filtrado API (cc/30 min)
9	4 - 8	8 - 14	4 - 8	8 - 10	<= 2000	10 - 12
12	8 - 10	10 - 20	6 - 12	10 - 15	<=2000	6 - 8

Fuente: Tipos de fluidos de perforación 2013.⁷⁵

- **Lodos poliméricos desflocculados de alta temperatura.** Estos fluidos se desarrollaron para darle una extensión a la estabilidad de la temperatura a los lodos tradicionales poliméricos, se formularon para que estos fueran mucho más tolerantes a los contaminantes; estos fluidos proveen estabilidad donde los fluidos base aceite también la proveen, por lo que se escoge el fluido polimérico en vez del base aceite por los cuidados medioambientales y de seguridad, adicionalmente el fluido polimérico cumple funciones de inhibición.

2.3.3 Fluido de perforación base aceite. Los fluidos base aceite tienen la propiedad de estabilizar las lutitas que son problemáticas en la formación y en casos en donde se requiera una alta estabilidad del pozo. Estos lodos poseen la propiedad de desarrollar fuerzas osmóticas cuando están en contacto con las lutitas.⁷⁶

La fase continua en este tipo de lodo es el aceite, sin embargo puede contener un porcentaje de agua pero esta se encuentra en su fase dispersa, esto se logra gracias a la presencia de agentes químicos que permiten la presencia de una

⁷⁵ JACKSON, Emanuel. TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACION. 2 de abril. [Consultado el 3 DE ABRIL DE 2017]. Disponible en: <https://www.scribd.com/doc/133692453/Tema-5-Tipos-de-Fluidos-de-Perforacion>

⁷⁶ GRIMALDO, Op. Cit., p. 53.

emulsión (aceite-agua); este tipo de lodos presenta ventajas a la hora de tratar formaciones altamente desviadas (con inclinaciones pronunciadas) y que tienen un alto grado de lubricidad, además, tiene la capacidad de no permitir la hidratación de las arcillas.

Como ventajas de este tipo de fluido de perforación se resalta la resistencia a contaminantes como la anhidrita, sal, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico, debido a su baja interacción entre el aceite y la formación; como desventaja estos lodos tienen una alta probabilidad de contaminar las reservas de agua adyacentes que estén cercanas a la formación lo que genera que se encuentren altamente reglamentados, este tipo de fluido fue introducido como alternativa a los fluidos sintéticos, que se fabrican a partir de compuestos como ésteres, acetales, éteres y olefinas en vez de ser refinados a partir del crudo, adicionalmente los fluidos base aceite generalmente son más costoso con respecto a los fluidos base agua.

Hay dos clasificaciones básicas para los fluidos base aceite:

- **De emulsión inversa.** Estos lodos se formulan para contener de moderadas a altas concentraciones de agua (contienen más del 50% en agua), estas concentraciones de agua pueden estar compuestas por cloruros ya sea de calcio o de sodio. Las emulsiones inversas pueden contener como máximo 60% de agua del total del lodo de perforación.
- **Lodos enteros de aceite.** Estos lodos están compuestos por su fase continua que es el petróleo, pero no contienen agua, también contienen materiales asfálticos que son necesarios para el control de la viscosidad y del filtrado.

2.3.4 Fluidos neumáticos. Estos fluidos tienen como fase dispersa el aire o gas, se utilizan en los pozos a perforar que se encuentran en zonas depletadas (perforación bajo balanceada) o en áreas donde la formación puede estar a presiones muy bajas (por debajo de 0.465 psi/ft).

Las ventajas de este tipo de fluidos puede evidenciarse en el incremento del régimen de penetración, los recortes son literalmente sopladados de la superficie cortante de la cabeza del trepano como resultado de la enorme presión diferencial (presión promedio del yacimiento y la presión del fondo del pozo).⁷⁷ Estas altas presiones diferenciales permiten que el fluido fluya dentro del pozo en zonas permeables.

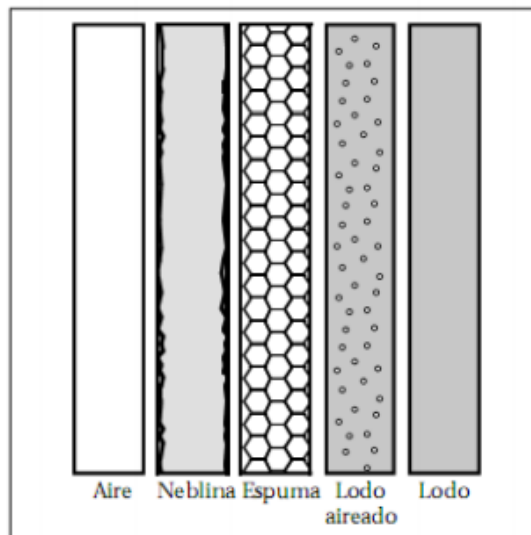
⁷⁷ JACKSON, Op. Cit. p. 16.

Estos fluidos no son eficientes en lugares donde existen grandes volúmenes de fluido de formación, ya que requeriría convertir su base gaseosa en líquida y con ello incrementaría el daño en las zonas productivas de la formación.

Si se usa este tipo de fluidos en una formación se hace necesario la implementación de equipos adicionales como: compresores, bombas de inyección de químicos, entre otros. Por esta razón se incrementarían los costos de perforación en cualquier formación donde se vaya a utilizar un fluido neumático.

Los tipos de fluidos de perforación neumáticos se muestran en la **Figura 5**, los cuales son

Figura 5. Tipos de fluidos neumáticos.



Fuente: JACKSON, E 2013⁷⁸

- **Aire seco.** Se utiliza para perforar las formaciones duras, en donde es difícil encontrar flujos de agua o de petróleo. Como su nombre lo indica este proceso utiliza aire seco o gas natural para enfriar y lubricar el trepano y ayuda a que los sólidos dentro de la perforación salgan a la superficie donde son atrapados en redes especiales al final de la línea de flujo.
- **Tipo niebla.** Estos se usan en zonas con más agua y esta puede ser absorbida por medio de la adición de un agente secante, primero se inyecta agua en la superficie para poder generar niebla, la cantidad de agua a inyectar es directamente proporcional al tamaño del agujero de la perforación, también

⁷⁸ Ibid., p. 17.

se tiene en cuenta el tipo de formación, régimen de penetración, entre otros. Lo que se busca con este proceso es convertir este tipo de lodo en un fluido de tipo espuma.

- **Tipo espuma.** Este fluido es parecido al tipo niebla pero se diferencian en que en este tipo de fluido tiene una mezcla de agua, polímeros, arcillas, surfactantes e inhibidores de la corrosión. Si se desea utilizar ya sea un fluido tipo niebla o tipo espuma, se sabe en el momento en el que el pozo se encuentren problemas como de erosión, pérdidas de flujo o una limpieza inadecuada del pozo.
- **Tipo aireado.** El fluido de aire o gas se utiliza para reducir la densidad del lodo y la presión hidrostática. Este tipo de fluido se utiliza generalmente cuando las condiciones del fondo del pozo prohíban el uso de gas seco, niebla o espuma, el gas que más se usa para inyectar el lodo es el nitrógeno.⁷⁹

2.4 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

Las funciones de los fluidos de perforación son tan variadas como las formaciones que se encuentran día a día ya que cada tarea que debe realizar un fluido depende del tipo de formación que se vaya a perforar, estas tareas son esenciales para lograr una buena perforación. El diseño de un fluido de perforación tiene como objetivo garantizar la seguridad y velocidad del proceso de perforación; para que este objetivo se cumpla, el fluido diseñado debe cumplir con las siguientes características y funciones.

2.4.1 Control de las presiones de perforación. El fluido disminuye las presiones de la formación; a medida que la presión de la formación aumenta también se debe aumentar la presión del fluido para que así se equilibren las presiones y no se presente inestabilidad en la formación, también evitando lo que se llama “influjos”, lo que causaría que el pozo se dañe. La presión que ejerce la columna del fluido se le denomina presión hidrostática (cuando no circula) y depende de la densidad del pozo, si esta presión hidrostática es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos no van a fluir de la manera correcta dentro del pozo.

Es necesario limitar el peso del lodo tanto mínimo como máximo para asegurar la estabilidad y el control del pozo.

2.4.2 Estabilidad del pozo. Para garantizar la estabilidad del pozo es necesario tener muy clara la composición química y las propiedades del lodo, debido a que estas al combinarse proporcionan un pozo estable hasta la sección de

⁷⁹ Ibid., p. 18.

cementación que reviste la tubería al interior del pozo, también se debe tener en cuenta el peso del lodo, estas debe estar dentro del intervalo necesario para que las fuerzas mecánicas se equilibren. La inestabilidad se puede evidenciar normalmente por el derrumbe de la formación trayendo como consecuencias condiciones de agujero reducido, lo cual requeriría el ensanchamiento del pozo hasta la profundidad original.⁸⁰ Al realizar este ensanchamiento la estabilidad del pozo se ve comprometida ya que la formación presenta posibilidades de ser débil en su estructura pues ya no tendría la forma cilíndrica que se necesita para realizar la perforación del pozo.

Existen componentes básicos que ayudan a estabilizar el pozo entre ellas están:

- **Regulación de la densidad.** Esta se puede mantener mediante un leve sobre balance del peso que ejerce la columna de lodo contra la presión de poro de la formación.⁸¹
- **Erosión hidráulica.** La erosión hidráulica se minimiza mediante el balance de la geometría que tiene el pozo en función de la limpieza que requiere el pozo, la capacidad de transporte de los fluidos y la velocidad de flujo anular.⁸²
- **Control de las arcillas.** Este es un componente básico de estabilidad que es más complejo, ya que las arcillas dependiendo de la formación al entrar en contacto con el agua se expanden, mientras que en otras se dispersan; esto se puede controlar en cierta medida mediante la modificación de las propiedades del fluido de perforación. Sin importar el uso que se le vaya a dar al pozo, el control del efecto del fluido en la formación ayuda a controlarlo manteniendo la integridad de los recortes, esto se traduce en un fluido de perforación sencillo de mantener.⁸³

2.4.3 Remoción recortes del pozo. Al realizar la operación de perforación los cortes que se generan por la barrena pueden ser, pedazos de la formación que provienen de las paredes del pozo, cuando se está realizando esta operación por lo general hay derrumbes y estos escombros tienden a caer en el fondo del pozo, por lo cual deben ser evacuados desde el fondo hasta la superficie; esto se realiza mediante una bombeo del fluido y esta deberá ser capaz de vencer las pérdidas

⁸⁰ OROZCO WILCHES, Juan Camilo and SERNA DIAZ, Gonzalo. DISEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACION BASE AGUA CON EL FIN DE MINIMIZAR EL HINCHAMIENTO DE LAS ARCILLAS EN LA FORMACION CERREJÓN. UNIVERSIDAD DE AMERICA, 2012. p. 109.

⁸¹ WILLIAMSON, Don, et al. FUNDAMENTOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION. En: OILFIELD REVIEW. Primavera. p. 67-69

⁸² Ibid., p. 69.

⁸³ Ibid., p. 69.

acumuladas de presión asociadas con el equipo superficial, la sarta de perforación, la mecha y el anular.⁸⁴

Es importante que los recortes de perforación sean retirados del pozo a medida que se generan por la rotación de la broca; para lograrlo el fluido se hace circular dentro de la columna de perforación y con la ayuda de la mecha los recortes se transportan hacia la superficie, subiendo por el espacio anular. Esta remoción de los recortes depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, de la velocidad de penetración, la rotación de la columna, de la viscosidad y la velocidad anular del fluido ya que de esta depende el régimen de bombeo, pues el fluido debe ser bombeado a la presión y volumen que se requieren para cada pozo y con ello lograr que la formación se mantenga limpia y con ello facilitar la perforación.⁸⁵

2.4.4 Control de la corrosión. La corrosión se da en los componentes de la tubería que están en contacto con el fluido de perforación, los gases disueltos hacen que la tubería se corroa de forma más rápida dañándola, tanto en la superficie como en el fondo del pozo y poniendo en riesgo la perforación; sin embargo debido productos específicos usados para el control de este daño que se añaden al fluido se cumple con el propósito de controlar la corrosión sin alterar las demás funciones del lodo.

Cuando el lodo se airea se forman espumas y otras condiciones de oxígeno ocluido, los cuales pueden causar graves daños por corrosión rápidamente, por eso es que en la operación se debe monitorear las muestras de corrosión para controlar el daño y la velocidad con la que se corroe la tubería.

2.4.5 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la barrena y del conjunto de perforación. Ya que las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan calor por fricción tanto en la barrena como en las zonas donde la columna de perforación entra en contacto y roza la tubería que reviste el pozo, lo que hace el fluido de perforación es que al ponerlo a circular este ayuda a enfriar la barrena y el conjunto de perforación, alejando así todo el calor generado y distribuyéndolo a lo largo del pozo; además de enfriar, el fluido también lubrica la columna reduciendo aún más el calor que se genera por fricción, si el fluido no interviniera con esta función muchos de los equipos que se utilizan para realizar la perforación fallarían más rápidamente incrementando así los costos de la operación.⁸⁶

⁸⁴ BAKER HUGHES INTEQ. FLUIDOS, MANUAL DE INGENIERIA. Houston, TX: Technical Communications Group, 1998.

⁸⁵ VILLARROEL Aguirre, LISBET Cristina. Diseño De Un Fluido De Perforación Drill-In Compuesto Pogthmr Carbonato De Calcio Para Minimizar El Daño En Formaciones Productoras En El Campo Sacha. Universidad Central Del Ecuador, 2014.

⁸⁶ ENERGY API. Manual de fluidos de perforación procedimiento estándar para las pruebas de los fluidos de perforación. Dallas, Texas: Instituto Americano del Petróleo, 2001. 792 p.

La lubricación de un fluido se da por el coeficiente de fricción (COF) y este varía ampliamente ya que no solo depende del tipo de fluido sino que también de la cantidad de sólidos de perforación, materiales densificantes y composición química del sistema.⁸⁷

El fluido de perforación también ayuda al sostenimiento del peso de la columna de perforación (tubería de revestimiento) mediante la flotabilidad. Cuando una columna de perforación se suspende en el fluido, una fuerza que es igual al peso del lodo desplazado mantiene a flote la columna; es decir, el peso del lodo es proporcional con la flotabilidad.⁸⁸

2.4.6 Evaluación de la formación. Una correcta evaluación de la formación es muy importante para el éxito de toda la operación de perforación, por esta razón se hace necesario obtener la información precisa tanto de propiedades físicas como en propiedades químicas de la formación y del fluido diseñado para está, hay dos métodos que se utilizan para la evaluación, sin embargo son afectados por el fluido, los dos diferentes métodos empleados son:

- **Mud loggers.** Se practica por los técnicos que son llamados registradores los cuales controlan la circulación del lodo y los recortes para poder detectar si existe gas o petróleo en la formación, estos registradores se encargan de revisar los recortes para así determinar la composición mineral, paleontología y detectar visualmente si hay o no hidrocarburos.⁸⁹
- **Registros electrónicos.** estos registros constan de un cable y núcleos de paredes de la misma formación, con este tipo de medición se evidencian las propiedades eléctricas, sónicas, nucleares y de resonancia magnética de la formación.⁹⁰

2.4.7 Facilitar la cementación y completación. Una de las funciones del fluido de perforación es la de generar un pozo, por el cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada de forma eficaz, para lograr esto el lodo debe tener un revoque fino y liso. La cementación es un punto importante para empezar a realizar la perforación ya que gracias a ella se puede introducir la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el pistoneo para que de ninguna manera se produzca alguna pérdida de circulación por las fracturas de la formación y así no dificulte la operación de completación.⁹¹

⁸⁷ Ibid., p. 25.

⁸⁸ RODRIGUEZ Balza, Franci del Valle. Evaluación de un diseño de fluido de perforación con las condiciones de las formaciones perforadas en el campo San Diego de Cabrutica. Universidad de Oriente, 2009. p. 1-109.

⁸⁹ GRIMALDO, Op., Cit., p.58.

⁹⁰ Ibid., p. 58.

⁹¹ ENERGY API., Op., Cit., p.28

2.4.8 Proteger las paredes del pozo. El fluido de perforación debe formar una costra impermeable (un revoque), de forma en que este impida el paso del fluido que lleva cierta presión a la formación con el objetivo de mantener las condiciones del estado natural de la formación.

2.4.9 Evitar daños en la zona de producción. Los daños suelen presentarse cuando algunas de las fases sólida o líquida presentes en el fluido de perforación invaden la formación.

Por lo general las pérdidas en un pozo de producción se dan por: el hinchamiento de las arcillas o por poros del yacimiento que se bloquean con sólidos o gotas de micro emulsiones.

2.4.10 Mantener en suspensión los sólidos. El comportamiento del fluido de perforación como fluido NO-NEWTONIANO, tanto en estado dinámico como en estado de reposo es diferente al comportamiento de un fluido NEWTONIANO, lo que genera una función importante del fluido como medio para mantener los sólidos que lo componen en suspensión, esto buscando que dichos sólidos no se depositen y obstruyan la perforación del pozo.

2.4.11 Minimizar el impacto ambiental. El fluido de perforación con el tiempo se convierte en un desecho y como tal debe ser eliminado según los reglamentos vigentes ambientales donde se esté realizando la perforación. Por esta razón los fluidos base agua son los más deseables ya que tiene un bajo impacto con el medio ambiente.

No existe un conjunto único de características ambientales pues estos también dependen de la ubicación geográfica de la formación, de la población existente en ese lugar, de la proximidad que tenga a fuentes hídricas superficiales o subterráneas, de la flora y fauna local.

2.5 PROPIEDADES FISICOQUIMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

Las propiedades fisicoquímicas en un fluido de perforación son muy importantes ya que gracias a ellas se puede tener información sobre el estado del pozo en el momento en que se está perforando, además están ligadas con las funciones anteriormente mencionadas, a continuación, se presentan dichas propiedades.

2.5.1 Densidad. La densidad es la resistencia que tiene una sustancia a fluir, se define como la cantidad de masa que ocupa un volumen expresada en la **Ecuación 1.**

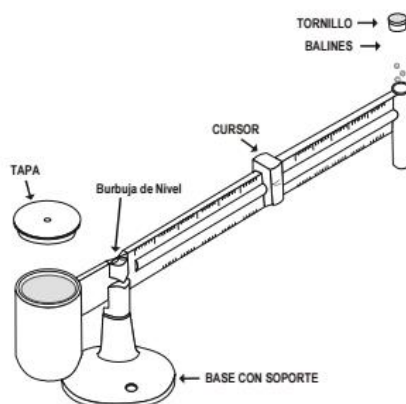
Ecuación 1. Densidad

$$\delta = \frac{m}{v}$$

Esta propiedad se relaciona con el porcentaje y el peso de los presentes en el fluido. Una de las principales funciones es la de mantener la densidad del lodo estable para contener el o los fluidos en un sitio; este valor no puede ser elevado, ya que podría fracturar la formación y con ello se originarían altas presiones hidrostáticas, idealmente se busca que un fluido de perforación tenga una densidad similar a la del agua buscando con ella altas velocidades de penetración. Las unidades con la que se expresa la densidad en la industria petrolera es la de libras por galón (lbg).

La densidad se mide en una balanza de lodos (véase **Figura 6**), esta balanza permite conocer además de la densidad, la gravedad específica y el gradiente de presión por cada mil pies.

Figura 6. Balanza lodos.



Fuente: PDVSA 2002.⁹²

Cuando se tiene una densidad muy pequeña en la industria se cuenta con productos químicos, entre los más usados se encuentran.

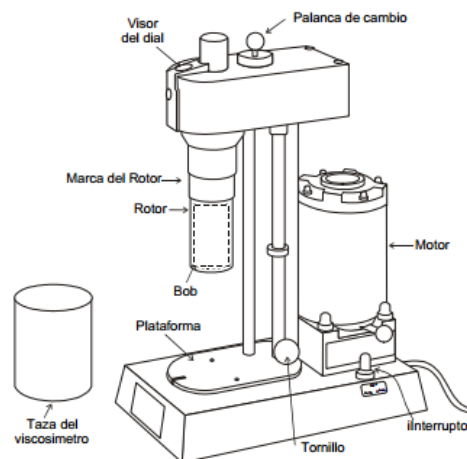
- Baritina.
- Carbonato de calcio.
- Óxidos de hierro.
- Cloruro de sodio.
- Cloruro de potasio.
- Cloruro de calcio.

⁹² PDVSA, Op., Cit., p. 19.

Cada uno de ellos cuenta con sus ventajas y desventajas al estar contenido en el fluido de perforación.

2.5.2 Reología del fluido. Esta propiedad se encarga de medir la deformación que sufre un fluido de perforación a medida que avanza la operación de perforación, con algunas mediciones realizadas a dicho fluido se puede determinar si este fluirá bajo ciertas condiciones como temperatura, presión y velocidades de corte. Hay diferentes propiedades reológicas, algunas se describen a continuación. La reología se mide mediante un viscosímetro rotacional mostrado en la **Figura 7**.

Figura 7. Viscosímetro



Fuente: PDVSA 2002.⁹³

2.5.2.1 Viscosidad Plástica (VP). La viscosidad plástica se mide mediante un viscosímetro (véase **Figura 7**), y es aquella que surge por la fricción mecánica entre.

- Sólidos
- Sólido y líquido
- Líquido y líquido

Esta depende de la concentración, tamaño y forma que puedan tener los sólidos presentes en el fluido de perforación, como medida de control se cuenta con equipos mecánicos encargados del control de sólidos. Este control se hace indispensable ya que mejora el comportamiento reológico del fluido. Para obtener altas tasas de penetración (ROP) se debe tener en cuenta la viscosidad plástica, si

⁹³ Ibid., p. 21.

esta se lleva a un alto punto cedente (medida de la fuerza de atracción entre partículas) permite que la limpieza del hoyo sea más fácil y efectiva.⁹⁴

Una viscosidad plástica baja estará relacionada a la capacidad del fluido de perforar rápidamente, generada por del lodo que sale a velocidad alta por la barrena, mientras que una viscosidad plástica alta indicará un fluido con gran cantidad de sólidos coloidales.⁹⁵

En cuanto a su medición, es la diferencia de la lectura del dial a 600 rpm de la lectura del dial a 300 rpm, utilizando un viscosímetro rotacional de indicación directa.

2.5.2.2 Viscosidad aparente (VA). Es una medida aparente de la resistencia de los fluidos a fluir, esto debido a los efectos de adhesión y cohesión generados por la atracción entre moléculas y su comportamiento en la suspensión del fluido de perforación⁹⁶, se define entre el esfuerzo cortante y la velocidad de deformación a una temperatura fija.

La viscosidad aparente es la mitad de la lectura del dial a 600 rpm (1022 seg-1 de velocidad de corte) utilizando un viscosímetro rotacional.⁹⁷

2.5.2.3 Punto cedente (YP). Es la resistencia al flujo que es causada por las fuerzas de atracción entre partículas, estas fuerzas son consecuencia de las cargas (positivas y negativas) que hay sobre la superficie de las partículas que se encuentran dispersas en la fase fluida, el punto cedente se relaciona con la capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas.

El punto cedente se mide al igual que la viscosidad plástica en un viscosímetro, esta propiedad caracteriza la capacidad de transporte de los recortes de la perforación y se encuentra dada por la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Punto cedente.

$$yp = \frac{(2 (Lec 300) - Lec 600)lb}{100 ft^3}$$

En donde Lec 300 y Lec 600 corresponden a las lecturas del dial a 300 y 600 rpm respectivamente, utilizando un viscosímetro rotacional de indicación directa. Esta

⁹⁴ Ibid., p. 13.

⁹⁵ SCHLUMBERGER LIMITED. Oilfield glossary [Consultado el 16 abril2017]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/plastic_viscosity.aspx

⁹⁶ HAWKER, David and VOGT, Karen. Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo.2001.

⁹⁷ SCHLUMBERGER LIMITED. Oilfield glossary [Consultado el 16 abril2017]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/apparent_viscosity.aspx

propiedad es usada para evaluar la capacidad que tiene el fluido de perforación para limpiar el hueco y determinar las características de adelgazamiento por recorte.

2.5.2.4 Esfuerzo cedente (YS). Corresponde a la fuerza necesaria para lograr iniciar el flujo, es decir, el valor calculado del esfuerzo cortante en una condición de velocidad de corte cero; el esfuerzo cedente es independiente del tiempo.

2.5.2.5 Resistencia de geles. Es una de las propiedades más importantes del lodo, ya que representa una medida de las propiedades tixotrópicas del fluido y mide la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas.⁹⁸ La fuerza de geles indica una medida del esfuerzo o ruptura de la consistencia de un gel ya formado. La tasa de geles es el tiempo que se requiere para que se forme el gel, si el gel se forma lentamente después del reposo, la tasa de gel es baja y si se forma rápidamente la tasa de gel es alta. Su medición se efectúa en viscosímetro rotacional de indicación directa, esta medida se toma a los 10 minutos y a los 10 segundos⁹⁹. Esto permite el buen rendimiento de bombas y una velocidad apropiada de circulación que ayuda a reducir el efecto de succión cuando se extrae de la tubería, adicionalmente ayuda a la separación del gas que se encuentra en el fluido, facilitando el funcionamiento de la unidad desgasificante.

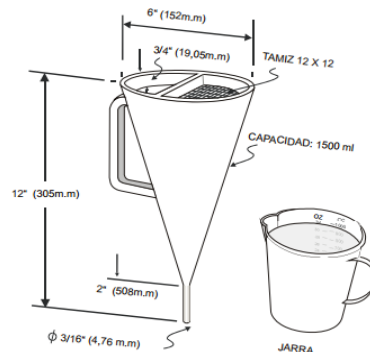
2.5.3 Viscosidad API. También llamada viscosidad embudo se usa para comparar la fluidez que tiene un líquido con la del agua, se mide mediante un embudo Marsh (Véase **Figura 8.**). Esta medida indica el tiempo que tarda en pasar 1000 ml de lodo por el embudo Marsh.¹⁰⁰ Es recomendable evitar altas viscosidades (un rango de viscosidad adecuada oscila entre 40 a 45 segundos) y al realizar la perforación tener una viscosidad API lo más baja posible; el tener un alta viscosidad API puede ser señal de un ludo contaminado, es decir, no fluye con total facilidad para que el lodo pueda ser fácilmente bombeable.

⁹⁸ HALLIBURTON Op. Cit., p. 22.

⁹⁹ COINSPETROL. Propiedades de los fluidos de perforación .Blogger, 2005

¹⁰⁰ HALLIBURTON. Fluidos de perforación: Houston, Texas: 1999. 62

Figura 8. Embudo Marsh



Fuente: PDVSA 2002.¹⁰¹

2.5.4 Filtración. La filtración sucede cuando la presión hidrostática producida por la columna del fluido en el pozo es mayor a la presión de la formación, esto genera que una porción del fluido de perforación migre hacia la formación, generando un revoque o torta en faso sólida en la roca que se encuentra en contacto con el fluido.

Existen dos tipos de filtraciones que se pueden dar en el pozo.

- **Filtrado estático.** Se genera cuando el lodo se encuentra en reposo; esto desarrolla un aumento en el espesor de la torta a medida que transcurre el tiempo, teniendo como efecto una reducción de filtrado hacia la formación.
- **Filtrado dinámico.** Se genera cuando el lodo se encuentra en movimiento, lo que desarrolla una torta delgada en la roca que se encuentra en contacto con el fluido, sin embargo, este tipo de filtrado aumenta la cantidad de fluido que migra hacia la formación.

Para determinar la cantidad de filtrado se tienen múltiples métodos, entre los cuales se resaltan:

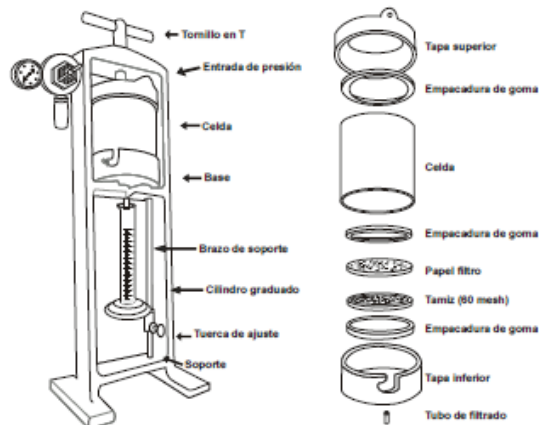
- **Filtrado API.** Método utilizado para conocer la filtración estática de un fluido de perforación en base agua a temperatura ambiente, una presión diferencial de 100psi, usando una prensa de filtrado estático y papel filtro.¹⁰²
- **Filtrado alta presión alta temperatura (HPHT).** Método usado usualmente para conocer la filtración estática de un fluido de perforación a una temperatura de 300°F y una presión diferencial de 500psi.¹⁰³

¹⁰¹ PDVSA, Op. Cit., p. 20.

¹⁰² Ibid., p. 21.

La filtración se realiza en un filtro prensa API (**Figura 9**), que determina la pérdida de agua que pasa hacia la formación permeable cuando el fluido de perforación es sometido a una presión diferencial.¹⁰⁴

Figura 9. Filtro prensa API



Fuente: PDVSA 2002.¹⁰⁵

2.5.5 pH. Denominada la medida de acidez o alcalinidad de un fluido. Cuando se elabora un fluido de perforación, el conjunto de aditivos usados para lograr las propiedades de densidad, viscosidad y gelatinosidad le otorgan al fluido una naturaleza ácida o alcalina. Esta alcalinidad o acidez del fluido influye en las paredes de la formación perforada, el control de la corrosión, el rendimiento de arcillas, en la pérdida de filtrado entre otros factores. La mayoría de los fluidos de base acuosa son alcalinos, los fluidos que trabajan en un rango de pH entre 7.5 y 11.5 se dice que el fluido tiene bajo pH cuando está dentro de un rango de 7.5 a 9.5 y de alto pH cuando varía entre 9.5 a 11.5.¹⁰⁶

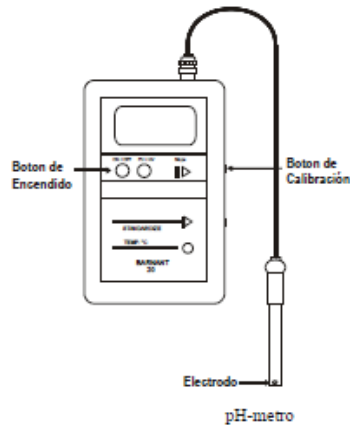
¹⁰³ Ibid., p. 21.

¹⁰⁴ Ibid., p. 22.

¹⁰⁵ PDVSA, Op. Cit., p. 23.

¹⁰⁶ Ibid., p. 15.

Figura 10. pH-metro.



Fuente: PDVSA 2002.¹⁰⁷

2.5.6 Porcentaje de arena. Durante la perforación en un pozo el porcentaje de arena debe mantenerse en valores bajos, para así evitar que los equipos sufran daños, ya que la arena puede comportarse abrasivamente y causar graves desgastes en la tubería y equipos utilizados.

Figura 11. Juego determinación contenido de arena.



Fuente: ENERGY API 2001.¹⁰⁸

2.5.7 Porcentaje de líquidos y de sólidos. Esta medición se realiza mediante una prueba de retorta, con esta se le puede conocer el porcentaje de bentonita, sólidos no reactivos de formación y arcilla de formación los fluidos base agua. Los resultados que se obtienen a partir de esta prueba tienen como objetivo conocer mediante el análisis de sólidos, el porcentaje de solidos de alta y baja gravedad especifica que hay en la formación.¹⁰⁹

¹⁰⁷ Ibid., p. 25.

¹⁰⁸ ENERGY,API. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación &NBSP; Dallas, Texas: Instituto Americano del petróleo, 2001.

¹⁰⁹ Ibid., p. 15.

Figura 12. Retorta.



Fuente: PDVSA 2002.¹¹⁰

2.5.8 Dureza. La dureza en un fluido de perforación se manifiesta por la cantidad de sales de calcio y magnesio que están en el filtrado del lodo, el calcio en los fluidos base agua se manifiesta como un contaminante.

Figura 13. Kit para determinar dureza



Fuente: Halliburton 1999.¹¹¹

Para conocer si existe presencia de dureza en el agua, la solución se tornará de color rojo, y se agrega versenato hasta que la solución se torne azul.

2.5.9 Cloruros. Se pueden definir como la cantidad de iones cloro presentes en el filtrado del lodo. El fluido puede tener efectos adversos al tener una alta concentración de estos iones.

¹¹⁰ PDVSA, Op. Cit., p. 28.

¹¹¹ HALLIBURTON Op. Cit., p. 53.

Figura 14. Kit para determinar cloruros de un fluido.



Fuente: Halliburton 1999.¹¹²

2.5.10 Alcalinidad. Corresponde a la cantidad de iones solubles en agua que pueden neutralizar ácidos. Para la determinación de la alcalinidad en un fluido, se realiza un procedimiento de titulación, usando como agente indicador fenolftaleína y usando Ácido sulfúrico hasta lograr un pH de 8,3 y usando como solución indicadora anaranjado de metilo hasta lograr un pH de 4,3.¹¹³

Es muy importantes conocer la alcalinidad de un fluido de perforación en muchas operaciones pues este asegura el control de la naturaleza química del fluido, también ayuda a detectar con antelación si el fluido tiene algún tipo de contaminante como: CO₂, H₂S, entre otros.¹¹⁴

Figura 15. Kit para determinar alcalinidad de un fluido.



Fuente: Halliburton 1999.¹¹⁵

¹¹² Ibid., p. 40.

¹¹³ ALBERTO, Joseph. Manual para ayudante de perforador (CABO), PERFORADOR Y MELACATERO. 2012. 456

p.

¹¹⁴ HALLIBURTON Op. Cit., p. 43.

¹¹⁵ Ibid., p. 44.

2.5.11 Prueba azul de metileno. También llamado comúnmente methylene blue test, se define como la medida que tiene un fluido de concentración total de sólidos arcillosos reactivos. Esta prueba es realizada también a los recortes perforados y da un estimado del intercambio catiónico de la formación.¹¹⁶

Este capítulo ilustra algunas de las clasificaciones existentes para los fluidos de perforación, en cuanto a su fase dispersa, y las características propias de la fase continua, además enmarca las funciones principales necesarias para un funcionamiento correcto en el proceso de perforación de un pozo.

Adicionalmente se enmarcan las diferentes pruebas realizadas para el análisis de las propiedades de un fluido de perforación y su influencia en el desarrollo de la operación de perforación.

Para el desarrollo de este documento es indispensable conocer la clasificación de los fluidos de perforación, sus beneficios y contraindicaciones, con el objetivo de realizar una selección adecuada enmarcada por las condiciones de operación que se desarrollan en el campo Mariposa 1 Bloque CPO-05. Una vez realizada la selección del tipo de fluido de perforación es necesario cerciorar que cumplirá con los requerimientos de operación enmarcados en este capítulo y conocer sus características mediante los análisis de laboratorio mencionados anteriormente.

Una vez enmarcada la información presentada en este capítulo se procede con a la realización de análisis con el uso del método de matriz de selección para las formulaciones propuestas y de esta manera encontrar las concentraciones adecuadas de aditivos para cada fluido que cumplan con las propiedades reológicas, de pH y punto cedente (Yield Point) que se requiere para la operación en la perforación.

¹¹⁶ Ibid., p.57

3. DESCRIPCION DE ADITIVOS Y PRUEBAS DE LABORATORIO PARA LA SELECCIÓN DE FLUIDO CAMPO MARIPOSA 1 BLOQUE CPO-05

En este capítulo se mencionarán las pruebas de laboratorio que se realizan a los fluidos de perforación, específicamente a las cuatro formulaciones que se presentan como propuesta para el campo mariposa 1 Bloque CPO-05 ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales, y la selección del fluido para la perforación de este campo específico. Se determina el estado mecánico del Bloque CPO-05 y la formulación del fluido que se utilizó para las tres fases de perforación llegando hasta la sección de 12^{1/4}", realizando la aclaración en que cada una de ellas tiene una formulación diferente. Se aclara que la selección del fluido de perforación se realizó bajo la experimentación de adición y variación de concentraciones de aditivos patentados por Halliburton®, por lo cual, la información referente a estos no puede ser publicada en el presente documento, teniendo en cuenta esto, se presentarán los principios activos de los aditivos a usar y los rangos de concentraciones de operación brindados por Halliburton®, lo cuales parten de la experiencia de la empresa en diferentes operaciones de perforación, para realizar la selección adecuada de concentración de cada uno de los aditivos propuestos en cada fase de la perforación.

3.1 PRINCIPALES ADITIVOS UTILIZADOS PARA LA FORMULACIÓN DE LOS FLUIDOS DELCAMPO MARIPOSA 1 BLOQUE CPO-05

La base principal para las cuatro formulaciones es agua dulce, los demás aditivos se van incorporando a ella en tiempos definidos hasta formar una emulsión.

3.1.1 Agua Dulce. El agua constituye la fase continua de los fluidos en base acuosa, es ideal para perforar en zonas donde hay bajas presiones, además es abundante y económica ya que no requiere de un tratamiento químico para su uso. El agua ayuda a dispersar los sólidos, ayudando así a la remoción de estos por medio de los equipos mecánicos que controlan los sólidos.¹¹⁷

3.1.2 Aditivos Primarios. Se le denominan también básicos o esenciales y se agregan al fluido de perforación para darle las propiedades necesarias para poder controlar las presiones de la formación y así mantener la limpieza y estabilidad del pozo.¹¹⁸

¹¹⁷ PDVSA Op. Cit., p. 70

¹¹⁸ VEGA, Sarmiento Lucia del Carmen. Evaluación y desarrollo del programa de fluidos de perforación para un pozo exploratorio ubicado en la Cuenca del Piedemonte Llanero en el Departamento del Casanare aplicando el manual de procedimientos técnicos de Halliburton Baroid Drilling Fluids. Universidad Industrial de Santander, 2012. p. 1-164.

3.1.2.1 Densificantes. Es un material que no es tóxico y no representa ningún peligro su manejo, su principal uso es el de otorgar un incremento en la densidad del fluido, gracias a este incremento ayuda a controlar la presión de la formación y los derrumbes que pueden llegar a ocurrir en las áreas que fueron tectónicamente activas. Por lo general se usan Carbonatos de calcio con el que se obtienen densidades menores de 12 lpg (libras por galón) y barita para obtener densidades mayores a esta.¹¹⁹

3.1.2.2 Viscosificantes. Son productos que se agregan al fluido para mejorar la acción de remoción de sólidos perforados y suspender el material densificante durante la perforación. Su base puede ser de arcillas o de polímeros. Los viscosificantes poliméricos se recomiendan cuando en el fluido se desea tener un bajo contenido de sólidos.¹²⁰

3.1.2.3 Controladores de Filtrado. Los materiales que más se usan para controlar el filtrado del fluido hacia la formación son bentonita, polímeros, almidones, adelgazantes orgánicos como lignitos o lignosulfonatos y Carbonatos de calcio.¹²¹

3.1.3 Aditivos Secundarios. Los aditivos secundarios son los que se usan para controlar las propiedades básicas del fluido de perforación para garantizar una buena calidad del mismo.¹²²

3.1.3.1 Adelgazantes. Este tipo de aditivo se utiliza para controlar el exceso de sólidos reactivos en el fluido. También se usan para controlar la reología y se usan básicamente los lignosulfonatos, lignitos y adelgazantes poliméricos.¹²³

3.1.3.2 Controlador de pH. Se usan para que mantener en un rango de pH el fluido, buscando un desempeño adecuado de los demás aditivos que se lleguen a emplear en la formulación.

Un fluido denominado de bajo pH está en un rango entre 7.5 y 9.5, para un fluido de alto pH se encuentra entre 9.5 y 11.5, según las exigencias del pozo a perforar. La Soda Cáustica es el producto que se utiliza en el campo para mantener el pH de los fluidos en base acuosa.¹²⁴

¹¹⁹ Ibid., p. 129

¹²⁰ Ibid., p. 129

¹²¹ Ibid., p. 129

¹²² Ibid., p. 129

¹²³ Ibid., p. 129

¹²⁴ Ibid., p. 130

3.1.3.3 Controladores de pérdida de Circulación. Este tipo de materiales se usa para hacer un control parcial o total las pérdidas de fluido que se pueden reducir durante la perforación de un pozo.

3.1.3.4 Lubricante. Solo se deben utilizar cuando se puedan presentar problemas de arrastre. Este tipo de productos se puede utilizar en el revoque o cubriendo las superficies metálicas de la sarta de tubería creando una película protectora, con lo que se reduce la fricción mecánica entre la sarta y la pared del pozo.¹²⁵

3.1.3.5 Floculante. Estos materiales actúan encapsulando los sólidos indeseados del sistema ayudando a que la remoción de estos sea más efectiva a través de equipos mecánicos, gracias a que ayuda controlar la cantidad de sólidos en el fluido de igual forma se controla la reología de éste.¹²⁶

3.1.3.6 Estabilizador de Lutitas. Este producto solo se debe adicionar al fluido cuando se va a perforar zonas con presencia de lutitas. Para evitar que las arcillas de las lutitas se hidraten cuando están en presencia de agua e incrementen su volumen, se usan estos aditivos para inhibir la hidratación, dispersión de las arcillas y evitar un derrumbe de la formación. Entre los que más se usan están los asfaltos y polímeros de alto peso molecular.¹²⁷

3.1.3.7 Anticorrosivos. Cuando se encuentran problemas de oxígeno, se deben utilizar secuestradores para poder removerlo. Los productos más usados son las sales solubles de sulfito y cromato, también ayudan con el problema usar agentes que forman una película fina sobre la superficie de acero, evitando así el contacto entre el oxígeno y el acero. La remoción del H₂S se hace usando materiales de zinc que forman sulfuros solubles.¹²⁸

3.1.3.8 Bactericidas. Cuando se aplican estos productos a un fluido de perforación, inhibe el crecimiento de bacterias y hongos, esta clase de microorganismos pueden estar presentes en los lodos bajo ciertas condiciones de pH y los fluidos al contener estos materiales orgánicos que son susceptibles a degradación, ayudan al crecimiento y aparición de estos organismos microscópicos. Para inhibir el crecimiento de ellos en los fluidos se utilizan aditivos oxidantes (aldehído).¹²⁹

3.1.3.9 Precipitadores de contaminantes. Los fluidos de perforación se pueden llegar a contaminar con carbonato, calcio o sales en estado de solubilidad; por esta razón se le agregan aditivos al fluido para remover estos componentes

¹²⁵ Ibid., p. 130

¹²⁶ Ibid., p. 130

¹²⁷ Ibid., p. 130

¹²⁸ Ibid., p. 130

¹²⁹ Ibid., p. 130

solubles por medio de una reacción que hace que se conviertan en precipitados insolubles.¹³⁰

3.2 SELECCIÓN FLUIDO DE PERFORACION BASE AGUA DE ALTO RENDIMIENTO

Se debe resaltar que durante cada proceso de perforación que se lleva a cabo en un pozo, el fluido de perforación es uno de los factores más relevantes, debido a que es el encargado de controlar factores como la estabilidad del pozo, la remoción de recortes y el buen funcionamiento de las herramientas que intervienen en el proceso, por tales motivos los estudios a los cuales se someten dichos fluidos son de alta influencia al momento de analizar futuras perforaciones. Aunque para algunas de las características necesarias en la exploración de este pozo, el fluido de perforación de base aceite cumple de forma satisfactoria, se realiza el análisis de las formulaciones con un fluido de base agua polimérico de alto rendimiento debido los siguientes factores:

- Minimizar los riesgos asociados a la contaminación de las formaciones a perforar y fuentes de agua cercanas.
- Menor costo en materia prima para la formulación del fluido en base agua polimérico de alto rendimiento.
- Contribuir a la búsqueda de una formulación en base agua que sustituya las formulaciones en base aceite.¹³¹

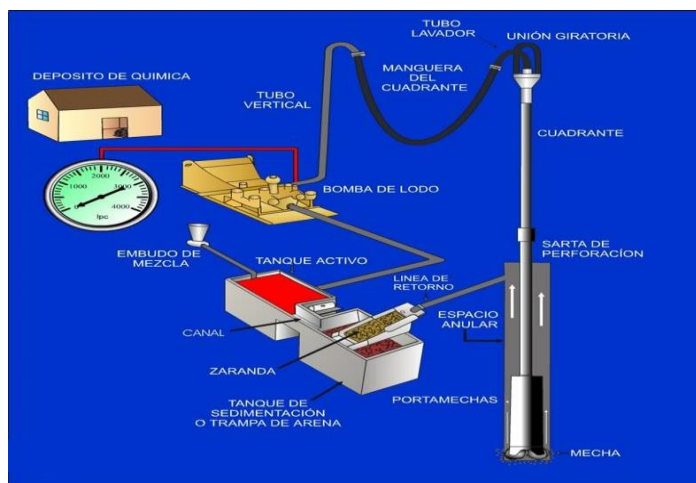
Por las razones expuestas anteriormente se selecciona un fluido base agua para el Bloque CPO-05 ya que este cumple con las funciones requeridas en el campo, como el hinchamiento lineal y demás problemas operacionales, de seguridad, salud de los operarios y la disposición del fluido que se presentan en la formación.

A continuación en la **Figura 16.** se observa el ciclo de un fluido durante la perforación de un pozo, se evidencia que es necesaria una formulación química que componga un fluido que es inyectado con ayuda de una bomba, una unidad que controle los sólidos y cortes provenientes del pozo y que a su vez permita identificarlos, para de esta forma tomar acciones sobre los cambios que se presentan a medida que la profundidad aumenta.

¹³⁰ Ibid., p. 130

¹³¹ Fernando and PORRAS, Luisa Fernanda. Evaluación Técnico Financiera a nivel de laboratorio de la viabilidad del uso de nuevos inhibidores de arcillas tipo amina y silicato de potasio en la formulación del fluido de perforación base agua para el campo San Roque. FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA, Enero 26 20018

Figura 16. Funciones fluido de perforación.



Fuente: <http://perfob.blogspot.com.co/2015/09/funciones-de-los-fluidos-de-perforacion.html>¹³²

3.2.1 Descripción pruebas de laboratorio. A continuación, se realizará una descripción de las pruebas de laboratorio basadas en la Norma API 13-B y algunas pruebas especiales realizadas para el fluido de perforación planeado para el campo Mariposa 1 Bloque CPO-05.

3.2.1.1 Prueba de densidad. Es una propiedad del fluido de perforación que se expresa en unidades de Libras por galón (lpg), gramo por centímetro cúbico, (g/cm^3), kilogramo por metro cúbico (kg/m^3), entre otras unidades, que dependiendo de la necesidad, cumple funciones como generar altas velocidades de penetración y disminuir las pérdidas de circulación, o, en algunos casos se busca una densidad del fluido alta, con el objetivo de prevenir o controlar derrumbes generados por formaciones poco consolidadas.

El equipo utilizado para medir la densidad se denomina balanza, por medio de una cámara de volumen específico que se llena totalmente con el fluido de perforación, se calcula el peso del mismo, teniendo el volumen y la masa de la muestra se puede calcular su densidad.

¹³² ARIAS, Dick. Tipos de fluido de perforación más comunes. Septiembre 11 de 2017 . Disponible en: <http://perfob.blogspot.com.co/2015/09/tipos-de-fluidos-de-perforacion-mas.html>

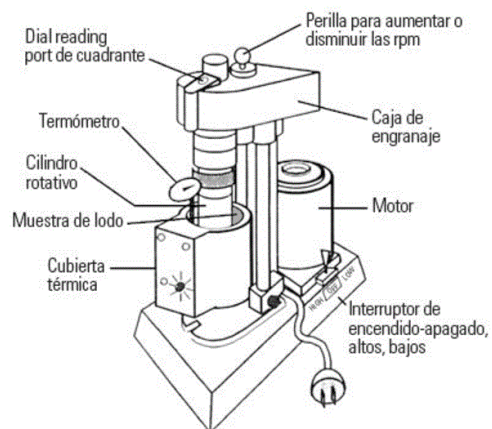
Ilustración 1. Balanza de lodos



Fuente: Fotografía tomada por los autores.

3.2.1.2 Pruebas de Reología. Esta prueba calcula las propiedades que tiene un fluido de perforación para limpiar y mantener en suspensión los recortes a medida que avanza la perforación. Las propiedades reológicas se componen por la Viscosidad plástica, el punto cedente, la fuerza de geles y el esfuerzo a la fluencia, a continuación se explicarán con más detalle. El equipo utilizado para medir estas propiedades es un viscosímetro de lectura directa FAN 77, con una termocupla para mantener el fluido estudiado a una temperatura entre 32 y 220°F.

Figura 17. Viscosímetro de lectura directa.



Fuente:

http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fann_viscometer.aspx¹³³

¹³³ Schlumberger Limited. Viscosímetro FANN. [0]. [Consultado el May 23,2017]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fann_viscometer.aspx

El viscosímetro de lectura directa está compuesto por un motor que energiza un cilindro rotativo, este gira en el interior de una taza; en la parte superior consta de una palanca de velocidades que funcionan por medio de engranajes y proporcionan diferentes velocidades al cilindro rotativo.

- **Viscosidad plástica.** Propiedad que determina la viscosidad producto de la fricción mecánica entre los sólidos, entre sólidos con líquidos y líquidos con líquidos; se expresa en unidades de centipoises (cP) y depende directamente de la concentración, el tamaño y la forma de los sólidos que se encuentren en el fluido. El control de esta propiedad es vital debido a que dará eficiencia a procedimientos de perforación al mejorar la rata de perforación.

Una viscosidad plástica menor a 10 cP, en conjunto con un punto cedente mayor a 25 lb/100 ft², permite una limpieza efectiva del hueco con una alta penetración que oscila entre 80-120 ft/h.¹³⁴ La viscosidad plástica se calcula según como se muestra en la ecuación.

Ecuación 3. Cálculo viscosidad plástica.

$$\boxed{\text{Viscosidad Plástica (cP)} = \text{Lectura a 600 RPM} - \text{Lectura a 300 RPM}}$$

- **Punto cedente.** Es la propiedad relacionada con la capacidad de limpieza con la que cuenta el fluido en condiciones dinámicas y se verá afectado por los contaminantes presentes en el mismo, tales como el Carbonato, Calcio y sólidos reactivos de formación. Esta propiedad se expresa en unidades de (lb/100ft²).

Dependiendo del tipo de contaminante existen tratamientos para bajar el punto cedente como adelgazantes químicos y procesos de altas temperaturas. Se calcula según la **Ecuación 4.**¹³⁵

Ecuación 4. Punto Cedente.

$$\boxed{\text{Punto cedente} \left(\frac{\text{lbs}}{100\text{ft}^2} \right) = \text{Lectura a 300 RPM} - \text{Viscosidad plástica}}$$

- **Fuerza de gel.** Es la propiedad relacionada con la capacidad del fluido de perforación de contener sólidos en suspensión. Esta fuerza debe ser baja entre 0.10 y 0.4 lb/100ft² para generar los siguientes efectos:¹³⁶

➤ Permitir que se asienten los sólidos en los tanques de la superficie.

¹³⁴ HALLIBURTON Company. Manual de Fluidos. Second ed. Houston, Texas: Baroid Fluids Handbook, 1999. 1-566 p.

¹³⁵ Ibid., p. 194-95

¹³⁶ Ibid., p. 194-195

- Permitir un buen funcionamiento de las bombas mejorando la velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de la succión al sacar la tubería.
- **Esfuerzo a la fluencia:** Corresponde a la fuerza necesaria para lograr iniciar el flujo, es decir, el valor calculado del esfuerzo cortante en una condición de velocidad de corte cero, y se calcula con la siguiente ecuación.

Ecuación 5. Esfuerzo de fluencia.

$$\boxed{\text{Esfuerzo de fluencia} = 2 * \text{Lectura a 3 RPM} - \text{Lectura a 6 RPM}}$$

3.2.1.3 Pruebas de Filtración. Esta propiedad determina la migración del fluido de perforación hacia la formación. Para que esta propiedad se cumpla, la formación debe ser permeable y existir un diferencial de presión positivo entre el fluido de perforación y la formación. La filtración se encuentra influenciada por los siguientes factores.¹³⁷

- Presión
- Dispersión.
- Temperatura.
- Tiempo.

Se mide bajo condiciones estáticas a temperaturas que oscilan entre 0 y 200 °F y presiones entre 0 y 500 psig. El control de esta propiedad depende del tipo de formación que se esté tratando, si es altamente permeable, buscara generar un revoque (capa entre el fluido de perforación y formación) que permita el control de la filtración.

El instrumento generalmente usado para el cálculo de esta propiedad es el filtro prensa HTHP, el cual está compuesto de una fuente de presión que puede ser controlada, una celda especial que está diseñada para soportar presiones de trabajo de 1000 psi, un sistema que permite calentar la celda, un bastidor para contener la celda y el sistema en calentamiento.¹³⁸

Al calentar el fluido este sufrirá una expansión por lo cual es necesario dejar un espacio en la celda para evitar sobre-presurización por lo cual API realiza una recomendación.

¹³⁷ Schlumberger. Revoque de filtración & NBSP; Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/filtercake.aspx>

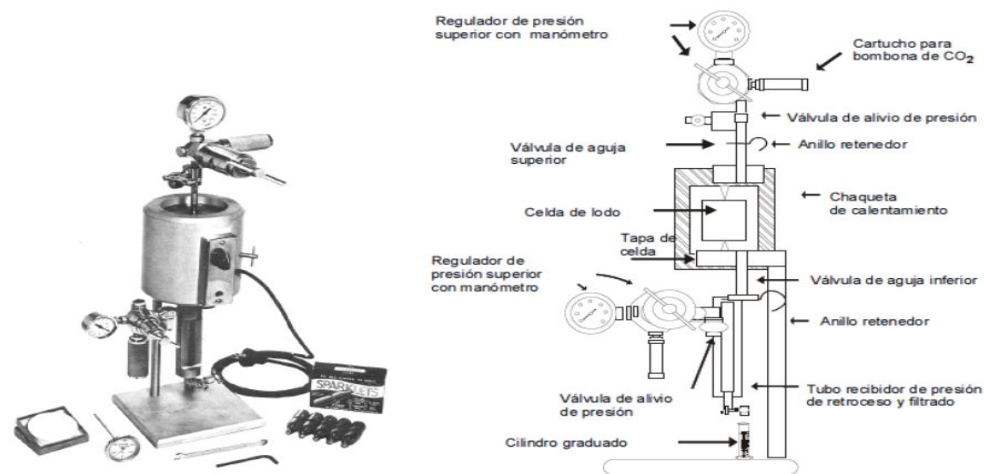
¹³⁸ Ibid., p. 1

Tabla 5. Espacio vacío recomendados para la práctica API.

TEMPERATURA (°F)	ESPACIO VACIO (in)
Hasta 300	1
300 – 400	1.5 - 2
400 – 500	2.5 – 3

Fuente: M-I Drilling Fluids. Manual de Fluidos de Perforación. Pruebas a fluidos base agua y base aceite. 2001. p. 55.¹³⁹

Figura 18. Filtro prensa HPHT.



Fuente: Petróleos de Venezuela S.A. Manual de Fluidos de Perforación.¹⁴⁰

3.2.2 Procedimientos pruebas de laboratorio a fluidos de perforación base agua. En el **Anexo A** se describe paso a paso las pruebas de laboratorio hechas a las cuatro formulaciones para el campo Mariposa 1 Bloque CPO-05.

3.3 SEGMENTACIÓN DEL ESTADO MECANICO DEL POZO MARIPOSA 1 DEL BLOQUE CPO-05

En el campo Mariposa 1 Bloque CPO-05 la sección de estudio se encuentra establecida hasta la formación León, pasando por la formación Guayabo; para el análisis de selección del fluido de perforación se utilizarán 2 tipos de fluidos diferentes para la formación Guayabo y uno totalmente independiente para la formación León; de acuerdo a lo expuesto, las formulaciones se dividirán en tres fases, ajustándose cada una a los requerimientos de cada sección.

¹³⁹ M-I SWACO. Manual de Fluidos de Perforación. Houston: 2001. 826 p.

¹⁴⁰ PDVSA, Op. Cit., p. 45

3.3.1 Fase I. La primera fase (formación Guayabo) va desde 734 ft hasta 956 ft, presentan los siguientes riesgos:

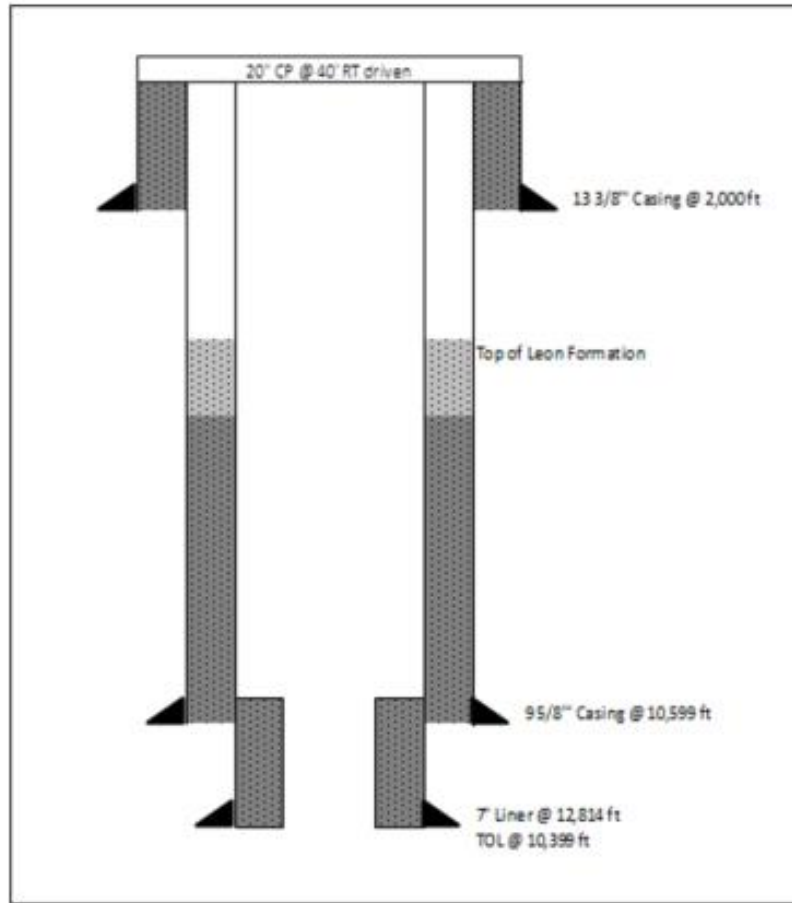
- Arcillas reactivas.
- Limpieza del pozo incompleta.
- Inadecuada fuerza hidráulica (fuerza ejercida en la formación debido a la acción del fluido que sale por las boquillas)

Para esta fase se propone un fluido de perforación que cumpla con las características de un fluido de arranque o Spud Mud, las cuales son estandarizadas para el inicio de la perforación, ajustando sus características de acuerdo a las necesidades del campo.

3.3.2 Fase II. Para la segunda fase de la formación Guayabo con una sección que comprende desde los 956 ft hasta los 5217 ft de profundidad, se propone una formulación de fluido diferente a la primera sección, en donde no existen problemas aparentes relacionados con el hinchamiento de arcillas; los problemas que se encuentran en esta fase son la pérdida de circulación y malas condiciones de limpieza del agujero.

3.3.3 Fase III. Para la tercera fase que va desde 5217 ft hasta 6715 ft (formación Guayabo y León) se evidencian problemas de hinchamiento de las arcillas, lo que genera un retraso en la operación, esto tiene como consecuencia pérdida de dinero para la compañía y un descenso en la eficiencia del proceso.

Figura 19. Estado mecánico.



Fuente: Design of Service Drilling Fluids Program, Halliburton Latin America.

En este capítulo se muestra la descripción y el paso a paso de cada una de las pruebas que se le realizan a los diferentes fluidos de perforación tanto químicas como físicas, además, se aclara la base a usar (agua) en los diferentes fluidos de perforación propuestos, para analizar su comportamiento a través de la operación de perforación; se muestra de manera detallada los principales aditivos que se deben tener en cuenta, al momento de realizar el diseño de un fluido de perforación base agua a manera general, para cualquier pozo exploratorio, aclarando la influencia de los diferentes aditivos sobre el comportamiento requerido en el pozo; por último se expone el estado mecánico del campo estudiado Mariposa 1 Bloque CPO-05, dividiendo este en tres fases, para las cuales se usan fluidos de perforación diferentes, ya que las profundidades y características de cada fase cambian.

4. SELECCIÓN DE FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA LAS FASES I, II Y III EL CAMPO MARIPOSA 1 BLOQUE CPO-05

Como se ha aclarado a través del desarrollo de este documento, es indispensable la selección un fluido de perforación que asegure un buen funcionamiento a medida que avanza la operación de perforación, teniendo en cuenta esto, y de acuerdo al análisis realizado para las formaciones que componen el campo sobre el cual se va a realizar el estudio, se realizará la separación de las secciones de estudio (desde la sección 17 ½" hasta la sección 12 ¼") de este documento en 3, la primera comprendida por las formaciones Necesidad y Guayabo, esta fase se caracteriza además por el uso de una tubería de perforación de medida 17 ½", la segunda compuesta por la formación Guayabo desde una profundidad de 956 ft hasta los 5217 ft y la tercera, al igual que la segunda, compuesta por la formación Guayabo con la adición de una sección de la formación León y algunas secciones de formaciones carboneras.

4.1 MATRIZ DE SELECCIÓN

Para realizar el análisis de la selección del fluido de perforación en las Fases II y III se hará uso una matriz de selección, con el objetivo de evaluar los impactos más relevantes que influyen en el correcto funcionamiento del fluido de perforación en operación; Para el caso de la Fase I no se hará uso de este método de análisis debido a que las condiciones de operación en esta sección no son especialmente complejos.

La matriz de selección también llamada matriz de priorización, es una herramienta de clasificación en forma jerárquica, usada para evaluar de acuerdo a criterios específicos soluciones propuestas. Esta matriz presenta múltiples usos a la hora de evaluar soluciones y tomar acciones sobre las propuestas evaluadas.

Su aplicación se basa en el listar los criterios de evaluación y las alternativas disponibles para iniciar su comparación, estos criterios deben contar con un rango de impacto sobre las alternativas o soluciones propuestas buscando darles un porcentaje de evaluación, posteriormente se asigna una escala a cada uno de los criterios de 1 a 5 y se somete a una calificación con esta esta escala a cada una de las soluciones, el resultado obtenido será un porcentaje para cada una de las soluciones, arrojando un resultado mayor o menos para cada una de las mismas, lo que ofrece una facilidad para aplicar un criterio de selección adecuado¹⁴¹.

4.1.1. Criterios de evaluación. Con el objetivo de realizar el análisis de la selección adecuada de la formulación a usar para las fases II y III se establecieron

¹⁴¹<http://asq.org/quality-progress/2011/06/back-to-basics/volviendo-a-los-fundamentos-una-herramienta-de-mucha-ayuda.html>

criterios de evaluación debido al impacto que los mismos generan sobre las condiciones de operación de perforación, estos criterios son los siguientes:

- **Densidad.** Esta propiedad del fluido es determinante al momento de realizar la perforación, debido a que define la capacidad del fluido de perforación para extraer los recortes de las formaciones y evitar problemas como la pega de tubería, provee estabilidad del pozo debido a que genera una contrapresión en la paredes de la perforación, al ser un fluido de perforación en base agua en el caso de las filtraciones de la formación no implicara una contaminación considerable como ocurriría en caso de utilizar un fluido de perforación en base aceite y permitirá a la barrena su correcto funcionamiento.
- **Filtrado API.** Esta medida permite conocer la viscosidad que posee el fluido de perforación a utilizar, esta propiedad determina la resistencia interna del fluido a circular, y es una característica importante debido a que la misma influye en la capacidad del fluido de perforación para lograr una limpieza adecuada del pozo, mantiene en suspensión los diferentes componentes de la formulación y al momento de realizar la extracción de los recortes facilita la decantación de los mismo en el momento de la limpieza del fluido de perforación que emerge a la superficie.
- **Contenido de sólidos.** La cantidad de sólidos que se encuentran en el fluido de perforación a medida que avanza la perforación aumenta, por lo cual es de gran importancia que el fluido no reaccione con los mismo para evitar que sus propiedades cambien, lo que generaría un cambio en la función del fluido. Debido a que se conocen las condiciones de operación del fluido, su formulación debe realizarse teniendo en cuenta dichos factores contaminantes, de tal manera que la formulación no permita la interacción con los sólidos presente a través del proceso de perforación.
- **Geles.** Esta propiedad otorga capacidad al fluido en colaborar al mantenimiento de las paredes en contacto con las formaciones de la perforación y adicionalmente le da la fluencia adecuada al fluido para evitar daño en los equipos como bombas, circuitos o puedan bloquear las tuberías.
- **Viscosidad Plástica.** El aumento de esta propiedad puede significar una variación positiva en el porcentaje en volumen de sólidos, una reducción del tamaño de las partículas o una combinación de los efectos mencionados, lo que generaría posibles problemas con la remoción de recortes o filtrado de componentes del fluido hacia las formaciones, contaminándolas a medida que se genera la perforación.

- **Punto cedente.** Se define como la resistencia inicial al flujo causado por las fuerzas electromagnéticas entre las partículas, un aumento en esta propiedad causaría un incremento en la viscosidad del fluido de perforación lo que implicaría un tratamiento químico para estabilizarlo, debido a esto se le asigna un porcentaje del 20%.

4.2 CARACTERISTICAS FLUIDO DE PERFORACION ALTO RENDIMIENTO POLIMERICICO

Este tipo de fluido se tiende a confundir con sistemas que contienen poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA) y aminas que se usan para controlar el hinchamiento de arcillas, sin embargo, los sistemas de alto rendimiento que se desarrollan en Halliburton Latinoamérica, utilizan inhibidores primarios como poliacrilamidas, poliacrilatos y aditivos químicos patentados.¹⁴²

Las características con las que debe contar un fluido base agua polimérico de alto rendimiento son:

4.2.1 Bajo contenido coloidal. Los estudios que se han realizado a lo largo de los años, han comprobado que cuanto más bajo es el contenido de sólidos coloidales en un sistema base agua, más rápida es la velocidad de penetración (ROP), también reduce la viscosidad plástica al fluido, trayendo así una mayor fuerza a la broca que cumple con la actividad de perforación.

Hay que tener en cuenta que si estos sólidos coloidales se acumulan y crecen se hace casi imposible removerlos y aminoran así el rendimiento del sistema.¹⁴³

4.2.2 Inhibición eficaz. Este tipo de fluidos se diseñan sobre todo con el fin de inhibir arcillas de la formación, pues estos floculan y encapsulan los sólidos ultra finos que lo que causan, generando una disminución en las velocidades de perforación que asocian a los fluidos base agua (WBF). La función principal del fluidos base agua de alto rendimiento (HPWBF) es inhibir las arcillas reactivas y facilitar la remoción de los sólidos que se desprenden de la formación durante la perforación.¹⁴⁴ El diseño de este tipo de fluidos logra un hueco uniforme y protege la matriz de Shale con una capa protectora contra la incursión de agua.¹⁴⁵

¹⁴² MALDONADO, Angela Maria. Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicados al campo Balcón como sustitutos de lodo base aceite. Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 154.

¹⁴³ Ibid., p. 61

¹⁴⁴ Ibid., p. 62

¹⁴⁵ Ibid., p. 62

4.2.3 Esfuerzo de adelgazamiento. Ya que los fluidos poseen un bajo contenido en bentonita, esto ayuda al rendimiento de la perforación. Este tipo de fluido se adelgazan sobre la broca de perforación, de esta manera maximiza la fuerza hidráulica, cuando el lodo se espesa en el anular este proporciona una buena limpieza del hueco.¹⁴⁶

4.2.4 Aditivo polimérico. Como se ha descrito anteriormente un aditivo polimérico se mezcla con agua, la cual es la base de la formulación, el tipo de lodo que se obtiene al hacer la mezcla de estos dos es una dilución para formar un gel.

Los polímeros son moléculas que se presentan en forma de cadenas, que actúan uniendo iones a su estructura, por esta razón forman fácilmente agregados moleculares.

Un polímero se diferencia de otro por la tendencia que posea para unir a su estructura una o varias moléculas distintas.¹⁴⁷ Al tener esta tendencia, de agregar cierto tipo de moléculas a su estructura, su aplicabilidad se hace prácticamente ilimitada y puede ser aplicable a cada función que pueda requerir un fluido de perforación.

Todos los polímeros y copolímeros son inestables a pH ácidos ($\text{pH} < 4$), ya que al estar expuestos a este rango de pH se promueve la ruptura de la cadena polimérica, perdiendo así el aspecto de gel que da al fluido.¹⁴⁸

4.3 ADITIVOS

En las formulaciones propuestas se hizo uso de múltiples aditivos patentados por la compañía Halliburton, estos tienen impactos determinados en las características que aportarán al fluido de perforación, a continuación se describirá las características de cada uno de los aditivos usados.

4.3.1 Viscosificante. Generalmente se compone de bentonita sódica de molienda especial y alta calidad que satisface los requisitos de la especificación 13A, sección 4 del Instituto Norteamericano del Petróleo (API). Este proporciona viscosidad y propiedades gelificantes a la mayoría de los fluidos de perforación base agua.

4.3.2 Extendedor de Bentonita. Es un copolímero de poliacrilato/poliacrilamida; este tipo de aditivo ayuda a aumentar el rendimiento de las arcillas bentoníticas, debido a que actúa como floculante selectivo para aglomerar los sólidos coloidales, ayuda a disminuir la viscosidad del fluido con mayor velocidad de corte

¹⁴⁶ Ibid ., p. 63

¹⁴⁷ QUIMACER. Aditivos para fluidos de perforacion. Alcora-Castellón España: 2013. 12 p

¹⁴⁸ Ibid ., p. 7.

y gracias a ello permite alcanzar velocidades de perforación más altas con una mayor limpieza del pozo.

4.3.3 Precursor de avance. Se compone de un lubricante que promueve un BHA limpio, ayudando a lograr una mayor tasa de perforación sin afectar las demás propiedades del fluido de perforación.

4.3.4 Agente alcalino. Se compone de un compuesto alcalino que ayuda a controlar el pH del fluido de perforación, se usa un agente alcalino debido a que generalmente el resultado de la formulación del fluido es ácido o neutro, sin embargo, para lograr una buena operación de perforación se requieren fluidos alcalinos en su funcionamiento.

4.3.5 Agente Punteante. Se compone por carbonato de calcio que se encuentra disponible en diferentes tamaños de partícula 5, 25, 50, 150, 600 y 2300, el cual es un encapsulante de arcillas reactivas y a su vez un floculante que ayuda a generar emulsiones de agentes contaminantes encontrados a medida que avanza en profundidad la perforación, que ayuda a extender la vida útil del fluido de perforación, evitar inconvenientes con la reacción de arcillas contaminantes y la limpieza del pozo. Se utilizan este tipo de aditivo en para permitir cierto grado de lavado en las paredes del pozo, minimizando así las condiciones de agujero estrecho.

4.3.6 Estabilizador de Lutitas. Es un material anfótero de bajo peso molecular, ayuda a reducir la dispersión e hidratación de las formaciones de arcillas reactivas y lutitas, es estable térmicamente a temperaturas superiores a los 300 °F. Este tipo de aditivo trae como ventajas en ayudar a reducir la posibilidad de embolamiento de la broca, ayudar a mejorar la eliminación de sólidos de perforación, es totalmente soluble en agua.

4.3.7 Viscosificante (Fase II y III). Es un biopolímero en polvo con dispersante incorporado, provee viscosidad y suspensión en fluidos a base de agua dulce, agua de mar, bromuro de sodio. Ha sido especialmente formulado para ser más fácil de dispersar.

Trae como ventajas al ponerlo a la base del fluido como proveerle propiedades tixotrópicas y características de fluido no newtoniano a un amplio rango de salinidades con baja concentración y reduce al mínimo el potencial de daño a la formación.

4.3.8 Agente de control de filtrado. Polímero acrílico modificado que es usado como agente de control de filtrado. Tiene estabilidad térmica hasta los 400°F y no es susceptible a la degradación bacteriana y ayuda a reducir al mínimo el impacto de la viscosidad debido a un polímero de bajo peso molecular.

4.3.9 Agente de control de pérdida de fluido. Se utiliza para controlar la pérdida de fluido a través de formaciones permeables, se usa cuando el fluido está sometido a una presión diferencial elevada.

4.3.10 Bactericida. Se utiliza para controlar el desarrollo bacteriano en los fluidos de perforación base agua. Se recomienda para utilizar en sistemas que contienen polímeros rápidamente biodegradables.

4.3.11 Lubricante. Se debe agregar al fluido de perforación base agua, debido a que se presenta como una alternativa eficaz ante las ventajas que presentan los perforación base aceite, los cuales son lubricantes gracias a la base de su composición, sin embargo en algunas situaciones las consideraciones ambientales impiden el uso de materiales basados en hidrocarburos. Ofrece óptima lubricidad bajo extrema presión sin afectar las propiedades del fluido.

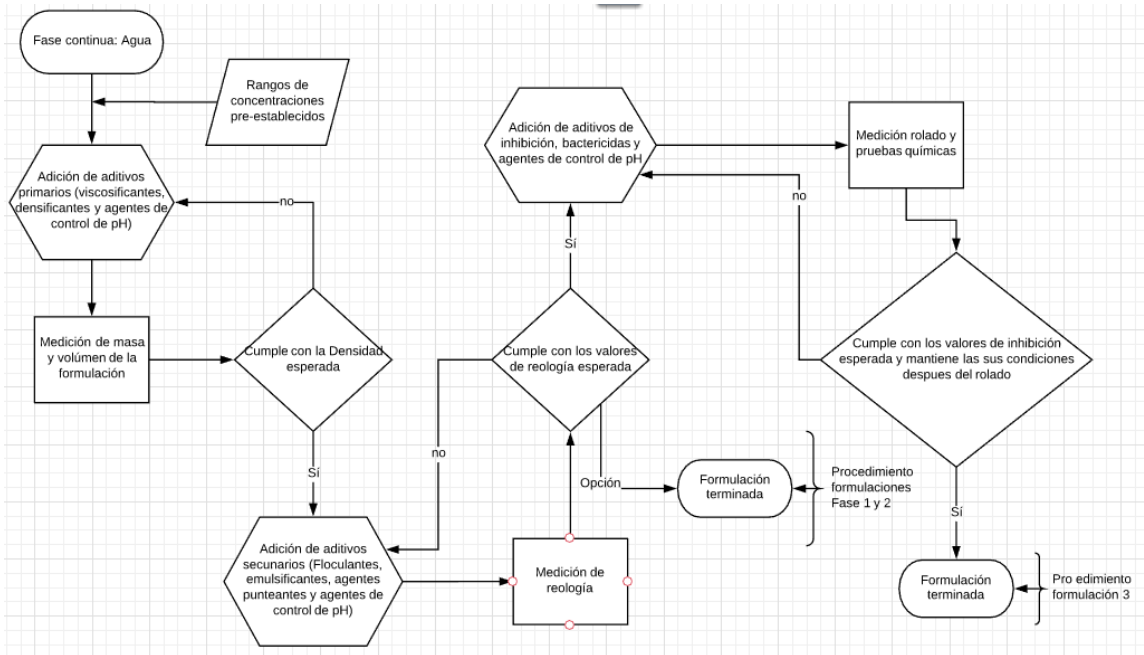
4.3.12 Nano polímero. Se emplea por lo general para controlar de manera eficaz la migración de gas hacia las formaciones perforadas y mejora la durabilidad del fluido, aparte de esas dos ventajas también ofrece un gran control a la pérdida de fluido.

4.3.13 Fibra de celulosa. Material obturante que reduce la pérdida de volumen del fluido de perforación, actúa hasta presiones de 200 psi preferiblemente.

4.4 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Las formulaciones propuestas para este documento se basan en primera instancia de la experiencia previa con la que cuenta la compañía Halliburton Latinoamérica, teniendo en cuenta esto mediante forma experimental se realiza el siguiente procedimiento:

Figura 20. Metodología de preparación de formulaciones del fluido de perforación



Esta metodología de experimentación tiene como objetivo lograr que las concentraciones y parámetros se encuentren en los rangos de operación suministrados por la compañía para cada una de las fases, una vez conseguidos los resultados esperados en las propiedades físico-químicas de las formulaciones, se establece cuáles y qué cantidad de aditivos se utilizarán.

4.3 SELECCIÓN FLUIDO DE PERFORACIÓN FASE I

Esta fase está comprendida desde los 0 ft hasta los 956 ft de profundidad y se encuentra conformada por la formación Necesidad y Guayabo; la formación Necesidad se caracteriza por contener arcillas alternadas con areniscas de grano grueso y minerales pesados a base de ilmenita, rutila, zircón y turmalina, mientras que la formación Guayabo se compone de arcillitas, arcillas arenosas y minerales pesados caracterizados por granate-epidota-esfeno, debido a esta conformación esta sección de la formación reporta problemas como riesgos de encontrar arcillas reactivas, presentar dificultades con la limpieza del pozo debido a las areniscas de grano grueso, lo que podría ocasionar un taponamiento en la tubería y una inadecuada fuerza hidráulica (fuerza ejercida en la formación debido a la acción del fluido que sale por las boquillas) debido a la alta densidad generada por las arcillas y arcillitas presentes al humectarse.

Al momento de realizar la selección del fluido a utilizar, se deben tener en cuenta los parámetros a controlar de acuerdo a la conformación de las formaciones anteriormente mencionadas, para el caso de la fase I, existe un estándar a personalizar y es denominado un fluido de arranque o Spud Mud, del cual ya se conocen los aditivos usados, con rangos de operación que generan una buena eficiencia al momento de realizar la perforación y estos han sido usados en bloques cercanos como el Llanos 34, el cual cuenta con una columna estratigráfica similar a la del bloque CPO-05, en la **Tabla 7** se establecen los aditivos y los rangos a utilizar para la formulación de un fluido de arranque. Partiendo de los rangos de operación del fluido de arranque (Spud Mud), se procede a seguir la metodología de experimentación anteriormente descrita para encontrar la concentración de aditivos a utilizar.

Tabla 6. Aditivos y rangos para un fluido Fase I

Producto	Rango de concentración (ppb)
Viscosificante	10 – 12,5
Extendedor de Bentonia	0,03 – 0,05
Precursor de avance	2 – 3
Agente alcalino	0,25 – 0,75
Agente punteante	0,3 – 0,5

Fuente: Recuperado de Design of Service Drilling Fluids Program, Halliburton Latin America.

Esta serie de agentes se utiliza con el objetivo de controlar las propiedades físicas y químicas del fluido de perforación, buscando cumplir con los requerimientos de operación, a continuación en la **Tabla 8** se enuncian las características específicas con las que debe contar el fluido de perforación base agua, necesario para la fase I de la perforación llevada a cabo en el campo Mariposa 1 Bloque CPO-05.

Tabla 7. Propiedades fluido fase I.

Propiedades	Valor mínimo	Valor máximo
Densidad (lbm/gal)	8.8	9.2
Viscosidad (sec/gt)	40	55
PV (cp)	ALAP	ALAP
Geles (lb/100 ft ²)	No progresivo	No progresivo
Filtrado	N.C	N.C
pH	8.5	9.5
Solidos % (vol)	0	6
MBT(ppb eq.)	0	17.5
Yield Point (lb/100ft ²)	20	30

Fuente: Recuperado de Design of Service Drilling Fluids Program, Halliburton Latin America.

En la **Tabla 7** se presenta una siglas ALAP que significa “tan bajo como sea posible”, es decir, que no es necesario alcanzar un punto mínimo y se puede tomar un valor por debajo del límite permitido. Adicionalmente los esfuerzos de geles de esta fase se enuncian como “no progresivos”, esto hace referencia a que el valor tiende a ser constante durante el tiempo, así que se puede tomar una lectura acertada en muy poco tiempo de haber empezado la prueba.

Una vez identificados los rangos de operación tanto de los aditivos, como de las propiedades físicas y químicas con las que debe contar el fluido de perforación, y debido a que en esta sección no se presentan problemas con el hinchamiento de arcillas ni reacción con las mismas, se procedió a realizar la pruebas de laboratorio, buscando la concentración adecuada de los aditivos, que generara los resultados necesarios en las propiedades físicas y químicas del fluido como valores de reología pH y de más. En la **Tabla 8** se enuncian las concentraciones adecuadas para cada aditivo, que por medio de la experimentación generaron los valores que cumplen con los requerimientos de operación **Tabla 9**.

Tabla 8. Formulación fluido fase I.

Producto	Concentración lpb
Viscosificante	12.5
Extendedor de Bentonita	0.04
Mejorador de avance	2.5
Agente punteante	34.3

Fuente: Recuperado de Design of Service Drilling Fluids Program, Halliburton Latin America.

Tabla 9. Resultados experimentación formulación fase I

Propiedades	Valor Obtenido
Densidad (lbm/gal)	9
Viscosidad (sec/gt)	43.7
PV (cp)	10
Geles (lb/100 ft ²)	No progresivo
Filtrado	N.C
pH	9.3
Solidos % (vol)	0
MBT(ppb eq.)	8.9
Yield Point (lb/100ft ²)	26

4.4 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN FASE II

De acuerdo a la información suministrada por la empresa Halliburton Latinoamérica, aunque en el estado mecánico se define la sección intermedia de 12 ¼ como una sección compuesta por las formaciones Guayabo, León y Carbonera, para el interés de mejorar el proceso y evitar inconvenientes propios definidas por las composiciones de cada formación, se decide separar esta sección en 2, una compuesta exclusivamente por la formación Guayabo y la segunda compuesta por las formaciones León y carboneras. Este seccionamiento tiene como fundamento la propuesta de utilizar dos formulaciones diferentes que se acoplen a las necesidades que requiera el fluido de perforación para cumplir su función a medida perfora las diferentes formaciones.

Esta fase corresponde a la primera sección Guayabo que comprende las profundidades que van desde 956 ft hasta los 5217 ft, la cual está compuesta por arcillas arenosas, areniscas y minerales pesados caracterizados por granate-epidota-esfeno, esta composición le infieren problemas formulación para esta fase.

Para la selección del fluido de la fase II se tomaron como referencia los rangos de formulación usados en un bloque cercano que presenta un mapa estratigráfico similar al del bloque CPO-05 el cual es el bloque Llanos 34, de esta experiencia se obtuvieron los siguientes aditivos a utilizar con los rangos enunciados en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Aditivos y rangos para un fluido Fase I

Producto	Rango de concentración (lpb)
Estabilizador de lutitas	2 -3
Viscosificante	1 - 2
Precursor de avance	2 – 3
Agente alcalino	0.5 – 0.75
Agente punteante	0.5 - 1

Nota: Recuperado de Design of Service Drilling Fluids Program, Halliburton Latin America.

Esta serie de agentes se utiliza con el objetivo de controlar las propiedades físicas y químicas del fluido de perforación, buscando cumplir con los requerimientos de operación, a continuación en la **Tabla 11** se enuncian las características específicas con las que debe contar el fluido de perforación base agua, necesario para la fase II de la perforación llevada a cabo en el campo Mariposa 1 Bloque CPO-05.

Tabla 11. Propiedades fluido fase II.

Propiedades	Valor mínimo	Valor máximo
Densidad (lbm/gal)	9.2	10.4
Viscosidad (sec/gt)	40	55
Viscosidad Plástica (cp)	ALAP	ALAP
Geles (lb/100 ft ²)	No progresivo	No progresivo
Filtrado	N.C	N.C
pH	9.0	10.0
Solidos % (vol)	6	10
MBT(ppb eq.)	0	17.5
Yield Point (lb/100ft ²)	15	25

Nota: Recuperado de Design of Service Drilling Fluids Program, Halliburton Latin America.

En la **Tabla 11** se presenta una siglas ALAP que significa “tan bajo como sea posible”, es decir, que no es necesario alcanzar un punto mínimo y se puede tomar un valor por debajo del límite permitido. Adicionalmente los esfuerzos de geles de esta fase se enuncian como “no progresivos”, esto hace referencia a que el valor tiende a ser constante durante el tiempo, así que se puede tomar una lectura acertada en muy poco tiempo de haber empezado la prueba.

Partiendo de los rangos de operación con los que debe contar el fluido de perforación y las características físico-químicas que debe tener el mismo se procede a realizar la metodología de experimentación anteriormente descrita.

Debido a que la Fase II presenta problemas con el hinchamiento arcillas generado por la conformación de la formación Guayabo, se realizó la propuesta de diferentes formulaciones **Tabla 13**, estas fueron sometidas a pruebas de laboratorio para conocer su comportamiento físico-químico en operación y se evaluó cada formulación propuesta para la primera sección intermedia del pozo Mariposa 1 del bloque CPO-05 de acuerdo a los parámetros que resultan influyentes en el proceso de perforación por medio de una matriz de selección.

Tabla 12. Formulaciones propuestas Fase II

Componente	Unidades	F1	F2	F3
VISCOSIFICANTE	Lpb	-	-	2
ESTABILIZADOR DE LUTITAS	Lpb	2.5	5	3
VISCOSIFICANTE/ AGENTE DE SUSPENSION	Lpb	1.5	1.25	1.25
AGENTE DE CONTROL DE FILTRADO	Lpb	-	1.5	-
AGENTE DE CONTROL DE PERDIDA DE FLUIDO	Lpb	-	1.3	2.0
BACTERICIDA	Lpb	-	0.5	0.5
LUBRICANTE	Lpb	-	2	-
FIBRA DE CELULOSA	Lpb	-	1	-
AGENTE PUNTEANTE®5	Lpb	-	-	27
AGENTE PUNTEANTE® 25	Lpb	135.59	120.22	13.5
AGENTE PUNTEANTE® 50	Lpb	-	15	4.5
AGENTE PUNTEANTE®150	Lpb	-	10	-
AGENTE DE CONTROL DE FILTRADO	Lpb	-	-	8
AGENTE PUNTEANTE® 25	Lpb	-	15	4.23
NANOPOLIMERO	Lpb	-	3	-

Con los criterios de evaluación ya establecidos anteriormente se asigna un porcentaje de relevancia para cada uno de la siguiente forma:

- **Densidad.** Se le asigna una importancia del 25% que lo clasifica como una propiedad relevante para la selección del fluido de perforación a utilizar, debida

a que controlará la capacidad del fluido de perforación de mantener la limpieza del pozo.

- **Filtrado API.** Teniendo en cuenta la importancia de perdurar la vida útil del fluido de perforación y su integridad, se le asigna un 25% en relevancia a la propiedad obtenida del filtrado API.
- **Contenido de sólidos.** Al ser la medida de limpieza del pozo a medida que avanza el proceso de perforación, es una propiedad importante para seleccionar el fluido adecuado se le da un porcentaje del 10%.
- **Geles.** Por sus propiedades e influencia en el funcionamiento del fluido de perforación se le asignó un porcentaje de 8%.
- **Viscosidad Plástica.** Debido a que es una propiedad que debe ser controlada para evitar un aumento en la viscosidad del fluido, que implicaría el uso de aditivos adicionales, se le asigna un porcentaje del 12%.
- **Punto cedente.** Debido a la necesidad de controlar esta propiedad para evitar tratamientos químicos adicionales, se le asigna un porcentaje del 20%.

Una vez identificados los criterios de evaluación y su relevancia se asigna un puntaje de evaluación de acuerdo a la **Tabla 13**.

Tabla 13. Puntaje de evaluación selección del fluido Fase II

Aspecto a evaluar	Calificación	Criterios de evaluación
Densidad	1 2 3 4 5	<p>Sí presenta un valor de:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ < 9,2 lbm/gal ➤ 9,2 - 9,6 lbm/gal ➤ 9,6 - 10 lbm/gal ➤ 10 - 10,4 lbm/gal ➤ > 10,4 lbm/gal
Filtrado API	5 4 3 2 1	<p>Si se presenta viscosidad de:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ > 18 mL/30 min. ➤ 18 – 14 mL/30 min. ➤ 14 – 10 mL/30 min. ➤ 10 – 5 mL/30 min. ➤ < 5 mL/30 min.
Contenido de Sólidos		<p>Se evalúa en forma teórica, por lo cual, es de saber que todos los fluidos son sensibles a los contaminantes sólidos, sin embargo, el fluido de perforación a trabajar por sus características de formulación no permite las interacciones no deseadas con ningún sólido por lo cual se le da una buena calificación</p>
Geles	5 1 3	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se el resultado de la prueba de geles a 10 segundos y 10 min es > 30 lb/100ft², entonces se realizará la diferencia entre los dos valores y si el valor resultante es < 10 unidades, se consideran no progresivos ➤ Si el resultado no es cercano a 10 unidades se considera no progresivo y se le asigna valor de 1.0 ➤ Si no cumple ninguna de las consideraciones anteriores se le asigna un valor de 3.0

Tabla 13 (Continuación). Puntaje de evaluación selección del fluido Fase II

Aspecto a evaluar	Calificación	Criterios de evaluación
Viscosidad Plástica	5 4 3 2 1	Si se presenta una viscosidad: ➤ A 6 cP. ➤ 6 – 7 cP. ➤ 7 – 9 cP. ➤ 9 – 10 cP. > a 10 cP.
Punto Cedente	5 4 3 2 1	Si se presenta un resultado de: ➤ > a 25 lb/100ft ² . ➤ 21 – 25 lb/100 ft ² . ➤ 18 – 21 lb/100 ft ² . ➤ 15 – 18 lb/100 ft ² . < a 15 lb/100 ft ² .

A continuación se muestra la matriz de selección realizada para la Fase II de la perforación del campo Mariposa 1 del bloque CPO-05.

Cuadro 1. Matriz de selección fluido Fase II

CATACTERÍSTICAS GENERALES	ASPECTOS A EVALUAR						TOTAL	
	Densidad	Filtrado API	Contenido de sólidos	Reología				
				Geles	Viscosidad Plástica	Punto Cedente		
Ponderación	25%	25%	10%	8%	12%	20%	100%	
FORMULACIONES A EVALUAR								
Criterios de Evaluación								
1. Deficiente 2. Malo 3.Reguar 4. Bueno 5. Muy Bueno								
FORMULACIÓN 1	Puntuación	4	4	4	5	4	4	25
	Porcentaje	20%	20%	8%	8%	10%	16%	82%
FORMULACIÓN 2	Puntuación	5	2	4	5	1	4	21
	Porcentaje	25%	10%	8%	8%	2%	16%	69%
FORMULACIÓN 3	Puntuación	1	1	4	5	1	5	17
	Porcentaje	5%	5%	8%	8%	2%	20%	48%

Como se puede evidenciar en la matriz diligenciada de acuerdo a los datos obtenidos de cada propiedad para cada una de las formulaciones el fluido 1 es el adecuado con un porcentaje acumulado del 82% para la primera sección de

compuesta por la formación Guayabo, su formulación es la adecuada para las condiciones de la formación en mención que posee como se menciona en el Capítulo 1 del presente documento una composición de arcillas arenosas y grises con areniscas (180 m), arcillas y arcillas arenosas con algunas areniscas (181 m), areniscas y localmente arcillas moteadas (436 m).

Presenta un cortejo de minerales pesados caracterizados por granate-epidota-esfeno, posee una densidad apropiada para la remoción de recortes de las formaciones y brinda estabilidad al pozo, adicionalmente debido al resultado obtenido de su viscosidad plástica indica que a medida que la remoción de cortes avance las propiedades del fluido se mantendrán en el tiempo con requerimientos no tan rigurosos tratamientos.

Una vez identificados los rangos de operación tanto de los aditivos, como de las propiedades físicas y químicas con las que debe contar el fluido de perforación, y realizada la matriz de selección para evaluar cual formulación genera condiciones de operación eficientes (Formulación 1), se enuncian en la **Tabla 14** los resultados obtenidos por medio de la experimentación del comportamiento en las propiedades Físico-químicas del fluido, el cual se encuentra en los rangos de operación establecidos con anterioridad.

Tabla 14. Resultados experimentación formulación fase II

Propiedades	Valor Obtenido
Densidad (lbm/gal)	10.4
Viscosidad (sec/gt)	48.7
Viscosidad Plastica (cp)	7
Geles (lb/100 ft ²)	No progresivo
Filtrado	N.C
pH	9.2
Solidos % (vol)	8.4
MBT(ppb eq.)	12.8
Yield Point (lb/100ft ²)	22

4.5 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN FASE III

De acuerdo a la información suministrada por la empresa Halliburton Latinoamérica, aunque en el estado mecánico se define la sección intermedia de 12 ¼ como una sección compuesta por las formaciones Guayabo, León y Carbonera, para el interés de mejorar el proceso y evitar inconvenientes propios

definidas por las composiciones de cada formación, se decide separar esta sección en 2, una compuesta exclusivamente por la formación Guayabo y la segunda compuesta por las formaciones León y carboneras. Este seccionamiento tiene como fundamento la propuesta de utilizar dos formulaciones diferentes que se acoplen a las necesidades que requiera el fluido de perforación para cumplir su función a medida perfora las diferentes formaciones. Esta fase corresponde la sección compuesta por las formaciones León y carboneras, que comprende las profundidades que van desde los 5217 ft hasta los 6715 ft, la cual está compuesta por shales, capas delgadas de areniscas con láminas carbonáceas, arcillas y lutitas; esta composición le infieren problemas formulación para esta fase.

- **Atascamiento en la línea de flujo.** Las malas condiciones de limpieza en la perforación son las causas más comunes para que la línea de flujo se tape, basándose en eso, es necesario controlar el ROP de acuerdo con la velocidad de flujo.
- **Perdida de circulación.** Debido al aumento de viscosidad otorgada por la adición de polímeros se puede presentar una pérdida en la circulación del fluido de perforación hacia la barrena, por lo cual se recomienda el uso de adelgazantes para conservar las condiciones de flujo y la rata de perforación.
- **Limpieza del pozo.** El tiempo de limpieza del agujero debe verificarse de acuerdo con las simulaciones, de modificarse se recomienda barridos de alta viscosidad cada 500 pies para mejorar las condiciones de limpieza del pozo.
- **Inestabilidad del pozo.** Después de que la formación es inestable, es complicado estabilizarla nuevamente, la observación de la espeleología es muy importante para detectar cualquier comportamiento de inestabilidad como cualquier cambio en la forma, tamaño y cantidad de esqueje o aumento de la presión

Para minimizar estos problemas, se debe aumentar las concentraciones de Látex y estabilizante de lutitas, estas deben coincidir con las programadas y mantener las adiciones de viscosificante por hora.

- **Hinchamiento de arcillas.** Esta condición es el factor más influyente en la estabilidad del pozo, debido a que el uso de un fluido de perforación base agua infiere una reacción de hidratación de las lutitas y arcillas por lo cual para minimizar este problema potencial, recomendamos el uso de polímeros que generan emulsiones inversas, que cumpla funciones de inhibición y estabilizante; es de suma importancia mantener la alcalinidad del fluido de perforación para no desnaturalizar el polímero usado y promover la formación

de flóculos de emulsión para evitar el hinchamiento y la reacción del fluido de perforación con las formaciones.

Para perforar las formaciones León y Carboneras, se recomienda utilizar un sistema de alto rendimiento que incluya agentes de unión y sellado (látex, carbonato de calcio, fibras), inhibidores de alto rendimiento y estabilizantes para proporcionar estabilidad mecánica y química a las paredes del agujero con un estricto control de la pérdida de fluido de filtración de lodo y la reología suficiente para garantizar la limpieza del agujero.

La alcalinidad del fluido de perforación se debe mantener a valores de pH en el rango. Esto ayudará a mantener valores de geles bajos y planos, a medida que aumenta el contenido de sólidos perforados en el sistema activo.

Adicionalmente se deben agregar lubricantes, para facilitar el trabajo direccional, evitar los eventos de taponamiento durante la perforación del intervalo y evitar la formación de coágulos permanentes en el fluido.

La tasa de evaporación del agua será monitoreada dependiendo de la temperatura de la línea de flujo, para reabastecerse se necesitan adiciones de agua directamente al sistema activo para mantener las propiedades del fluido de perforación en el rango establecido.

Para la selección del fluido de la fase III se tomaron como referencia los rangos de formulación usados en un bloque cercano que presenta un mapa estratigráfico similar al del bloque CPO-05 el cual es el bloque Llanos 34, de esta experiencia se obtuvieron los siguientes aditivos a utilizar con los rangos enunciados en la **Tabla 15**.

Tabla 15. Rango de concentraciones fluido fase III.

Producto	Rango de concentración (lpb)
Estabilizador de lutitas	4.0-5.0
Viscosificante	1.0-2.0
Precursor de avance	2.0-3.0
Agente alcalino	0.5 – 0.75
Agente de control de filtrado	1.5-2.0
Agente de control de pérdida de fluido	1.25-1.75
Bactericida	0.5-0.75
Agente punteante	30-150
Lubricante	2.0-3.0
Nano polímero	3.0-4.0
Fibra celulósica	1.0-2.0
Controlador de reología	1.0 – 4.0

Nota: Recuperado de Design of Service Drilling Fluids Program, Halliburton Latin America.

Esta serie de agentes se utiliza con el objetivo de controlar las propiedades físicas y químicas del fluido de perforación, buscando cumplir con los requerimientos de operación, a continuación en la **Tabla 16** se enuncian las características específicas con las que debe contar el fluido de perforación base agua, necesario para la Fase III de la perforación llevada a cabo en el campo Mariposa 1 Bloque CPO-05.

Tabla 16. Propiedades Fluido Fase III.

Propiedades	Valor mínimo	Valor máximo
Densidad (lbm/gal)	10.4	10.8
Viscosidad (sec/gt)	40	60
PV (cp)	ALAP	ALAP
Geles (lb/100 ft ²)	No progresivo	No progresivo
Filtrado(ml/30min)	0	5
pH	9.5	10.5
Solidos % (vol)	6	17
MBT(ppb eq.)	0	17.5
Punto cedente (lb/100ft ²)	20	35

Nota: Recuperado de Design of Service Drilling Fluids Program, Halliburton Latin America.

En la **Tabla 16** se presenta una siglas ALAP que significa “tan bajo como sea posible”, es decir, que no es necesario alcanzar un punto mínimo y se puede tomar un valor por debajo del límite permitido. Adicionalmente los esfuerzos de geles de esta fase se enuncian como “no progresivos”, esto hace referencia a que el valor tiende a ser constante durante el tiempo, así que se puede tomar una lectura acertada en muy poco tiempo de haber empezado la prueba.

Partiendo de los rangos de operación con los que debe contar el fluido de perforación y las características físico-químicas que debe tener el mismo se procede a realizar la metodología de experimentación anteriormente descrita.

Debido a que la Fase III presenta problemas con el hinchamiento arcillas, atascamiento en la línea de flujo, pérdida de circulación, limpieza del pozo e inestabilidad del mismo, generado por la conformación de las formaciones León y Carbonera, se realizó la propuesta de diferentes formulaciones (**Tabla 17**), las cuales fueron las mismas propuestas para la Fase II, estas se sometieron a pruebas de laboratorio para conocer su comportamiento físico-químico en operación y se evaluó cada formulación propuesta para la segunda sección intermedia del pozo Mariposa 1 del bloque CPO-05 de acuerdo a los parámetros que resultan influyentes en el proceso de perforación por medio de una matriz de selección.

Tabla 17. Formulaciones propuestas Fase III

Componente	Unidades	F1	F2	F3
VISCOSIFICANTE	Lpb	-	-	2
ESTABILIZADOR DE LUTITAS	Lpb	2.5	5	3
VISCOSIFICANTE/ AGENTE DE SUSPENSION	Lpb	1.5	1.25	1.25
AGENTE DE CONTROL DE FILTRADO	Lpb	-	1.5	-
AGENTE DE CONTROL DE PERDIDA DE FLUIDO	Lpb	-	1.3	2.0
BACTERICIDA	Lpb	-	0.5	0.5
LUBRICANTE	Lpb	-	2	-
FIBRA DE CELULOSA	Lpb	-	1	-
AGENTE PUNTEANTE®5	Lpb	-	-	27
AGENTE PUNTEANTE® 25	Lpb	135.59	120.22	13.5
AGENTE PUNTEANTE® 50	Lpb	-	15	4.5
AGENTE PUNTEANTE®150	Lpb	-	10	-
AGENTE DE CONTROL DE FILTRADO	Lpb	-	-	8
AGENTE PUNTEANTE® 25	Lpb	-	15	4.23
NANOPOLIMERO	Lpb	-	3	-

Para establecer los criterios de evaluación se establecieron las siguientes condiciones de relevancia:

- **Densidad.** Debido a que se adicionan una gran cantidad de componentes al fluido, en su mayoría poliméricos, lo que puede aumentar en gran medida la densidad del fluido afectando condiciones de flujo, rata de perforación y estabilidad del pozo, este porcentaje clasifica la densidad como una propiedad relevante para la selección del fluido de perforación a utilizarse y se le asigna una importancia del 30%.
- **Filtrado API.** Teniendo en cuenta la importancia de perdurar la vida útil del fluido de perforación y su integridad, se le asigna un 25% en relevancia a la propiedad obtenida del filtrado API.
- **Contenido de sólidos.** Debido a que en la Fase III los sólidos son compuestos principalmente por lutitas y arcillas altamente reactivas es indispensable mantener las condiciones de emulsificación y floculación de los aditivos para asegurar una correcta limpieza del pozo, por este motivo se asigna un porcentaje del 20%.
- **Geles.** Debido a la gran cantidad de aditivos poliméricos usados en la Fase III de la perforación, la formación de la torta en las paredes de la formación con ayuda de la presión son más fáciles de generarse por lo cual se le asignó un porcentaje de 5%.
- **Viscosidad Plástica.** Debido a que la formación de la torta en las paredes de la formación es favorecido por los aditivos poliméricos de la Fase III se le asigna un porcentaje del 5%.
- **Punto cedente.** Debido a que un aumento es esta propiedad causaría un incremento en la viscosidad del fluido de perforación lo que implicaría un tratamiento químico para estabilizarlo, debido a esto se le asigna un porcentaje del 15%.

Una vez identificados los criterios de evaluación y su relevancia se asigna un puntaje de evaluación de acuerdo a la **Tabla 18**.

Tabla 18. Puntaje de evaluación selección del fluido Fase III

Aspecto a evaluar	Calificación	Criterios de evaluación
Densidad	1 2 3 4 5	Sí presenta un valor de: <ul style="list-style-type: none"> ➤ < 10,4 lbm/gal. ➤ 10,4 - 10,5 lbm/gal. ➤ 10,6 – 10,7 lbm/gal. ➤ 10,7 - 10,8 lbm/gal. ➤ > 10,8 lbm/gal
Filtrado API	5 4 3 2 1	Si se presenta viscosidad de: <ul style="list-style-type: none"> ➤ < 3 mL/30 min. ➤ 3 – 4 mL/30 min. ➤ 4 – 5 mL/30 min. ➤ 5 – 6 mL/30 min. ➤ > 6 mL/30 min.
Contenido de Sólidos		Se evalúa en forma teórica, por lo cual, es de saber que todos los fluidos son sensibles a los contaminantes sólidos, sin embargo, el fluido de perforación a trabajar por sus características de formulación no permite las interacciones no deseadas con ningún sólido por lo cual se le da una buena calificación
Geles	5 1 3	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Se el resultado de la prueba de geles a 10 segundos y 10 min es > 30 lb/100ft², entonces se realizará la diferencia entre los dos valores y si el valor resultante es < 10 unidades, se consideran no progresivos y se le asigna un valor de 5.0 ➤ Si el resultado no es cercano a 10 unidades se considera no progresivo y se le asigna valor de 1.0 ➤ Si no cumple ninguna de las consideraciones anteriores se le asigna un valor de 3.0
Viscosidad Plástica	5 4 3 2 1	Si se presenta una viscosidad: <ul style="list-style-type: none"> ➤ 21 - 22 Cp. ➤ 17 – 20 cP. ➤ 14 – 17 cP. ➤ 10 – 13 cP. ➤ < a 10 cP o > a 22 cP.

Tabla 19 (Continuación). Puntaje de evaluación selección del fluido Fase III

Aspecto a evaluar	Calificación	Criterios de evaluación
Punto Cedente	5 4 3 2 1	Si se presenta un resultado de: ➤ > a 30 lb/100 ft ² . ➤ 30 – 27 lb/100 ft ² . ➤ 26 – 23 lb/100 ft ² . ➤ 22– 20 lb/100 ft ² . < a 20 lb/100 ft ² .

A continuación se muestra la matriz de selección realizada para la Fase III de la perforación del campo Mariposa 1 del bloque CPO-05.

Cuadro 2. Matriz de selección fluido Fase III

MATRÍZ SELECCIÓN DE FLUIDO DE PERFORACIÓN								
CATACTERÍSTICAS GENERALES	ASPECTOS A EVALUAR						TOTAL	
	Densidad	Filtrado API	Contenido de sólidos	Reología				
				Geles	Viscosidad Plástica	Punto Cedente		
Ponderación	30%	25%	20%	5%	5%	15%	100%	
FORMULACIONES A EVALUAR								
Criterios de Evaluación								
1. Deficiente 2. Malo 3.Reguar 4. Bueno 5. Muy Bueno								
FORMULACIÓN 1	Puntuación	1	1	3	5	1	2	13
	Porcentaje	6%	5%	12%	5%	1%	6%	35%
FORMULACIÓN 2	Puntuación	5	4	5	5	5	5	29
	Porcentaje	30%	20%	20%	5%	5%	15%	95%
FORMULACIÓN 3	Puntuación	1	4	4	5	5	5	24
	Porcentaje	6%	20%	16%	5%	5%	15%	67%

De acuerdo a los resultados obtenidos, una vez aplicada la evaluación de los criterios tomados para cada una de las tres formulaciones propuestas, el fluido Número 2 es el adecuado, obteniendo un porcentaje de 95%, lo que lo enmarca como un fluido que será útil al momento cumplir con los requerimientos de operación de la Fase III de la perforación, evitando los problemas de hinchamiento de arcillas, reacciones con lutitas, manteniendo la estabilidad del pozo y promoviendo una adecuada limpieza del pozo a través de las formaciones León y Carboneras.

Una vez identificados los rangos de operación tanto de los aditivos, como de las propiedades físicas y químicas con las que debe contar el fluido de perforación, y realizada la matriz de selección para evaluar cual formulación genera condiciones de operación eficientes (Formulación 2), se enuncian en la **Tabla 19** los resultados obtenidos por medio de la experimentación del comportamiento en las propiedades Físico-químicas del fluido, el cual se encuentra en los rangos de operación establecidos con anterioridad.

Tabla 20. Resultados experimentación formulación fase III

Propiedades	Valor Obtenido
Densidad (lbm/gal)	10.8
Viscosidad (sec/gt)	55
Viscosidad Plastica (cp)	21
Geles (lb/100 ft ²)	No progresivo
Filtrado	N.C
pH	9.2
Solidos % (vol)	13.5
MBT(ppb eq.)	12.2
Yield Point (lb/100ft ²)	25

Este capítulo reúne los conceptos descritos en con anterioridad en este documento, con el objetivo de realizar la selección del fluido de perforación para cada una de las tres fases propuestas desde la sección 17 ½” hasta la sección 12 ¼”, pasando por las formaciones Guayabo, León y Carbonera, cada una de ellas con características diferentes. Para las Fases I y II se tomó como referencia la experiencia tenida en la perforación de un pozo cercano al bloque objeto de este trabajo de grado (Llanos 34); para el caso de la Fase I, se toman los valores referencia y por medio de la experimentación se selecciona la formulación, que con las condiciones indicadas de aditivos genera el mejor resultado en las propiedades físico-químicas del fluido de perforación.

Para la selección del fluido de perforación de las Fases II y III se aplicó el método de matriz de selección, con el objetivo de seleccionar a partir de tres formulaciones propuestas, el conjunto de aditivos que generaran el mejor resultado para los requerimientos propios de cada una de las fases, obteniendo los mejores resultados, en el caso de la Fase II, con la formulación número 1 con un 82% en su evaluación y en el caso de la Fase III, con la formulación número 2 con un 95% en su evaluación.

5. VALIDACION FLUIDO SELECCIONADO PARA LA SECCION 12 1/4"

Una vez realizada la selección para las Fases I, II y III de la perforación que abarca desde los 0 ft hasta los 6715 ft se debe realizar una validación de los resultados obtenidos para la zona crítica en el proceso, esta corresponde a la Fase III, compuesta por las formaciones León y Carboneras debido a la alta posibilidad de problemas en la estructura del pozo, generado por el hinchamiento de arcillas y posibles reacciones con lutitas, además de la proximidad de esta zona con la zona productora del pozo.

Al realizar la matriz de selección se obtuvo la evaluación de cada uno de los fluidos propuestos, obteniendo como resultado una formulación para la sección de la Fase III, la cual cumple con los parámetros de densidad, reología y demás, en este capítulo se continúa con el diseño del fluido elegido y se le realizaron las diferentes pruebas que se describieron en capítulos anteriores. Se muestran los resultados obtenidos para las tres formulaciones propuestas y la validación realizada al fluido seleccionado.

5.1 CONSIDERACIONES PARA LA VALIDACIÓN DEL FLUIDO

Para realizar el diseño del fluido se debe tener en cuenta que el fluido de perforación al momento de cumplir su función en condiciones de operación que implican aumentos de temperatura por largos periodos de tiempo, por lo cual, para realizar la validación de la selección obtenida se deben simular estas condiciones de temperatura que hacen que el fluido sufra un envejecimiento, para esto se somete a la formulación a un experimento denominado rolado.

5.1.1 Rolado. Este procedimiento se realiza en el laboratorio, simulando allí las condiciones de aumentos de temperatura que puede experimentar el fluido dentro del pozo, este procedimiento se realiza mediante el uso de un equipo especial que consta de una celda y un horno, además de simular los cambios de temperatura por los que puede pasar un fluido también genera reacciones de intercambio de los productos que están presentes en cada fluido.

El envejecimiento que sufre un fluido dentro del equipo de rolado puede variar según las condiciones que se requieran, este equipo puede operar en condiciones estáticas y dinámicas, con temperaturas ambiente y temperaturas altas (hasta 600°F), en la **Ilustración 2** se muestra como se realiza esta prueba.

Ilustración 2. Celda de rolado.



5.1.2 Procedimiento y resultados del rolado. Para someter los fluidos de perforación propuestos al experimento se inicia depositando una cantidad de fluido a una celda presurizada.

A continuación se introduce la celda a un horno **Ilustración 3**, al cual cuenta con una temperatura y presión específica, en el interior del equipo el fluido estará sometido a condiciones que simulan a las de operación en la proceso de perforación al interior del Mariposa 1 del Bloque CPO-05, las condiciones de simulación trabajadas fueron, una presión de 1000 PSI y una temperatura de 180°F, durante 16 horas¹⁴⁹.

Ilustración 3. Horno de rolado.



Nota: Imagen tomada por los autores

¹⁴⁹ Ibid., p. 359

Esta prueba de laboratorio se toma en consideración para el diseño del fluido, ya que es importante saber cómo se comporta el fluido seleccionado a las condiciones de operación de cada pozo, en este caso la sección de estudio. En la **Tabla 20** y **Tabla 21** se muestran los resultados de las tres formulaciones propuestas para la Fase III.

Tabla 21. Resultados pruebas de laboratorio antes del rolado

Propiedades Reológicas FANN 70		Unidades	F1 sin Rolado	F2 sin Rolado	F3 sin Rolado
Ø600		Rpm	36	67	81
Ø300		Rpm	29	46	58
Ø200		Rpm	26	37	42
Ø100		Rpm	21	27	33
Ø6		Rpm	12	10	10
Ø3		Rpm	10	8	8
Gel 10"		lbs/100 ft ²	11	10	9
Gel 10'		lbs/100 ft ²	13	12	11
VP		cP	7	21	23
YP		lbs/100 ft ²	22	25	35
YS		lbs/100 ft ²	8	6	6
pH		Unidad	9.2	9.5	9.3
M.W.		Ppg	10.4	10.8	9.2
HPHT		MI	-		
PPT		Spurt Loss ml	-		
		30 minute fluid recovery ml	-		
		Total Fluid Loss	-		
Filtrado API, 30 min		mL	17	2.9	3.8
Químicas	Alcalinidad	Pf, mL H ₂ SO ₄ N/50	0.21	0.2	0.19
		Mf, mL H ₂ SO ₄ N/50	1.41	1.45	0.94
	Cloruros	AgNO ₃ 1000 ppm	220	223	220
	Calcios	EDTA 20 ppm	157	150	152

Tabla 22. Resultados pruebas de laboratorio después del rolado.

Propiedades Reológicas FANN 70		Unidades	F1 Rolado @180 ° F 16 horas	F2 Rolado @180 ° F 16 horas	F3 Rolado @180 ° F 16 horas
Ø600		Rpm	33	60	65
Ø300		Rpm	26	46	44
Ø200		Rpm	23	39	35
Ø100		Rpm	19	29	25
Ø6		Rpm	10	10	7
Ø3		Rpm	8	8	5
Gel 10"		lbs/100 ft ²	9	7	6
Gel 10'		lbs/100 ft ²	11	9	7
VP		cP	7	14	21
YP		lbs/100 ft ²	19	32	23
YS		lbs/100 ft ²	6	6	3
pH		Unidad	8.7	8.6	8.9
M.W.		Ppg	10.4	10.8	9.2
HPHT		MI	-	14	12
PPT		Spurt Loss ml	-	25	3.2
		30 minute fluid recovery ml	-	20	6
		Total Fluid Loss	-	65	15.2
Filtrado API, 30 min		mL	17.2	4	4
Químicas	Alcalinidad	Pf, mL H ₂ SO ₄ N/50	0.12	0.12	0.1
		Mf, mL H ₂ SO ₄ N/50	1.25	1.25	1.1
	Cloruros	AgNO ₃ 1000 ppm	240	240	228
	Calcios	EDTA 20 ppm	163	155	159

5.2 FLUIDO SELECCIONADO SECCIÓN DE ESTUDIO

Con base en lo expuesto anteriormente, se evidencia que para la formulación número 2, una vez realizado el experimento el fluido no sufrió una degradación remarcada, como si les sucedió a las formulaciones 1 y 3.

Este resultado indica que la selección obtenida por la matriz de selección en el capítulo anterior es acertada, debido a que la formulación número 2 cuenta con un comportamiento adecuado tanto en condiciones iniciales como para condiciones de operación, en las que su degradación no será acelerada e implicará una menor inversión de recursos a la hora realizar la perforación, cumpliendo con las funciones evitando problemas de hinchamiento lineal, reacción de lutitas, limpieza adecuada del pozo, sobrecalentamiento de la sarta de perforación.

5.3 ANÁLISIS DE SELECCIÓN REALIZADA

En la **Tabla 22** se remarcan las ventajas y desventajas relacionadas con la selección del fluido de perforación seleccionado.

Tabla 23. Ventajas y desventajas del fluido seleccionado

Aspectos	Fluido Base Agua inhibido de Alto Desempeño	
	Ventajas	Desventajas
Operacional	1. Los fluidos de perforación base agua previenen el sobrecalentamiento de la sarta de perforación.	1. Si no se hace un control adecuado del pH puede degradarse fácilmente debido a los aditivos que contiene, esto generaría unas condiciones de operación desfavorables
	2. Gracias a los aditivos poliméricos usados promueve una adecuada limpieza del pozo formado emulsiones que facilitan el proceso de limpieza del fluido	2. De no controlar la limpieza adecuada del fluido puede degradarse, generando problemas de estabilidad en el pozo por hinchamiento de arcillas, reacción de lutitas y filtrado de fluido hacia las paredes de la perforación que se encuentran en contacto con las formaciones

Tabla 22 (continuación). Ventajas y desventajas del fluido seleccionado

Rendimiento	1. Genera condiciones adecuadas en la suspensión de aditivos, gracias a su base que soluble con los mismos	1. De no contar con una limpieza adecuada, gracias a las emulsiones formadas puede causar pega en la tubería lo cual implicaría tiempos no productivos
	2. Los costos por sección perforada son menores en comparación con los fluidos base aceite	
	3. Las propiedades reológicas y de transporte de sólidas facilitan la operación	
Seguridad y salud	1. La composición de este fluido no genera riesgos de salud a los operadores del proceso como alergias o intoxicación por sus componentes	1. Puede generar vapores debido a las temperaturas de operación, lo que puede generar quemaduras.
	2. Por su composición en caso de emergencia, el control de accidentes es más sencillo, debido a que pierde temperatura a gran velocidad	
Disposición	1. El control y tratamiento que se deben realizar para su disposición es más sencillo que para los fluidos base aceite	
	2. Es posible reciclar el fluido para nuevos trabajos	

En este capítulo se realizó la validación de la selección obtenida en el capítulo anterior para la sección en donde se identifica una problemática mayor (Fase III), mediante la aplicación del experimento de rolado, esto buscando simular las condiciones de operación a las que estará sometido el fluido. Este experimento arrojó como resultado una degradación de menor magnitud en el tiempo de corrida de la prueba para la formulación número 2, ratificando así que la selección obtenida es la acertada, tanto para condiciones de inicio como operacionales.

Adicionalmente se realizó el análisis de ventajas y desventajas que presenta la selección del tipo de fluido a utilizar que para este caso es un fluido de perforación base agua polimérico de alto rendimiento.

6. CONCLUSIONES

- El campo Mariposa 1 Bloque CPO-05, para el caso de estudio de este documento que se comprende entre los 0 ft hasta los 6715 ft, se encuentra compuesta por las formaciones Necesidad, Guayabo , León y Carbonera, las cuales están compuestas de la siguiente forma:
 - Necesidad y Guayabo: Arcillas, arcillitas y areniscas de grano gruesas poco consolidadas y minerales pesados caracterizados por granate-epidota-esfeno.
 - León y carboneras: Arcillitas susceptibles al hinchamiento, lutitas reactivas, areniscas con láminas carbonáceas y Shales.
- Para la selección del fluido de perforación se parte de la experiencia obtenida de un bloque cercano (Llanos 34) que cuenta con una columna estratigráfica similar, esto brinda un punto de partida en cuanto a los rangos de operación y aditivos a seleccionar.
- Los fluido de perforación base agua que se propusieron para las diferentes fases del pozo, son fluidos que cumplen con las características y especificaciones propias para el campo Mariposa 1 del bloque CPO-05, cumpliendo con los requerimientos necesarios para cada una de las fases analizadas.
- El fluidos de perforación seleccionado para la Fase II cumple con las necesidades de estabilidad del pozo, encapsulamiento de recortes para su extracción y adecuada limpieza del mismo, esta selección se soportó con un resultados del 85% de aceptación en la evaluación realizada mediante la matriz de selección.
- La selección del fluido de perforación de la Fase III cumple con los requerimientos de operación como los son el control del hinchamiento de arcillas, control de lutitas reactivas, limpieza del pozo y adecuada circulación, esto soportado con el resultado obtenido en el análisis de la matriz de selección realizado, obteniendo un 95% de aceptación.
- La validación realizada al fluido de perforación seleccionado para la Fase III, la cual es la fase que presenta mayor cantidad de problemáticas, ratificó que la selección realizada en condiciones de arranque de operación, se mantienen a través del desarrollo de la perforación sin que se genere una degradación grande en el mismo.
- El uso de un fluido de perforación de base agua presenta ventajas operacionales, de rendimiento, de disposición, de salud y seguridad que facilitarán el proceso de perforación del pozo Mariposa 1 del bloque CPO-05

7. RECOMENDACIONES

- El fluido de alto rendimiento polimérico, minimiza los problemas operacionales que se presentan en la sección 12^{1/4}”, donde se encuentra parte de la formación Carbonera y León, sin embargo, se sigue presentando una alta probabilidad de filtración y se hace necesario tomar los debidos controles a través de píldoras viscosas cada 500 ft de profundidad, para mitigar problemas como la pega mecánica de la tubería y los viajes tortuosos, por lo cual se debe analizar la posibilidad de usar aditivos adicionales para mejorar el control de operación del mismo
- El sistema de fluidos debe complementarse con materiales de puente para así sellar las micro-fracturas que pueden encontrarse a medida que se perfora a más profundidad y con ello se proporciona protección adicional para evitar problemas de inestabilidad.
- Se debe realizar la comparación de los fluidos de perforación base agua propuestos con fluidos de base aceite, con el objetivo de ratificar las ventajas que puede ofrecer una selección de la otra.
- Se debe analizar la posibilidad de usar aditivos diferentes para cada sección del pozo, debido a que en este documento se hizo uso de aditivos patentados por Halliburton y formulaciones estándar que se realizaron de acuerdo a las características del campo y la experiencia de la compañía en diferentes campos.
- Es imperante que en un posterior proyecto se realicen múltiples repeticiones experimentales para tener mayor certeza en los resultados obtenidos, a partir de un diseño de experimentos de tipo factorial, ya que por requerimientos de Halliburton la formulación se necesitaba para un tiempo corto donde no se podían realizar más repeticiones de las pruebas de laboratorio.
- Se deben realizar los análisis correspondientes para conocer el comportamiento del fluido base agua en las secciones no analizadas en este documento para llegar a la roca generadora (Sección 8 1/2”), con el objetivo de asegurar que el tipo de fluido seleccionado cumplirá con todos los requerimientos de operación de la perforación.

BIBLIOGRAFÍA

- ALBERTO, Joseph. Manual para ayudante de perforador (CABO), PERFORADOR Y MELACATERO. 2012. 456 p.
- ANH. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Febrero 17 de 2010. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx>. [Consultado en Noviembre 2017]
- ARIAS, Dick. Tipos de fluido de perforación más comunes. Septiembre 11 de 2017. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com.co/2015/09/tipos-de-fluidos-de-perforacion-mas.html>
- BAKER Hughes Inteq. Fluidos, Manual De Ingeniería. Houston, TX: Technical Communications Group, 1998.
- CARLIN SEMINARIO, Paul. Bit Balling. . Oct 31 de 2010. Disponible en: <https://www.scribd.com/document/287979807/Bit-Balling>. [Consultado en Noviembre 2017]
- CEBALLOS, Dayana. Lodos de perforación base agua y base aceite. Enero 27. De 2017. Disponible en: <https://es.slideshare.net/ARBALESTV20/lodos-de-perforacion-base-agua-y-base-aceite>. [Consultado en Noviembre 2017]
- COINSPETROL. Propiedades de los fluidos de perforación. Blogger, 2005.
- DE PAZ, Cesar. Polímeros Naturales & NBSP. Disponible en: <http://www.fullquimica.com>.
- ENERGY, API. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación & NBSP. Dallas, Texas: Instituto Americano del petroleo, 2001.
- GALLARDO, Susana. Polímeros modificados materiales a medida. Oficina de Prensa - SEGBE. Mayo 19, p. 8
- GRIMALDO, David Fernando and PORRAS, Luisa Fernanda. Evaluación Técnico Financiera a nivel de laboratorio de la viabilidad del uso de nuevos inhibidores de arcillas tipo amina y silicato de potasio en la formulación del fluido de perforación base agua para el campo San Roque. FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA, 2016. p. 192.
- HALLIBURTON. Fluidos de perforación. Houston, Texas: 1999. 62
- _____. ONGC & NBSP; Mariposa Well Trajectory. :2014. 25
- _____. Manual de Fluidos. Second ed. Houston, Texas: Baroid Fluids Handbook, 1999. 1-566 p.
- HAWKER, David y VOGT, Karen. Manual de perforación procedimientos y operaciones en el pozo. 2001.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El instituto, 2008, p. 1-38.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá D.C: El instituto, 2008, p. 1-38.

_____. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998, p. 1-27.

JACKSON, Emanuel. TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACION. . 2 de Abril. Disponible en: <https://www.scribd.com/doc/133692453/Tema-5-Tipos-de-Fluidos-de-Perforacion>. [Consultado en Noviembre 2017]

LOPEZ, Oscar. Fluidos de perforación III. Febrero 9 de 2010. Disponible en: <https://es.slideshare.net/JOAPETROL1/fluidos-de-perforacin-iii>. [Consultado en Noviembre 2017]

MALDONADO, Ángela. Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicados al campo Balcón como sustitutos de lodo base aceite & NBSP; Universidad Industrial de Santander, 2016. p. 154.

M-I SWACO. Manual de Fluidos de Perforación. Houston: 2001. 826 p.

Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. AUTO NO. 2760 & NBSP; Dirección de Licencias, Permisos y Trámites Ambientales República de Colombia: 2011. 1-4

OROZCO, Juan y SERNA, Gonzalo. Diseño De Un Fluido De Perforación Base Agua Con El Fin De Minimizar El Hinchamiento De Las Arcillas En La Formación Cerrejón. Universidad De América, 2012. P. 109.

ORTEGA, Sebastian y ORTIZ, Julian. Evaluación a nivel laboratorio de un fluido de perforación 100% base aceite mineral de baja toxicidad para actividades de perforación, en la sección intermedia & NBSP;(12 ¼") del campo Chichimene en la Cuenca de los Llanos Orientales. Fundación Universidad de América, 2016. p. 207.

Oscar. Historia De Los Fluidos De Perforación. Domingo, 11 de enero de 2014. Disponible en: <http://oilworld2008.blogspot.com.co/2009/01/historia-de-los-fluidos-de-perforacion.htm>. [Consultado en Noviembre 2017]

PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA. Venezuela: 2002.

Petroleum Geology of Colombia. Medellín, Colombia: Grupo de Editores Universidad EAFIT, 2011. 186 p.

PIEDRAHITA, Jesús. Caracterización petrofísica de un área en el BLOQUE CPO 16 en la Cuenca de los Llanos Orientales-Colombia. Universidad EAFIT, 2016. p. 92.

PORTA, De J. Union Internationale Des Sciences Géologiques. En: AMÉRIQUE LATINE. vol. V, no. deuxième partie, p. 625

QUALITY Progress. Una herramienta de mucha ayuda. Disponible en: <http://asq.org/quality-progress/2011/06/back-to-basics/volviendo-a-los-fundamentos-una-herramienta-de-mucha-ayuda.html>. [Consultado en Noviembre 2017]

QUIMACER. Aditivos para fluidos de perforación. Alcora-Castellón España: 2013. 12 p.

RODRIGUEZ Balza, Franci del Valle. Evaluación de un diseño de fluido de perforación con las condiciones de las formaciones perforadas en el campo San Diego de Cabrutica. Universidad de Oriente, 2009. p. 1-109.

SALAZAR, Gerhard; BARRAGN,Ernesto y TAPIA, Daniel. Análisis de un Fluido de Completación y Re-acondicionamiento de Pozos para Determinar si Previene el Daño de Formación en los Campos Fanny y Dorine. En: ARTICULO CYCIT. p. 2-3

Schlumberger. Revoque de filtración & NBSP. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/filtercake.aspx> . [Consultado en Noviembre 2017]

SCHLUMBERGER LIMITED. Oilfield glossary. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/apparent_viscosity.aspx. [Consultado en Noviembre 2017]

_____. Viscosímetro FANN. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/fann_viscometer.aspx. [Consultado en Noviembre 2017]

_____. Glossary. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com> [Consultado en Noviembre 2017]

VEGA, Sarmiento Lucia del Carmen. Evaluación y desarrollo del programa de fluidos de perforación para un pozo exploratorio ubicado en la Cuenca del Piedemonte Llanero en el Departamento del Casanare aplicando el manual de procedimientos técnicos de Halliburton Baroid Drilling Fluids. Universidad Industrial de Santander, 2012. p. 1-164.

VILLARROEL, Lisbet. Diseño De Un Fluido De Perforación Drill-In Compuesto Por Carbonato De Calcio Para Minimizar El Daño En

Formaciones Productoras En El Campo Sacha. Universidad Central Del Ecuador, 2014.

WILLIAMSON, Don, Et Al. Fundamentos De Los Fluidos De Perforación. En: Oilfield Review. Primavera. P. 67-69

Halliburton Latin America. Design of Service Drilling Fluids Program. P 8-50.

Quality Progress. Una Herramienta De Mucha Ayuda. Retrieved 09/14, 2017, From [Http://Asq.Org/Quality-Progress/2011/06/Back-To-Basics/Volviendo-A-Los-Fundamentos-Una-Herramienta-De-Mucha-Ayuda.Html](http://Asq.Org/Quality-Progress/2011/06/Back-To-Basics/Volviendo-A-Los-Fundamentos-Una-Herramienta-De-Mucha-Ayuda.Html)

ANEXOS

ANEXO A

PROCEDIMIENTOS A FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA.

PRUEBAS DE LABORATORIO	UNIDADES	PROCEDIMIENTO PARA REALIZAR LA PRUEBA
Densidad	cP	<ol style="list-style-type: none"> 1. Colocar el pedestal de base o caja portadora sobre una superficie plana y a nivel. 2. Tomar una muestra de fluido. 3. Medir y registrar la temperatura de la muestra; transferir la muestra al jarro de la balanza de lodo. 4. Golpear suavemente el costado del jarro de la balanza de lodo con la tapa del jarro para hacer salir aire o gas atrapado. Nota: Si hubiera aire o gas atrapado, usar la balanza de densidad de fluido bajo presión para determinar el peso del lodo. El procedimiento para usar la balanza de densidad de fluido bajo presión sigue a continuación de este procedimiento.
Densidad	cP	<ol style="list-style-type: none"> 5. Colocar la tapa en la taza de la balanza de lodo con un movimiento de torsión y asegurarse de que algo de la muestra de prueba sea expulsado por el agujero de ventilación de la tapa. Nota: Sumergir la tapa en la muestra de fluido contribuye a un cierre más seguro. 6. Tapar con un dedo el agujero de ventilación y limpiar la balanza con agua, aceite base, o solvente. Limpiar cualquier exceso de agua, aceite base, o solvente. 7. Calzar el borde agudo de la balanza en el fulcro de apoyo y equilibrar la balanza haciendo correr el cursor a lo largo del brazo.
		<ol style="list-style-type: none"> 1. Recoger una muestra del fluido. 2. Pasar 1 ml de la muestra al plato de titulación usando la jeringa. 3. Agregar 50 ml de agua destilada en el


Alcalinidad	ml de Ácido sulfúrico	<p>plato de titulación y agitar. Observar el color de la mezcla para el Paso 5.</p> <p>Nota: Para lodos de cal, usar 200 ml de agua destilada.</p> <p>4. Agregar 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína en el plato de titulación y revolver. Si aparece el color rosado o rojo vaya al paso 5, pero si no hay cambio de color vaya directamente al paso 6.</p> <p>5. Agregar la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación de a una gota por vez hasta que el color cambie de rosado o rojo al color original.</p> <p>6. Registrar la cantidad de solución de ácido sulfúrico usada (en ml) como Pm.</p>						
Contenido de Cloruros	mg/l	<p>1. Recoger muestra de filtrado usando el método de filtrado API.</p> <p>2. Transferir 1 ml o más de filtrado al plato de titulación. Tomar nota del color del filtrado para el Paso 6.</p> <p>3. Agregar 20 a 50 ml de agua destilada al filtrado del plato de titulación.</p> <p>4. Agregar 10 a 15 gotas de solución indicadora de fenolftaleína.</p> <table border="1" data-bbox="824 1163 1446 1268"> <thead> <tr> <th data-bbox="824 1163 1133 1199">Si se está probando un ...</th> <th data-bbox="1133 1163 1446 1199">Usar...</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="824 1199 1133 1234">Sistema de agua dulce</td> <td data-bbox="1133 1199 1446 1234">0.0282N AgNO₃</td> </tr> <tr> <td data-bbox="824 1234 1133 1268">Sistema de agua salada</td> <td data-bbox="1133 1234 1446 1268">0.282N AgNO₃</td> </tr> </tbody> </table> <p>5. Agregar lentamente la solución de ácido sulfúrico en el plato de titulación hasta que el color cambie de rosado o rojo al color original.</p> <p>6. Agregar de 5 a 10 gotas de solución indicadora de cromato de potasio.</p> <p>7. Llenar la pipeta de 10-mL con la solución de nitrato de plata.</p> <p>8. Agregar la solución de nitrato de plata en el plato de titulación hasta que el color cambie de amarillo a naranja o naranja-rojo.</p> <p>9. Registrar la cantidad en ml de solución de nitrato de plata usada.</p> <p>10. Calcular el contenido en cloruro usando</p>	Si se está probando un ...	Usar...	Sistema de agua dulce	0.0282N AgNO ₃	Sistema de agua salada	0.282N AgNO ₃
Si se está probando un ...	Usar...							
Sistema de agua dulce	0.0282N AgNO ₃							
Sistema de agua salada	0.282N AgNO ₃							

		<p>la tabla que sigue.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Si se usa...</th> <th>Los mg/L de contenido en cloruro son...</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.0282N AgNO₃</td> <td>(1,000 × mL 0.0282N AgNO₃) ÷ mL filtrado</td> </tr> <tr> <td>0.282N AgNO₃</td> <td>(10,000 × mL 0.282N AgNO₃) ÷ mL filtrado</td> </tr> </tbody> </table>	Si se usa...	Los mg/L de contenido en cloruro son...	0.0282N AgNO ₃	(1,000 × mL 0.0282N AgNO ₃) ÷ mL filtrado	0.282N AgNO ₃	(10,000 × mL 0.282N AgNO ₃) ÷ mL filtrado
Si se usa...	Los mg/L de contenido en cloruro son...							
0.0282N AgNO ₃	(1,000 × mL 0.0282N AgNO ₃) ÷ mL filtrado							
0.282N AgNO ₃	(10,000 × mL 0.282N AgNO ₃) ÷ mL filtrado							
Filtrado API	mL/30 min	<ol style="list-style-type: none"> 1. Recoger una muestra de fluido. 2. Armar la celda con el papel de filtro en su lugar. 3. Echar la muestra en la celda hasta ½ pulg. (13mm) de la parte superior. 4. Meter la celda dentro del marco; colocar y ajustar la tapa sobre la celda. 5. Colocar un cilindro graduado seco debajo del tubo de drenaje. 6. Cerrar la válvula de alivio y ajustar el regulador para que sea aplicada una presión de 100 ± 5psi (690 ± 35 kPa) en 30 segundos o menos. 7. Mantener la presión a 100 ± 5 psi (690 ± 35 kPa) durante 30 minutos. 8. Cerrar el flujo con el regulador de presión y abrir con cuidado la válvula de alivio. 9. Registrar el volumen de filtrado en el cilindro graduado con precisión del más próximo ml. Nota: Si se usa un filtro prensa de media área, multiplicar por 2 el volumen del filtrado. 10. Aflojar la presión, verificar que ha sido descargada toda la presión, y retirar la celda del marco. 11. Desarmar la celda y descartar el lodo. 12. Dejar la costra de lodo sobre el papel y lavar ligeramente con el fluido base para quitar todo exceso de lodo. 13. Medir y registrar el espesor de la costra de lodo con aproximación de 1/32 pulg. (1.0 mm). 						
Ensayo de taponamiento por partículas(PPT)	L/30 min	<ol style="list-style-type: none"> 1. Usando un aparato de taponamiento por partículas, el cual consta de un disco cerámico que actúa como un filtro prensa estático invertido. Mide la capacidad de taponamiento de un fluido. 						

<p>Ensayo de taponamiento por partículas(PPT)</p>	<p>L/30 min</p>	<p>Las condiciones normales de operación son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Temperatura de hasta 350°F. • Presiones diferenciales de hasta 20000 psi. • Disco cerámico con diámetro medio de garganta poral de 5 a 190 micrones.
<p>pH</p>	<p>pH</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Recoger una muestra de fluido. 2. Dejar que la muestra de fluido y las soluciones amortiguadoras alcancen la temperatura ambiente. 3. Sumergir un termómetro limpio en la solución amortiguadora pH 7 y medir la temperatura. 4. Ajustar el control de temperatura del medidor de pH a la temperatura de la solución amortiguadora. 5. Limpiar la punta de prueba con agua destilada y secarla con un paño suave que no tenga pelusa. 6. Sumergir la punta de prueba en la solución amortiguadora pH 7. 7. Dejar que la lectura se estabilice. 8. Fijar el medidor de pH para que marque 7.00 usando la perilla standardize. 9. Enjuagar con agua destilada y secar la punta de prueba. 10. Repetir los Pasos 6 y 7 sustituyendo la solución amortiguadora pH 7 por solución amortiguadora pH 10. 11. Ajustar a 10.00 la lectura del medidor usando la perilla de ajuste slope. 12. Controlar el medidor con la solución amortiguadora pH 7. 13. Enjuagar la punta de prueba con agua destilada y secarla. 14. Controlar nuevamente la calibración mediante repetición de los Pasos 6 al 10. <p>Nota: Si no se puede calibrar el medidor, reemplazar los electrodos y</p>

pH	pH	<p>empezar de nuevo el procedimiento usando soluciones amortiguadoras frescas.</p> <p>15. Enjuagar con agua destilada y repasar a seco la punta de prueba.</p> <p>16. Sumergir la punta de prueba en la muestra que se va a probar, y revolver.</p> <p>17. Parar de revolver (después de 10-20 segundos) y esperar a que la lectura se estabilice.</p> <p>18. Registrar el pH con aproximación de 0.1 de la unidad.</p>
----	----	---

Nota: Recuperado de Manual de fluidos Baroid. Modificado por los autores.


 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 1
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Febrero 2018

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES




Nosotros **Alejandro Manrique Osorio** y **Mónica Marcel Hernández Pereros** en calidad de titulares de la obra **“FORMULACION DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN DE ALTO RENDIMIENTO POLIMERICO EN BASE AGUA PARA EL BLOQUE CPO-05 DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES”**, elaborada en el año 2017 , autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

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

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 1
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Febrero 2018

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

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	X
	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.	

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

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

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

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

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

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C, a los 13 días del mes de Febrero del año 2018.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Alejandro	Manrique Osorio
Documento de identificación No	Firma
1032461348	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Mónica Marcela	Hernández Pedreros
Documento de identificación No	Firma
1026558162	