

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE
AGUA UTILIZANDO COMO DENSIFICANTE UN ADITIVO NO CONVENCIONAL
MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO**

**MICHAEL STEEVEN GONZÁLEZ MOGOLLÓN
KAROLAYNN STEPHANY REYES PEÑA**

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

**EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE UN FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE
AGUA UTILIZANDO COMO DENSIFICANTE UN ADITIVO NO CONVENCIONAL
MEDIANTE PRUEBAS DE LABORATORIO**

**MICHAEL STEEVEN GONZÁLEZ MOGOLLÓN
KAROLAYNN STEPHANY REYES PEÑA**

**Proyecto Integral de Grado para optar al título de
INGENIEROS DE PETRÓLEOS**

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

2020

Nota de aceptación

**Ing. ADRIANGELA CHIQUINQUIRA
ROMERO SANCHEZ**

**Ing. CAMILO ANDRÉS GUERRERO
MARTIN**

Bogotá D.C, Octubre de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Investigaciones

Dra. MARIA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

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

Primero que todo, a Dios. A mi papá, mis abuelos y a toda mi familia y amigos en general, que fueron apoyo incondicional durante estos años para obtener tan anhelado título. Agradecer a mi compañera Karolaynn Reyes, por su compromiso y dedicación durante el desarrollo del proyecto.

Michael Steeven González Mogollón

Doy infinitas gracias en primer lugar a Dios porque hoy una vez más me demuestra que sus promesas se hacen realidad. Gracias a mis padres porque soy quien soy por ellos, por su amor y apoyo incondicional, por su ejemplo y enseñanza. Gracias a mi esposo un ángel que Dios puso en mi camino para que fuera mi motor y compañero de vida. Gracias a mis hermanas por su constante motivación y por ser mi bastón en momentos de dificultad. Gracias a mi abuelita por ser la mejor mentora y sembrar en mi constancia, tenacidad y responsabilidad. Gracias a mi compañero y amigo Steeven González porque a pesar de las adversidades logramos sacar adelante este proyecto. Gracias a mis profesores por todo el conocimiento que sembraron en mí y que hoy me permite llegar al final de esta meta, en especial gracias a la Pr. Adriangela Chiquinquirá por sus consejos, motivaciones y enseñanzas, al Pr. Jorge Tovar por el apoyo incondicional, por asumir este proyecto como propio y ser nuestro guía desde el primer momento y al Pr. Nelson Fernández por confiar en nosotros para desarrollar este proyecto y por permitir que en su laboratorio IMA LTDA se desarrollaran las pruebas experimentales.

Karolaynn Stephany Reyes Peña

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresamos gratitud al ingeniero Nelson Fernández, por su asesoría, colaboración y aporte de todos sus conocimientos durante la investigación y elaboración del proyecto, brindando la oportunidad de crecer profesionalmente dándonos a conocer un área tan importante en los proyectos de perforación como lo son los fluidos de control. Por abrirnos las puertas del laboratorio IMA LTDA y dedicar su tiempo en cada sesión de práctica.

Al ingeniero Jorge Tovar, que al igual nos brindó sus conocimientos técnicos y por ser nuestro directo tutor durante la estructuración y desarrollo de la investigación, su apoyo permitió cumplir con los objetivos propuestos siempre suministrando diferentes alternativas y consejos.

A la Fundación Universidad de América por facilitar los suministros necesarios para llevar a cabo la investigación durante los tiempos establecidos, por permitirnos crecer en el ámbito personal y profesional durante el transcurso de estos años.

Por último, a todas y cada una de las personas que nos apoyaron de alguna forma para alcanzar tan anhelado objetivo.

CONTENIDO

pág

| | |
|--|----|
| RESUMEN | 18 |
| INTRODUCCIÓN | 20 |
| 1. MARCO TEÓRICO | 23 |
| 1.1 FLUIDO DE PERFORACIÓN | 23 |
| 1.1.1 Funciones de un fluido de perforación | 24 |
| 1.1.2 Clasificación de los fluidos de perforación | 24 |
| 1.1.2.1 Fluido base agua | 25 |
| 1.1.2.2 Fluido base aceite | 25 |
| 1.1.2.3 Fluidos Neumáticos | 25 |
| 1.1.3 Propiedades de los fluidos de perforación | 26 |
| 1.1.3.1 Pruebas físicas | 26 |
| 1.1.3.2 Propiedades químicas | 30 |
| 1.2 ADITIVOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN | 30 |
| 1.2.1 Densificantes | 30 |
| 1.2.2 Viscosificantes | 31 |
| 1.2.3 Controladores de filtrado | 31 |
| 1.2.4 Dispersantes | 31 |
| 1.2.5 Controladores de PH | 32 |
| 1.2.6 Estabilizadores o inhibidores de arcilla | 32 |
| 1.2.7 Polímero | 32 |
| 2. METODOLOGÍA Y DATOS | 33 |
| 2.1 CARACTERIZACIÓN DEL MINERAL NO CONVENCIONAL | 35 |
| 2.2 DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE | 36 |
| 2.2.1 Formulación WBM de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg | 36 |
| 2.2.2 Aditivos | 39 |
| 2.2.3 Balance de materia | 39 |
| 2.2.4 Pruebas adicionales | 41 |
| 2.3 PRUEBAS BASICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN | 42 |
| 2.3.1 Reología | 42 |
| 2.3.2 Filtrado HPHT | 43 |
| 2.3.3 Envejecimiento estático | 44 |
| 2.3.4 Químicas | 44 |
| 2.4 RENDIMIENTO DEL ADITIVO DENSIFICANTE | 46 |
| 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS | 48 |
| 3.1 DISEÑO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN | 48 |
| 3.1.1 Caracterización mineral densificante no convencional | 48 |

| | |
|---|-----------|
| 3.1.2 Aditivos seleccionados para la formulación de los fluidos | 49 |
| 3.1.3 Nueva formulación WBM de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg | 50 |
| 3.2 PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN | 53 |
| 3.2.1 Fluidos con combinación 60/40 %v/v barita/aditivo no convencional | 53 |
| 3.2.2 Fluidos con 100% aditivo densificante | 56 |
| 3.2.2.1 Reología | 57 |
| 3.2.2.2 Filtrado | 62 |
| 3.2.2.3 Envejecimiento estático | 63 |
| 3.2.2.4 Químicas | 66 |
| 3.3 RENDIMIENTO ENTRE BARITA Y ADITIVO NO CONVENCIONAL | 72 |
| 3.3.1 Fluido base agua de 13.4 ppg | 72 |
| 3.3.2 Fluido base agua de 16 ppg | 74 |
| 3.3.2 Fluido base agua de 20 ppg | 75 |
| 4. CONCLUSIONES | 77 |
| 5. RECOMENDACIONES | 79 |
| BIBLIOGRAFÍA | 81 |
| ANEXOS | 83 |

LISTA DE FIGURAS

| | pág |
|---|-----|
| Figura 1. Sistema de circulación. | 23 |
| Figura 2. Balanza de lodos. | 26 |
| Figura 3. Viscosímetro FANN. | 27 |
| Figura 4. Filtro prensa API. | 28 |
| Figura 5. PH-metro. | 29 |
| Figura 6. Horno de rolado. | 29 |
| Figura 7. Matraz de Le´Chatelier: Procedimiento. | 35 |

LISTA DE GRÁFICAS

| | pág |
|--|-----|
| Gráfica 1. Resultados del paper científico - laboratorio, fluido de 13.4 ppg. | 54 |
| Gráfica 2. Resultados del paper científico - laboratorio, fluido de 16 ppg. | 55 |
| Gráfica 3. Resultados del paper científico - laboratorio, fluido de 20 ppg. | 56 |
| Gráfica 4. Resultados viscosidad plástica. | 57 |
| Gráfica 5. Resultados punto cedente | 58 |
| Gráfica 6. Resultados punto cedente a baja velocidad de corte | 59 |
| Gráfica 7. Resultados esfuerzo de gel a los 10 segundos. | 60 |
| Gráfica 8. Resultados esfuerzo de gel a los 10 minutos. | 60 |
| Gráfica 9. Resultados PH. | 61 |
| Gráfica 10. Resultados de filtrado. | 62 |
| Gráfica 11. Resultados del revoque | 63 |
| Gráfica 12. Resultados envejecimiento estático. | 64 |
| Gráfica 13. Alcalinidad Pf y Mf, fluido de 13.4 ppg | 67 |
| Gráfica 14. Cloruros y dureza, fluido de 13.4 ppg | 68 |
| Gráfica 15. Alcalinidad Pf y Mf, fluido de 16 ppg | 69 |
| Gráfica 16. Cloruros y dureza, fluido de 16 ppg. | 69 |
| Gráfica 17. Alcalinidad Pf y Mf, fluido de 20 ppg. | 70 |
| Gráfica 18. Cloruros y dureza, fluido de 20 ppg | 71 |
| Gráfica 19. Propiedades reológicas WBM de 13.4 ppg | 72 |
| Gráfica 20. Propiedades reológicas WBM de 16 ppg | 74 |
| Gráfica 21. Filtrado y Envejecimiento estático WBM de 16 ppg. | 75 |
| Gráfica 22. Propiedades reológicas WBM de 20 ppg. | 75 |
| Gráfica 23. Filtrado y Envejecimiento estático WBM de 20 ppg. | 76 |

LISTA DE DIAGRAMAS

| | pág |
|---|-----|
| Diagrama 1. Clasificación fluidos de perforación. | 24 |
| Diagrama 2. Validación del proyecto. | 33 |
| Diagrama 3. Secuencia para evaluar un aditivo no convencional en WBM. | 34 |
| Diagrama 4. Balance de materia. | 40 |
| Diagrama 5. Pruebas adicionales. | 41 |
| Diagrama 6. Orden de mezcla de aditivos químicos un fluido de perforación. | 42 |
| Diagrama 7. Procedimiento prueba de reología. | 42 |
| Diagrama 8. Procedimiento prueba de filtrado. | 44 |
| Diagrama 9. Procedimiento prueba de envejecimiento estático. | 44 |

LISTA DE ECUACIONES

| | pág |
|---|-----|
| Ecuación 1. Cálculo gravedad específica | 35 |
| Ecuación 2. Cálculo densidad. | 36 |
| Ecuación 3. Balance de materia. | 40 |
| Ecuación 4. Masa aditivo densificante. | 41 |
| Ecuación 5. Cálculo viscosidad plástica | 43 |
| Ecuación 6. Cálculo punto cedente. | 43 |
| Ecuación 7. Cálculo del punto cedente a baja velocidad de corte. | 43 |
| Ecuación 8. Alcalinidad del filtrado mf. | 45 |
| Ecuación 9. Cálculo de iones de cloruro. | 46 |
| Ecuación 10. Cálculo dureza total. | 46 |

LISTA DE TABLAS

| | pág |
|--|-----|
| Tabla 1. Formulaci3n del fluido de perforaci3n de 13.4 ppg. | 37 |
| Tabla 2. Formulaci3n del fluido de perforaci3n de 16 ppg. | 37 |
| Tabla 3. Formulaci3n del fluido de perforaci3n de 20 ppg. | 38 |
| Tabla 4. Propiedades de reología, filtrado y envejecimiento | 38 |
| Tabla 5. Aditivos de los fluidos de perforaci3n. | 39 |
| Tabla 6. Concentraci3n de iones de hidroxilo, carbonato y bicarbonato. | 45 |
| Tabla 7. Aditivos seleccionados para formulaci3n de los fluidos de perforaci3n. | 49 |
| Tabla 8. Nueva formulaci3n de 13.4 ppg WBM con 60/40 %v/v barita/aditivo NC | 50 |
| Tabla 9. Nueva formulaci3n WBM de 13.4 ppg con 100% aditivo densificante. | 51 |
| Tabla 10. Nueva formulaci3n de 16 ppg WBM con 60/40 %v/v barita/aditivo NC | 51 |
| Tabla 11. Nueva formulaci3n WBM de 16 ppg con 100% aditivo densificante. | 52 |
| Tabla 12. Nueva formulaci3n de 20 ppg WBM con 60/40 %v/v barita/aditivo NC | 52 |
| Tabla 13. Nueva formulaci3n WBM de 20 ppg con 100% aditivo densificante. | 53 |
| Tabla 14. Aditivos y concentraci3n modificados fluido de 13.4 ppg | 54 |
| Tabla 15. Aditivos y concentraci3n modificados fluido de 16 ppg | 55 |
| Tabla 16. Aditivos y concentraci3n modificados fluido de 20 ppg | 56 |
| Tabla 17. Resultados promedio fluido de perforaci3n de 13.4 ppg. | 65 |
| Tabla 18. Resultados promedio fluido de perforaci3n de 16 ppg. | 65 |
| Tabla 19. Resultados promedio fluido de perforaci3n de 20 ppg. | 65 |
| Tabla 20. Propiedades químicas fluido de perforaci3n de 13.4 ppg | 67 |
| Tabla 21. Iones hidroxilo, carbonatos y bicarbonatos fluido de 13.4 ppg. | 68 |
| Tabla 22. Propiedades químicas fluido de perforaci3n de 16 ppg. | 68 |
| Tabla 23. Iones hidroxilo, carbonatos y bicarbonatos fluido de 16 ppg. | 69 |
| Tabla 24. Propiedades químicas fluido de perforaci3n de 20 ppg. | 70 |
| Tabla 25. Iones hidroxilo, carbonatos y bicarbonatos fluido de 20 ppg. | 70 |

GLOSARIO

ADITIVO: sustancia que se adiciona al lodo de perforación con la finalidad especificada en el plan de fluidos de perforación, como aumentar densidad, viscosidad, agentes dispersantes.

AGENTE DENSIFICANTE: también llamado material densificante, material sólido de alta gravedad específica y finamente dividido que se utiliza para aumentar la densidad de un fluido de perforación.

DENSIDAD: dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen; se expresa en libras por galón (lbs/gal), o también en libras por pie cúbico (lbs/ft³).

FILTRADO: líquido que pasa a través de un revoque de filtración procedente de una lechada que se mantiene contra el medio filtrante, impulsado por la presión diferencial.

FLOCULANTE: materiales que encapsulan los sólidos del sistema haciendo más efectiva su remoción. Ej.: sales, cal hidratada, poliacrilaminas, yeso.

LUTITA: arcilla de origen rocoso, finamente granular con clivaje tipo pizarra.

REOLOGÍA: es la ciencia del flujo y deformación de la materia que describe el comportamiento de los fluidos de perforación en el espacio anular, incluye su elasticidad, plasticidad y viscosidad.

REVOQUE: es una capa delgada formada por la depositación de los sólidos del lodo en las paredes del pozo, la comunicación es causada por la presión de la columna del fluido en una perforación en sobre balance (Overbalanced drilling).

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

TIXOTROPÍA: capacidad de los fluidos de desarrollar con el tiempo una resistencia de gel. Es la propiedad mediante el cual el lodo adquiere una propiedad gelatinosa si se deja en reposo, pero al agitarse nuevamente regresa a su estado original.¹

¹ SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary [En línea]. [Consultado el 20, mayo, 2020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>.

ABREVIATURAS

API American Petroleum Institute
Bbl Barriles
cP Centipoise
ECD Densidad Equivalente de Circulación
EDTA Ácido Etilendiaminotetraacético
gpm Galones Por Minuto
HP/HT Alta Presión / Alta Temperatura
LSYP Punto Cedente a baja Velocidad de Corte
Mf Alcalinidad de Metil Naranja del Filtrado
NC No Convencional
NPT's Tiempos No Productivos
pcf Libras por Pie Cúbico (lbm/ft³)
Pf Alcalinidad a la Fenolftaleína del filtrado
PH Potencial de Hidrogeno
ppb Libras Por Barril
ppg Libras Por Galón (lbm/gal)
PV Viscosidad Plástica
ROP Taza de Penetración
RPM Revoluciones Por Minuto
SG Gravedad Específica
WBM Lodo Base Agua
YP Punto Cedente
%V/V Porcentaje de Volumen

RESUMEN

La barita como aditivo densificante presenta algunas complicaciones técnicas, principalmente un fenómeno llamado *Asentamiento de barita*, debido a que afecta las propiedades originales del lodo y como consecuencia se presenta variaciones en la densidad, lo que conlleva a pérdidas de circulación, pega de tubería, empaquetamiento del pozo, inestabilidad del pozo, problemas de control de pozo, incertidumbre en la toma de registros, entre otros problemas operacionales.

Con el fin de buscar alternativas ante esta problemática, en la siguiente investigación se realizó la evaluación del desempeño de un aditivo no convencional como producto mineral densificante en un fluido de perforación base agua mediante pruebas de laboratorio. Fue así como se prepararon dos lodos poliméricos: un lodo base con 100% barita y un lodo con 100% aditivo no convencional a densidades de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg. Posteriormente se procedió a desarrollar las respectivas pruebas de laboratorio los lodos objeto del estudio a condiciones HPHT, con base en la norma API RP 13B-1, y por último se realizó la respectiva comparación de rendimiento entre el aditivo no convencional y el convencional barita, teniendo en cuenta el estudio realizado en el paper científico “High density drilling fluids for managed pressure drilling Vikrant Wagle; Abdullah S. Al-Yami; Mohammad Aljubran; Hussain Al-Bahrani, Saudi Aramco, (2018) SPE-192248-MS”.

Los resultados arrojados permiten establecer que el uso del aditivo no convencional como producto mineral densificante en un fluido de perforación base agua, es viable. Sin embargo dadas las limitantes presentadas en la ejecución del proyecto por la Emergencia Sanitaria a la que se enfrenta el país, se exponen una serie de recomendaciones que deberán ser tenidas en cuenta a la hora de incluir este aditivo como una nueva alternativa en la Industria del petróleo.

Palabras clave: Fluidos de perforación, viscosidad plástica, yield point, geles, filtrado HPHT, aditivo densificante no convencional.

ABSTRACT

The barite as a densifying additive presents some technical complications, mainly a phenomenon called Barite settlement, because it affects the original properties of the mud and as a consequence there are variations in density, which leads to circulation losses, pipe sticking, packing well, well instability, well control problems, uncertainty in record taking, among other operational problems.

In order to find alternatives to this problem, the following investigation performed the evaluation of the performance of an unconventional additive as a densifying mineral product in a water-based drilling fluid through laboratory tests. This is how two polymeric muds were prepared: a base mud with 100% barite and a mud with 100% non-conventional additive at different densities, subsequently the respective laboratory tests of the muds under study were carried out under HPHT conditions, based on in the API RP 13B-1 standard, and finally the respective performance comparison was made between the non-conventional additive and the conventional barite, taking into account the study carried out in the scientific paper "High density drilling fluids for managed pressure drilling Vikrant Wagle ; Abdullah S. Al-Yami; Mohammad Aljubran; Hussain Al-Bahrani, Saudi Aramco, (2018) SPE-192248-MS".

The results obtained allow to establish that the use of the non-conventional additive as a mineral densifying product in a water-based drilling fluid is viable. However, given the limitations presented in the execution of the project due to the Sanitary Emergency that the country is facing, a series of recommendations are presented that should be taken into account when including this additive as a new alternative in the Petroleum Industry.

Keywords: Drilling fluids, plastic viscosity, yield point, gels, HPHT filtering, unconventional weight additive.

INTRODUCCIÓN

A fin de posibilitar una operación eficiente y exitosa, la mayoría de fluidos de perforación convencionales son formulados con el objetivo de mantener una viscosidad estable, baja pérdida de fluido, baja densidad de circulación equivalente (ECD) y un mínimo asentamiento o decantación. Para lograr objetivos exitosos en la perforación, los operadores requieren de un fluido de perforación que satisfaga las normas ambientales y tenga un rendimiento técnico económicamente eficiente. Es así como en la actualidad se busca introducir en el mercado nuevos aditivos densificantes que además de satisfacer los requerimientos de la operación de perforación, eviten al máximo incurrir en uno de los problemas antes mencionados.

La industria del petróleo requiere la perforación activa de pozos para el aumento de reservas y producción de hidrocarburos, aunque en los últimos años se refleja disminución en la perforación de pozos exploratorios, como consecuencia la caída del número de reservas probadas. Uno de los índices para suplir esta necesidad es perforar pozos de mayor complejidad mayor a los 15.000 pies de profundidad, pero la barita como aditivo densificante presenta una serie de complicaciones técnicas, principalmente un fenómeno llamado Asentamiento de barita, afectando las propiedades originales del lodo trayendo como consecuencia variaciones en la densidad, lo cual conlleva a pérdidas de circulación, pega de tubería, empaquetamiento del pozo, inestabilidad del pozo, problemas de control de pozo (Influjos, fracturas, torque, etc), incertidumbre en la toma de registros, entre otros problemas operacionales.

Evaluados estos problemas técnicos en diferentes escenarios, se encuentra que un **bajo rendimiento de la barita como mineral densificante en un fluido de perforación base agua**, genera un aumento del tiempo de operación que se ve reflejado en los costos de operación presupuestados en el diseño del plan de perforación. Debido a esta problemática se requiere la investigación de nuevos minerales densificantes, donde las compañías operadoras reduzcan su tiempo y costos de operación.

Es así como se han desarrollado diferentes investigaciones relacionadas con este tema, como la que se presenta en el paper científico: "Fluidos de perforación de alta densidad para perforación a presión controlada - High density drilling fluids for managed pressure drilling Vikrant Wagle; Abdullah S. Al-Yami; Mohammad Aljubran; Hussain Al-Bahrani, Saudi Aramco, (2018) SPE-192248-MS", donde se describen los resultados de la formulación de laboratorio de un fluido de perforación a base de agua que contiene una combinación de aditivo no convencional y barita como agentes densificantes. Este artículo describe la formulación de fluidos de perforación de 100pcf, 120pcf y 150pcf formulados con una combinación de materiales de contrapeso de barita y aditivo NC, laminado en caliente a 270°F / 250°F / 300°F respectivamente. El trabajo experimental consiste en medir las

propiedades reológicas, la filtración HPHT y la resistencia a la flacidez estática del fluido a la temperatura especificada.

El documento discute la ventaja de usar tales fluidos de perforación para mitigar los problemas de tuberías atascadas y muestra sus beneficios en términos de una mejor resistencia al pandeo de barita y una menor densidad de circulación equivalente en comparación con los fluidos de perforación convencionales formulados con barita como agente de ponderación. Los fluidos de 100pcf, 120pcf y 150pcf mostraron una reología superior, una torta de filtro delgada y una mejor resistencia al pandeo en comparación con los fluidos formulados con solo barita como agente de ponderación. Los fluidos de perforación formulados con una combinación de barita y aditivo no convencional mostraron buena reología. El fluido de 160pcf formulado con una combinación de barita y aditivo no convencional cuando se ensayó en campo también mostró una buena reología, una mejor resistencia al hundimiento, lo que resultó en una perforación exitosa del pozo.

Teniendo en cuenta que en Colombia no se presenta hasta el momento estudios reconocidos en relación al uso de un agente densificante no convencional en fluidos de perforación, se plantea la siguiente investigación cuyo objetivo general es evaluar el desempeño de un fluido de perforación base agua utilizando como densificante un aditivo no convencional mediante pruebas de laboratorio, y objetivos específicos:

- Diseñar un lodo de perforación base agua empleando como densificante un aditivo no convencional y el densificante convencional barita.
- Realizar pruebas de laboratorio a un fluido de perforación base agua usando como densificante un aditivo no convencional y el convencional barita, mediante las pruebas basadas en la norma API RP 13B -1.
- Comparar el rendimiento del aditivo densificante no convencional y el convencional barita respecto al estudio científico: "High density drilling fluids for managed pressure drilling".

Fue de esta manera como en primer lugar, se prepararon dos lodos poliméricos: un lodo base con 100% barita y un lodo con 100% aditivo no convencional, donde se manejaron densidades de: 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg a temperaturas de 190°F, 160°F y 220°F, respectivamente.

Posteriormente se procedió a desarrollar las siguientes pruebas de laboratorio a condiciones HPHT basados en la norma API RP 13B-1: Reológicas (PH, viscosidad plástica (PV), punto cedente (YP), bajo punto de deformación (LSYP), resistencia de gel, filtrado API HPHT) y de rendimiento (Envejecimiento estático). También se realizaron pruebas químicas (Cloruros, alcalinidad y dureza).

Con los resultados obtenidos de las pruebas reológicas, filtrado API HPHT y envejecimiento estático, se realizó la respectiva comparación de rendimiento entre el aditivo no convencional y el convencional barita, teniendo en cuenta el estudio realizado en el paper científico mencionado anteriormente. Las pruebas químicas que se desarrollaron para este tipo de fluidos de perforación, no fueron un patrón de referencia de validación para el estudio realizado.

Es así como el desarrollo de la presente investigación, se encuentra contenida en 8 secciones cuya temática se describe a continuación:

En la Sección número 2 se precisan los conceptos básicos relacionados con un fluido de perforación base agua, cuyo enfoque principal está dado a sus propiedades físico-químicas, así como las pruebas de caracterización para el aditivo densificante objeto de estudio en un lodo polimérico. La metodología empleada para lograr el cumplimiento exitoso de cada uno de los objetivos planteados, se presenta en la sección número 3. En la sección número 4 se encuentran los resultados obtenidos en las pruebas efectuadas, en relación a la caracterización físico-química de los lodos formulados, junto con su respectivo análisis a fin de establecer la viabilidad de uso del aditivo densificante objeto de estudio.

Teniendo en cuenta lo descrito en el capítulo de resultados y análisis, se presentan las conclusiones del proyecto en la sección número 5, que permiten recomendar el uso del aditivo no convencional como producto mineral densificante en un fluido de perforación base agua, como una nueva alternativa en el mercado de la Industria Petrolera.

A pesar de que los resultados obtenidos permiten recomendar el uso del material densificante no convencional para un fluido de perforación base agua, en la sección número 6 se exponen una serie de recomendaciones teniendo en cuenta las limitantes presentadas en el desarrollo de la investigación.

En la sección número 7 se encuentran citados cada uno de los elementos utilizados como material de consulta o soporte documental en la ejecución del proyecto, y por último en la sección número 8 se presentan como anexos: el registro fotográfico de las mismas.

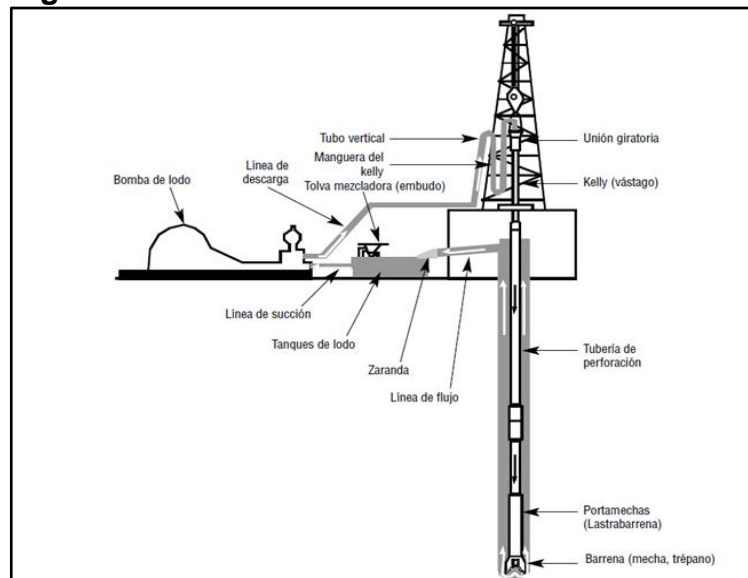
1. MARCO TEÓRICO

Este capítulo precisa el marco conceptual donde se consolida la información teórica sobre el cual se fundamenta el presente proyecto de investigación. Teoría basada en los conceptos básicos relacionados a un fluido de perforación, su función y clasificación, posterior una breve descripción de las propiedades físico-químicas de un fluido base agua con sus respectivos equipos de medición, y por último, la función específica de los aditivos a utilizar normalmente en la preparación fluido de perforación base agua.

1.1 FLUIDO DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación o “lodo” es una mezcla química de líquidos y/o gases y sólidos que circula a través de la sarta de perforación hasta la broca y regresa a superficie por el espacio anular. En este fluido se encuentran sólidos en suspensión y aditivos que proporcionan propiedades fisicoquímicas idóneas a las condiciones operativas y a las características de la formación litológica a perforar, para garantizar el óptimo desempeño en la perforación de un pozo. La estabilización de sus parámetros físico-químicos, así como la variación de los mismos al tener contacto con los contaminantes liberados en la sección perforada, deben ser contraladas mediante análisis continuos.² A continuación en la **Figura 1** se puede observar el ciclo estándar que recorre el fluido durante la perforación de un pozo:

Figura 1. Sistema de circulación.



Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO, Manual de fluidos de perforación. 2001. p 1.12

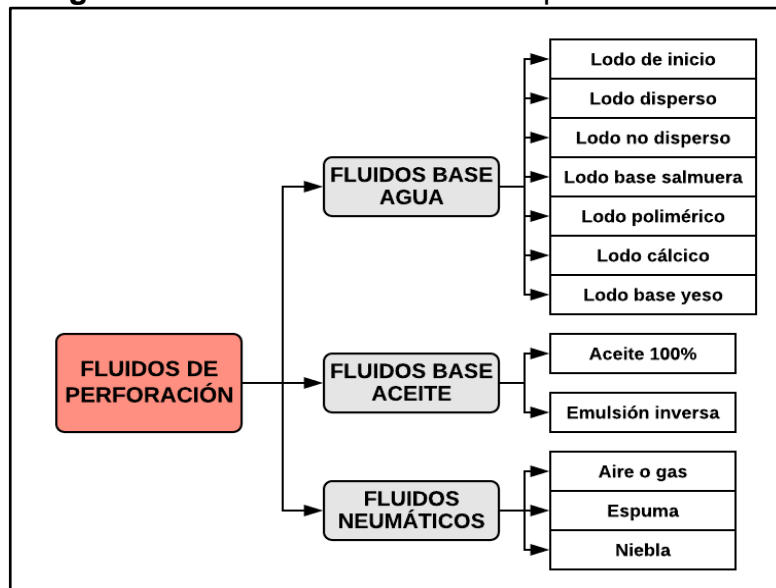
² VALENCIA LÓPEZ, Francisco Javier. Trabajo de grado. Universidad de sonora. Propuesta para el manejo y operación de equipo de perforación utilizando lodos en la obtención de hidrocarburos. México. 2011. p 17.

1.1.1 Funciones de un fluido de perforación. El fluido debe cumplir con funciones definidas en el desarrollo de la perforación, pues es el organismo principal de la seguridad y eficiencia del pozo, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

- Retirar los recortes del pozo.
- Controlar las presiones de la formación.
- Suspender y descargar los recortes.
- Obturar las formaciones permeables.
- Mantener la estabilidad del agujero.
- Minimizar los daños al yacimiento.
- Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y el conjunto de perforación.
- Trasmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.
- Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
- Controlar la corrosión.
- Facilitar la cementación y el completamiento.
- Minimizar el impacto al ambiente.³

1.1.2 Clasificación de los fluidos de perforación. Los fluidos de perforación se dividen en 3 grupos en general, base agua, base aceite o neumáticos, como se puede ver en la **Figura 2**, de tal forma que son divididos según los componentes químicos adicionados.

Diagrama 1. Clasificación fluidos de perforación.



Fuente: HALLIBURTON LATIN AMERICA S.A, Baroid Manual de fluidos de perforación. 2012. p 67.

³ Instituto Americano del Petróleo, Manual de fluidos de perforación. Procedimiento Estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas. 2001. p 2.1

1.1.2.1 Fluido base agua. Los fluidos de perforación base agua son aquellos cuya fase continua es agua o agua salada. Las categorías generales de los lodos base agua son: agua dulce, agua de mar, cal, potasio y el silicato y los componentes principales son la barita y la bentonita.⁴ Estos sistemas son muy versátiles y se utilizan por lo general para perforar zonas no reactivas, productoras o no productoras de hidrocarburos. Son fluidos que principalmente son preferidos por la industria debido a sus bajos costos de implementación y disposición.

El *Lodo polimérico* al igual que un lodo no disperso no contiene adelgazantes químicos, pero pueden contener iones inhibidores de lutitas. Los fluidos con polímeros son intolerantes a la contaminación por calcio y a las altas temperaturas, tiene incorporados químicos de cadena larga y alto peso molecular con el fin de encapsular los sólidos perforados⁵, lo que contribuye al control de pérdida de filtrado y a minimizar el daño de formación.

1.1.2.2 Fluido base aceite. Estos fluidos constituyen una emulsión de agua en aceite, donde la fase continua al igual que el filtrado es el aceite y la fase dispersa es el agua. Sus propiedades se encuentran influenciadas por la relación aceite/agua, el tipo de emulsificador, la concentración y el contenido de los sólidos.

Estos fluidos son mínimamente dañinos para ciertas formaciones, y el filtrado permite que las arcillas sensibles no sean afectadas. Los fluidos base aceite suelen ser formulados con agentes puenteantes/densificantes solubles en ácido para que todo revoque o cualquier sólido residual puedan ser eliminado. Los fluidos base aceite son preferidos para perforar pozos con altas temperaturas y muy presurizados, porque tienen estabilidad térmica, corrosión baja, inhibición máxima, invasión mínima de filtrado y resistencia a la contaminación.⁶

Los reglamentos ambientales más estrictos hacen que sea más difícil empear fluidos base aceite.

1.1.2.3 Fluidos Neumáticos. Son fluidos donde se usa volúmenes de aire o gas comprimido para construir la totalidad o parte del medio de circulación, los sistemas de aire seco (polvo), niebla, espuma y lodo aireado ofrecen individualmente una eficiencia excepcional de la perforación y ventajas para la producción, en comparación con los fluidos convencionales.

⁴ RUBÍ VILLEGAS, Raúl. Material didáctico. Universidad Nacional Autónoma. La química de los lodos de perforación en ciencias de la tierra, México. 2017. p 26.

⁵ GARCÍA, Ana. MANJARRES, Fabián. Trabajo de grado. Fundación Universidad de América. Evaluación técnica de un fluido de perforación base agua utilizando como aditivo nano-partículas de óxido de grafeno a escala de laboratorio para la inhibición de lutitas en los campos castilla y chichimene de Ecopetrol s.a. 2017. p 43.

⁶ Instituto Americano del Petróleo, Manual de fluidos de perforación. Procedimiento Estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas. 2001. p 21B.24.

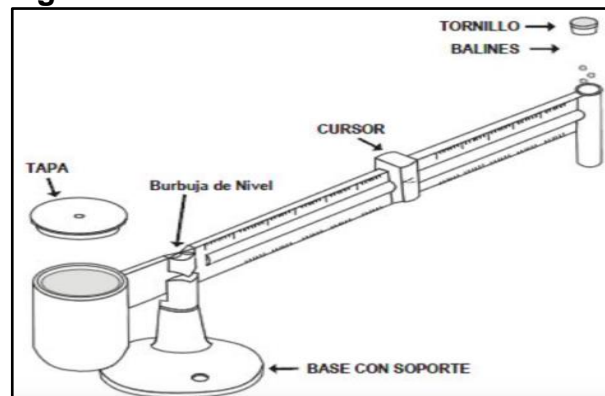
La alta presión diferencial negativa que se obtiene con los sistemas de aire produce velocidades de penetración altas, lo que impone menos presión sobre las formaciones haciendo que la técnica sea especialmente aplicable en la perforación de zonas de pérdida de circulación. Las aplicaciones para este sistema están sometidas a ciertas restricciones y reservadas principalmente a los pozos de desarrollo en zonas maduras donde se conoce la geología. Debido a la estabilidad del pozo, las variaciones de los sistemas de perforación con aire generalmente no son aplicables en zonas débiles o fracturadas por lo que pueden causar derrumbes dentro del pozo. Por lo tanto, estos sistemas se usan frecuentemente en formaciones duras, secas y competentes.⁷

1.1.3 Propiedades de los fluidos de perforación. De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (API) pruebas de diagnóstico para lodos base agua según el API RP 13B-1, recomienda como métodos estándar para realización de pruebas de campo y laboratorio las siguientes propiedades:

1.1.3.1 Pruebas físicas. Existe una variedad de pruebas físicas aplicadas a un lodo de perforación, a continuación se explicaran con detalle las pruebas a realizar y los equipos con los que son medidos.

- **Densidad:** propiedad del fluido que tiene por función mantener en sitio los fluidos de la formación. Es uno de los factores de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido a medida que aumenta la profundidad y con ella es llevado a cabo el control primario del pozo. La densidad del fluido se mide mediante la balanza de lodos convencional (**Figura 2**) y es expresada en unidades de campo por lo general en lb/gal.⁸

Figura 2. Balanza de lodos.



Fuente: PDVSA CIED, Manual Fluidos de Perforación. 2002. p 2.2.

⁷ Instituto Americano del Petróleo, Manual de fluidos de perforación. Procedimiento Estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas. 2001. p 21D.1

⁸ PDVSA CIED. Manual Fluidos de Perforación. Venezuela. 2002. p 1.4.

- **Reología:** es la ciencia que trata de la deformación y el flujo de materia, al tomar medidas en un fluido, se puede determinar la manera en que dicho fluido fluirá bajo condiciones específicas de presión, temperatura y velocidad de corte.⁹ Determina la capacidad de limpieza y suspensión del fluido con base a propiedades de viscosidad plástica, punto cedente y esfuerzos de gel. Estas medidas son tomadas por el viscosímetro de lectura directa (**Figura 5**), con la lectura del dial a diferentes velocidades.

Figura 3.Viscosímetro FANN.



Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de fluidos de perforación. 2001. p 3.5.

- *Viscosidad plástica:* se describe como la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica entre sólidos, sólidos-líquidos y líquidos-líquidos, esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido. Es indispensable tener un control de sólidos que permita mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración.¹⁰
- *Punto cedente:* es la resistencia al flujo causada por fuerzas electroquímicas o de atracción en un fluido, fuerzas que son el resultado de cargas negativas y positivas ubicadas cerca de la superficie de las partículas bajo condiciones dinámicas o de flujo. Está relacionado con la capacidad que tiene un fluido en transportar recortes a superficie.¹¹

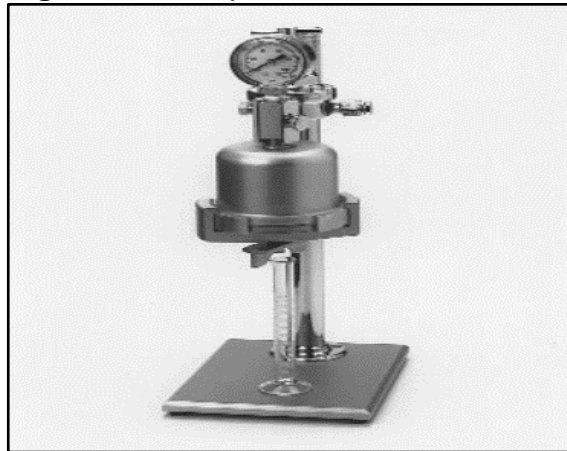
⁹ Instituto Americano del Petróleo, Manual de fluidos de perforación. Procedimiento Estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas. 2001. p 5.1.

¹⁰ PDVSA CIED. Manual Fluidos de Perforación. Venezuela. 2002. p 1.4.

¹¹ Instituto Americano del Petróleo, Manual de fluidos de perforación, Op. Cit. p 5.5.

- *Resistencia gel*: es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas de las partículas sólidas en un fluido de perforación. Representa una medida de las propiedades tixotrópicas de un fluido y denota la fuerza de floculación, lo que muestra la habilidad del lodo de suspender los ripios y todo el material relativamente pesado cuando es detenida la circulación.
- *Punto cedente a baja velocidad de corte*: es el esfuerzo de corte del lodo que es medido a una baja tasa de corte después de que el fluido ha permanecido estático por un cierto periodo específico. Es la medida que permite el punto de cedencia, por lo tanto, se expresa en las mismas unidades de medida.¹²
- **Filtrado API y a HPHT**: indica la cantidad relativa de la fase líquida que invade las formaciones permeables a través del revoque cuando el fluido de perforación es sometido a una presión diferencial. Es una medida de cuan bien el revoque sella el paso de filtrado desde el sistema del fluido de perforación a estratos de permeabilidad alta y moderada. Esta propiedad es medida a través de un filtro prensa (**Figura 5**) bajo condiciones estáticas, a baja temperatura y presión para fluidos base agua y a alta presión (HP) alta temperatura (HT) para fluidos base aceite.¹³

Figura 4. Filtro prensa API.



Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de fluidos de perforación. 2001. p 3.7.

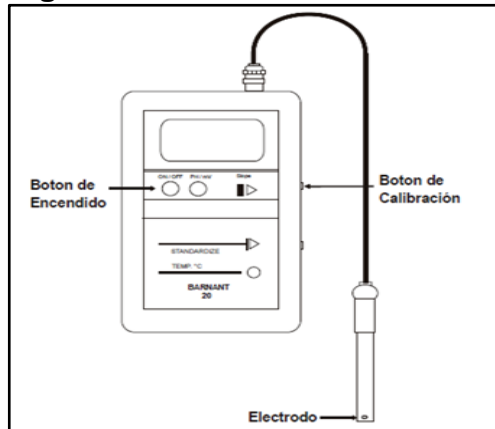
- **Potencial de Hidrogeno**: La medición del PH a un fluido de perforación determina el grado de acidez o basicidad del fluido. Las interacciones de la arcilla, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos dependen del PH.

¹² Solids Control School, Propiedades Fundamentales del Fluido de Perforación. Bogotá. 2018. p 173

¹³Ibíd. p 101.

La mayoría de los fluidos base agua son alcalinos y trabajan con un rango de PH entre 7.5 a 11.5. El PH se mide con el PH-metro (**Figura 6**), que usa un medidor electrónico con electrodo de vidrio lo que proporciona valores de PH confiables.¹⁴

Figura 5. PH-metro.



Fuente: PDVSA CIED, Manual Fluidos de Perforación. 2002. p 2.8.

- **Rendimiento:** es la propiedad que determina los efectos térmicos sobre la viscosidad y el comportamiento de varios aditivos de un fluido de perforación expuestos a altas temperaturas mediante envejecimiento en contenedor presurizado. Es el proceso por el cual los fluidos son sometidos a envejecimiento estático o dinámico, por lo general durante 16 horas mediante una celda de acero inoxidable, la cual se expone a un horno de rolado (**Figura 6**). El envejecimiento dinámico permite simular la circulación del lodo en la sarta de perforación.¹⁵

Figura 6. Horno de rolado.



Fuente: elaboración propia.

¹⁴ PDVSA CIED. Manual Fluidos de Perforación. Venezuela. 2002. p 1.6.

¹⁵ HORNOS ROLADORES CON TIMER PROGRAMABLE ROLLER OVEN. ExpotechUSA. [sitio WEB]. Houston Texas. [consultado 16, octubre, 2019]. Disponible en: <http://www.expotechusa.com/catalogs%5Cofite%5Cinstructions%5C Spanish %5C172-00.PDF>.

1.1.3.2 Propiedades químicas. A continuación, se da una explicación de las propiedades químicas más comunes que se evalúan a los fluidos de perforación base agua.

- **Alcalinidad:** la alcalinidad de una solución está definida como la concentración de iones solubles en agua que puede neutralizar ácidos. La medida de alcalinidad se le puede realizar tanto al fluido de perforación directamente o al filtrado, los datos obtenidos de la prueba pueden ser usados para estimar las concentraciones de iones hidroxilos [OH-], carbonatos [CO₃-2] y bicarbonatos [HCO₃-] en el fluido de perforación. Las alcalinidades que resultan de los carbonatos y / o bicarbonatos pueden tener efectos adversos sobre el rendimiento del fluido de perforación.¹⁶
- **Dureza:** es la medida de la concentración total de los cationes divalentes de calcio (Ca⁺²) y magnesio (Mg⁺²) en el fluido de perforación base agua y es reportada comúnmente como contenido de calcio. Generalmente antes de preparar el lodo con el agua disponible del campo, se debe realizar la prueba de dureza, debido a que si presenta valores puede afectar el rendimiento de los aditivos y en consecuencia afectará las propiedades reológicas.¹⁷
- **Cloruros:** los cloruros miden la cantidad de iones de cloro [Cl-] presentes en el filtrado del fluido de perforación. Si el fluido presenta una alta concentración de cloruros, causa efectos adversos como la floculación y en consecuencia afectará las propiedades reológicas.¹⁸

1.2 ADITIVOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación base agua o aceite está constituido por diferentes compuestos de origen químico, orgánico o inorgánico. Los diversos aditivos que se utilizan en la preparación y mantenimiento de los fluidos de perforación deben cumplir funciones específicas establecidas en los programas de perforación. Entre los aditivos más importantes se tienen:

1.2.1 Densificantes. Son materiales sólidos no tóxicos de alta gravedad específica y finamente dividido que se utiliza para aumentar la densidad de un fluido de perforación. Es el componente principal para controlar la presión de la formación y los derrumbes que ocurren en aquellas áreas geológicamente inestables.

El aditivo más común como densificante en los fluidos base agua es la *Barita*, es Sulfato de Bario (BaSO₄) natural que contiene generalmente 65.7% de BaO y

¹⁶ ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1, Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids. 2017. p 42.

¹⁷ Instituto Americano del Petróleo, Manual de fluidos de perforación. Procedimiento Estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas. 2001. p 3.22.

¹⁸ *Ibíd.* p 3.21.

34.3% de SO₃; su color varía de gris claro a marrón. Es un material inerte, molido en diferente granulometría y está clasificada como sedimento, siendo su tamaño promedio de 44 mμ. Es un mineral barato, limpio, relativamente suave y constituye aproximadamente el 40% de los constituyentes del lodo de perforación.¹⁹

El *aditivo no convencional* es un aditivo densificante color oscuro elaborado a base de sedimentos, a un tamaño de partícula de 5 micras. Este aditivo se usa principalmente para aumentar la densidad del lodo con contenido en sólidos más bajos.

El aditivo no convencional según la literatura, tiene una densidad de 4.8 a 5 g/cm³, y es 15% más denso y más de 60% más duro que la barita. Sin embargo, debido a su esfericidad y tamaño de partícula, la abrasividad y la fricción son significativamente más bajas que la barita. Reduce el SAG debido al diámetro pequeño en forma esférica, lo que hace una efectiva operación de alcance extendido, se puede utilizar a temperaturas de fondo de pozo de circulación entre 80° F a 500°F, la concentración de aditivo depende del peso de suspensión requerida para pozos individuales.²⁰

1.2.2 Viscosificantes. Estos productos son agregados a los fluidos para mejorar la habilidad de remover los sólidos perforados y suspender el material densificante durante la perforación de un pozo. Los materiales más usados son arcillas y polímeros.²¹

1.2.3 Controladores de filtrado. El control de filtrado o pérdida de agua en fluidos se logra agregando aditivos orgánicos, estos aditivos incrementan la viscosidad de la fase líquida y se adhieren alrededor de las partículas de arcillas, causando un taponamiento mecánico de la formación que permite reducir el paso de la fase líquida hacia la formación. La pérdida de fluido se puede controlar de tres formas; formando un revoque des flocculado sobre las paredes del pozo, uso de polímeros o la creación de un revoque compresivo, adicionándole al fluido materiales coloidales. Los materiales más utilizados son la bentonita, los polímeros manufacturados, almidones y adelgazantes químicos.²²

1.2.4 Dispersantes. Las propiedades reológicas se pueden manejar controlando la concentración del viscosificante que se use en el sistema.

Sin embargo, en algunas ocasiones no se puede lograr ese control, por lo que es necesario el uso de adelgazantes, dispersantes o des flocculantes, los cuales son

¹⁹ PDVSA CIED. Manual Fluidos de Perforación. Venezuela. 2002. p 4.5.

²⁰ HALLIBURTON. [En línea]. USA: 2007, [Consultado el 05, diciembre, 2019], Disponible en: https://www.halliburton.com/content/dam/ps/public/cem/contents/Chem_Compliance/web/H01487.pdf

²¹ PDVSA CIED. Manual Fluidos de Perforación. Venezuela. Op. Cit. p 4.9

²² *Ibíd.*, p 4.10.

químicamente aniónicos y se adhieren a las partículas de arcilla haciéndolas más negativas, por efecto reduce las fuerzas de atracción, incrementan la dispersión y con ello reducen la resistencia al flujo. Los más utilizados son: lignitos, lignosulfonatos modificados silicatos, fosfatos.²³

1.2.5 Controladores de PH. Para mantener un rango de PH en el sistema que asegure el máximo desempeño de los otros aditivos empleados en la formulación del fluido, se utiliza aditivos alcalinos en concentración que varía de acuerdo al PH deseado. Los aditivos más comunes son: Soda Cáustica (NaOH), Hidroxido de Potasio (KOH), Cal [Ca(OH)₂].

1.2.6 Estabilizadores o inhibidores de arcilla. Las arcillas de las lutitas se hidratan y en consecuencia se produce derrumbes o hinchamiento de las mismas, para evitar esta reacción es necesario utilizar agentes especiales para estabilizarlas a través del mecanismo de inhibición. Los estabilizadores químicos más comunes son: Polímeros, aminos, glicoles y sales al interactuar con la estructura de la roca.²⁴

1.2.7 Polímero. Una molécula grande compuesta de unidades que se repiten. Algunos polímeros son de origen natural, tales como la goma de xantano, la goma de guar y el almidón. Otros polímeros son polímeros naturales modificados, tales como la carboximetilcelulosa (CMC), el hidroxipropil almidón y el lignosulfonato. Algunos son sintéticos, tales como los poliacrilatos, las poliacrilamidas y las polialfaolefinas. Los polímeros pueden clasificarse por su estructura y ser lineales, ramificados o menos comúnmente cíclicos. Los copolímeros contienen dos o más monómeros diferentes que pueden disponerse al azar o en bloques. En solución, las cadenas de polímeros entrelazados pueden crear redes, presentando un comportamiento de viscosidad complejo. Los polímeros que se ionizan en solución se denominan polielectrolitos. El tamaño (peso) molecular influye en la forma que un tipo específico de polímero se desempeña en un tipo de lodo determinado. Un polímero pequeño puede ser defloculante, mientras que un polímero grande del mismo tipo puede ser floculante. Algunos son viscosificantes y otros son aditivos para control de la pérdida de fluido, mientras que otros son multifuncionales.²⁵

²³CASTILLO PINTO, Carmen Eloina. Evaluación de abrasividad y comportamiento reológico de fluidos base agua densificados con hematita, para perforación de pozos en el área norte de Monagas. 2009. P 39.

²⁴ Ibíd., p 40.

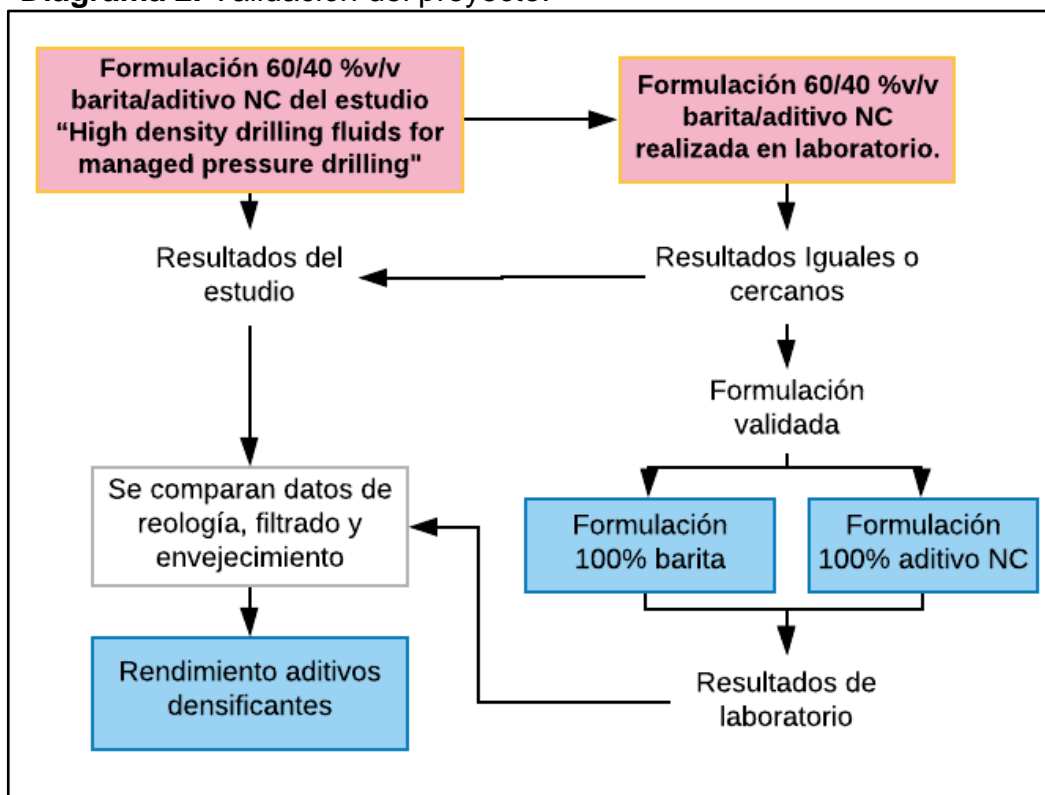
²⁵ SCHLUMBERGER. Polímero. [sitio web]. [Consultado 15, octubre, 2020] Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/polymer.aspx?p=1>

2. METODOLOGÍA Y DATOS

A continuación, se presenta el desarrollo de la metodología empleada para dar cumplimiento a los objetivos planteados en la investigación, donde se detalla el paso a paso realizado en la evaluación del desempeño de un fluido de perforación base agua, empleando como mineral densificante un aditivo no convencional mediante pruebas practicadas en el Laboratorio IMA LTDA, a fin de establecer la viabilidad de su uso respecto a la barita.

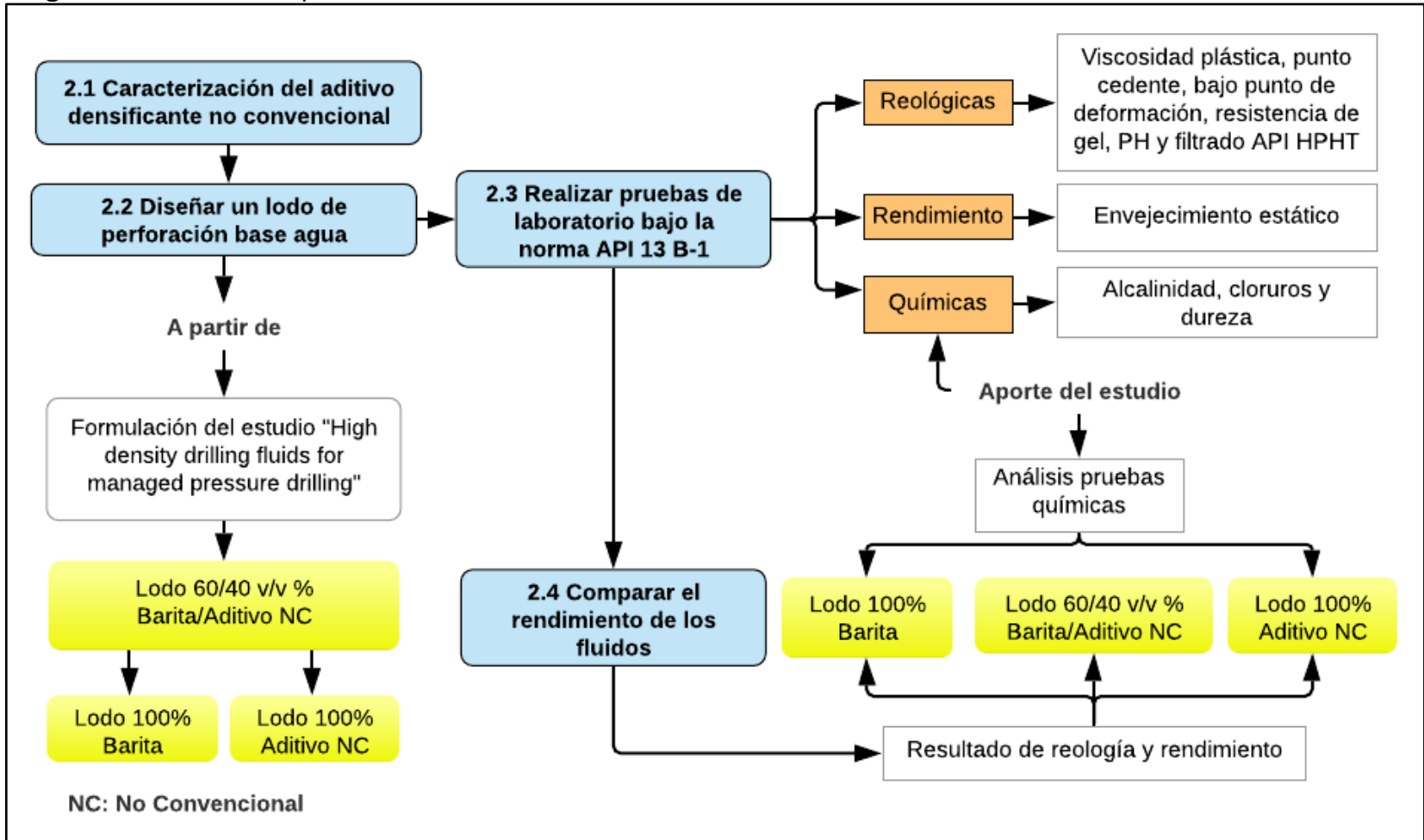
Para evaluar dicho aditivo como se observa en el **Diagrama 2** inicialmente se utiliza la formulación del estudio “High density drilling fluids for managed pressure drilling”, realizado por Vikrant Wagle; Abdullah S. Al-Yami; Mohammad Aljubran; Hussain Al-Bahrani, (disponible en la base de datos de SPE-192248-MS) para fluidos base agua de 100 pcf, 120 pcf y 150 pcf, con una concentración de 60/40 v/v% barita/aditivo no convencional.

Diagrama 2. Validación del proyecto.



Fuente: elaboración propia.

Diagrama 3. Secuencia para evaluar un aditivo no convencional en WBM.



Fuente: elaboración propia.

2.1 CARACTERIZACIÓN DEL MINERAL NO CONVENCIONAL

Para el estudio del aditivo no convencional es necesario calcular su gravedad específica y la densidad que es la propiedad a utilizar durante la formulación del lodo polimérico, teóricamente la gravedad específica del aditivo no convencional utilizado en el estudio base es de 4.95. Para poder medir el volumen específico del sólido se utiliza el *principio de Arquímedes*, lo que nos indica que el instrumento Matraz de Le´Chatelier utilizado en la medición de la densidad y gravedad específica se basan en este principio. En la **Figura 10** se muestra el procedimiento para hallar la densidad y gravedad específica del mineral densificante no convencional.

Figura 7. Matraz de Le´Chatelier: Procedimiento.

| Nº | Pasos |
|----|---|
| 1 | Llene el matraz inicialmente con aceite hasta un punto entre la marca de 0 y 1 ml. |
| 2 | Registre el volumen de aforo. |
| 3 | Con el uso de la balanza pesar el matraz con el aforo de aceite y la tapa. |
| 4 | Adicione una cantidad de fino en condición saturada y superficialmente seca. |
| 5 | Coloque el tapón al matraz y voltéelo a una posición inclinada o despacio de vueltas en círculo para así desalojar todo el aire atrapado. |
| 6 | Pese el matraz aforado con la masa y la tapa |
| 7 | Registre el volumen desplazado por la masa. |

Fuente: FACULTAD INGENIERÍA, Manual de prácticas del Laboratorio de Fluidos de Perforación. 2018. P 30.

Para determinar la gravedad específica se utiliza la **Ecuación 1** a partir del método volumétrico permitido para material pulverizado aplicado por el aspecto físico del aditivo densificante, mientras que la **Ecuación 2** representa el cálculo de densidad del sólido medido en el Matraz de Le´Chatelier.

Ecuación 1. Cálculo gravedad específica

$$Gravedad\ específica\ (SG) = \frac{S_1}{0.9975(R_2 - R_1)}$$

Fuente: ASTM C128-15, Método de prueba estándar para determinar la gravedad específica.

Donde;

S1: masa del espécimen saturado y superficialmente seco.

R1: lectura inicial del aceite en el matraz Le Chatelier, ml.

R2: lectura final del aceite en el matraz Le Chatelier, ml.

Ecuación 2. Cálculo densidad.

$$\rho_{sólidos} (g/cc) = \frac{mf - mi}{Vf - Vi}$$

Fuente: FACULTAD INGENIERÍA, Manual de prácticas del Laboratorio de Fluidos de Perforación.

Donde;

$\rho_{sólidos}$: densidad de sólidos pulverizados.

mi : masa del matraz aforado con el diésel.

Vi : volumen de aforo entre cero y un ml.

mf : masa inicial más la masa del sólido.

Vf : volumen desplazado por el sólido.

2.2 DISEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN BASE

El diseño del fluido de perforación parte de la formulación encontrada en el paper científico “*High density drilling fluids for managed pressure drilling*”, estudio que fue presentado en el simposio técnico anual y exposición de SPE Kingdom de Arabia Saudita en el año 2018, donde presentan la combinación de dos aditivos densificantes en un fluido de perforación base agua con una concentración de 60/40 %v/v entre barita/aditivo no convencional.

El estudio fue realizado a densidades de 100 pcf, 120 pcf y 150 pcf, unidades que corresponden a libra masa por pie cúbico por su siglas en inglés (pcf), donde es necesario realizar la conversión a libra masa por galón (ppg), que es la unidad manejada a nivel de laboratorio y campo en Colombia, donde:

$$1 \text{ ft}^3 = 7.48052 \text{ galones};$$

Dando como resultado 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg aproximadamente.

Inicialmente se realiza un bosquejo de la formulación utilizada en el estudio realizado por Vikrant Wagle; Abdullah S. Al-Yami; Mohammad Aljubran; Hussain Al-Bahran para cada fluido, evaluando las pruebas que realizaron, los aditivos y concentraciones formulados para cada fluido.

2.2.1 Formulación WBM de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg. Los fluidos de perforación base agua con tres densidades diferentes, se formularon 13.4 ppg. 16 ppg y 20ppg con una combinación de 60/40 %v/v Barita/Aditivo no convencional como agentes de peso. En las siguientes tablas se muestra la concentración de los aditivos utilizados en la formulación de los fluidos del paper científico.

En la **Tabla 1** se observa la formulación de fluido base agua de 13.4 ppg con una combinación de 60/40 %v/v barita/aditivo densificante no convencional.

Tabla 1. Formulación del fluido de perforación de 13.4 ppg.

| Aditivos | Concentración | Unidades |
|----------------------------------|----------------------|-----------------|
| Agua | 0.75 | Bbl |
| Bentonita | 3.00 | Ppb |
| Viscosificador | 1.00 | Ppb |
| Controlador de filtrado | 4.00 | Ppb |
| Aditivo pérdida de fluido HPHT | 3.00 | Ppb |
| NaCl | 58.00 | Ppb |
| NaOH | 0.50 | Ppb |
| Agente de puenteo | 10.00 | Ppb |
| Cal | 0.25 | |
| Barita | 121.10 | Ppb |
| Aditivo no convencional | 95.10 | Ppb |
| Secuestrante de H ₂ S | 0.35 | Ppb |
| Estabilizador alta temperatura | 2.00 | Ppb |

Fuente: SPE INTERNATIONAL. High density drilling fluids for managed pressure drilling. 2018. p 5.

El diseño del fluido de 16 ppg con una combinación de 60/40 %v/v barita/aditivo no convencional se muestra en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Formulación del fluido de perforación de 16 ppg.

| Aditivos | Concentración | Unidades |
|---------------------------------|----------------------|-----------------|
| Agua | 0.71 | Bbl |
| Bentonita | 2.00 | Ppb |
| Carbonato de sodio | 0.30 | Ppb |
| Hidróxido de potasio | 0.50 | Ppb |
| Cloruro de potasio | 10.00 | Ppb |
| Viscosificador | 0.35 | Ppb |
| Controlador de filtrado | 2.00 | Ppb |
| Controlador filtrado polimérico | 0.75 | Ppb |
| Aditivo pérdida de fluido HPHT | 4.00 | Ppb |
| Barita | 224.70 | Ppb |
| Aditivo no convencional | 176.50 | Ppb |
| Eliminador de oxígeno | 0.30 | Ppb |
| Lignosulfonato sin cromo | 2.50 | Ppb |

Fuente: SPE INTERNATIONAL. High density drilling fluids for managed pressure drilling. 2018. p 7.

Por último, en la **Tabla 3** se presenta la formulación para un fluido de 20 ppg con la combinación 60/40 %v/v barita/aditivo no convencional.

Tabla 3. Formulación del fluido de perforación de 20 ppg.

| Aditivos | Concentración | Unidades |
|--------------------------------|----------------------|-----------------|
| Agua | 0.53 | Bbl |
| Bentonita | 4.00 | Ppb |
| Carbonato de sodio | 0.30 | Ppb |
| Hidróxido de potasio | 0.40 | Ppb |
| Cloruro de potasio | 15.00 | Ppb |
| Polímero | 0.35 | Ppb |
| Aditivo pérdida de fluido HPHT | 6.00 | Ppb |
| Barita | 345.00 | Ppb |
| Aditivo no convencional | 270.00 | Ppb |
| Eliminador de oxígeno | 0.30 | Ppb |
| Lignosulfonato sin cromo | 4.00 | Ppb |
| Lubricante | 7.00 | Ppb |

Fuente: SPE INTERNATIONAL. High density drilling fluids for managed pressure drilling. 2018. p 8.

Posteriormente, en la **Tabla 4** se presentan las propiedades de reología, filtrado y envejecimiento obtenido en las pruebas de laboratorio del estudio base, para los fluidos de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg, laminados en caliente a 270°F, 250°F y 300°F durante 16 horas respectivamente. La medición de reología fue realizada a 120°F.

Tabla 4. Propiedades de reología, filtrado y envejecimiento

| Propiedad | Lectura | | |
|-------------------------------|-----------------|---------------|---------------|
| | 13.4 ppg | 16 ppg | 20 ppg |
| PV (cP) | 33 | 30 | 38 |
| YP (lb/100ft ²) | 28 | 24 | 38 |
| LSYP (lb/100ft ²) | 6 | 6 | 9 |
| Gel 10 seg | 6 | 6 | 15 |
| Gel 10 min | 14 | 13 | 41 |
| Filtrado API (ml/30min) | - | - | 4 |
| Filtrado HPHT (ml/30min) | 14 | 10 | 18 |
| PH | 9.35 | 9.4 | 9.8 |
| Envejecimiento estático (ml) | - | 1 | 15 |

Fuente: SPE INTERNATIONAL. High density drilling fluids for managed pressure drilling. 2018

2.2.2 Aditivos. En la formulación de los fluidos de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg los autores del paper no especifican algunos aditivos fundamentales en su diseño, es así como se hace necesario realizar una búsqueda de aditivos que cumplan la función específica de la formulación antes de realizar las pruebas. En la **Tabla 5** se exponen algunos de estos aditivos más comunes que serán seleccionadas teniendo en cuenta además de su funcionalidad su disponibilidad.

Tabla 5. Aditivos de los fluidos de perforación.

| Función | Aditivos |
|------------------------------------|----------------------------|
| Viscosificantes | CMC (Carboximetilcelulosa) |
| | PAC-L |
| | Goma Xántica |
| Controladores de filtrado | CMC (Carboximetilcelulosa) |
| | Poliacrilato de sodio |
| Controlador pérdida de fluido HPHT | Quik Trol Gold |
| | Almidón |
| Agente de puenteo | Carbonato de calcio |
| Polímero | CMC (Carboximetilcelulosa) |
| Secuestrante de H ₂ S | Óxido de Zinc |
| | MEA (Monoetanolamina) |
| Eliminadores de oxígeno | Bisulfito |
| Lubricante | Aceite mineral |

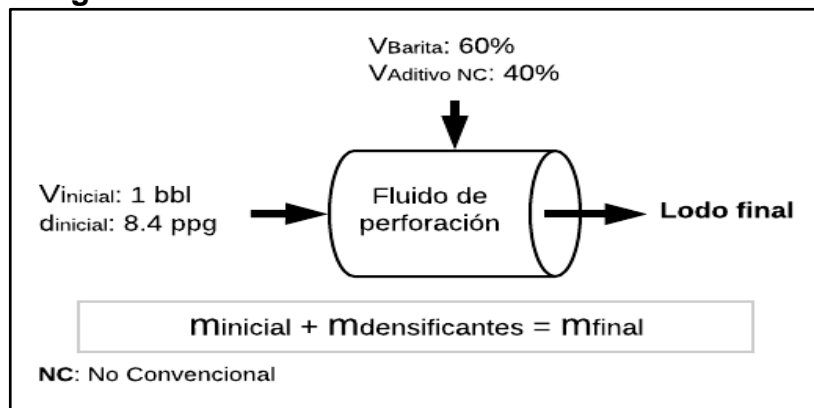
Fuente: elaboración propia.

2.2.3 Balance de materia. El balance de materia es un método matemático que se basa en la ley de conservación de la materia, establece que la masa de un sistema cerrado permanece siempre constante.

Para cumplir con éxito el objetivo del presente estudio, es necesario evaluar el mineral densificante barita y el aditivo no convencional de manera independiente, debido a que los fluidos diseñados en el paper *High density drilling fluids for managed pressure drilling* mantienen una relación en su composición de 60% barita y 40% aditivo densificante no convencional.

En el **Diagrama 4** se presenta el balance empelado para realizar las diferentes formulaciones, según las concentraciones de cada uno de los densificantes.

Diagrama 4. Balance de materia.



Fuente: elaboración propia.

Partiendo del principio que la masa de un compuesto es igual a su densidad por volumen ocupado, se plantea la **Ecuación 4**. El volumen inicial es la cantidad de fluido a preparar en el laboratorio, equivalente a 1 barril con una densidad inicial de un lodo base agua (8.33 ppg) con un valor de 8.4 ppg aproximadamente, el volumen final del balance es la suma del volumen inicial más el volumen del densificante. Se conoce la densidad de la barita (35 ppg) y la del aditivo no convencional a partir del resultado de la **Ecuación 2**, quedando como variables sensibles el volumen del densificante y la densidad final del lodo, al cual se le dan valores aleatoriamente de volumen (de densificante) hasta que el resultado de la densidad final sea el valor deseado (13.4 ppg, 16 ppg o 20 ppg).

Ecuación 3. Balance de materia.

$$(\rho_{inicial} * V_{inicial}) + (\rho_{Densificante} * V_{Densificante}) = \rho_{final} * V_{final}$$

Fuente: elaboración propia con base en IQR INGENIERIA QUIMICA, Balance de masa en ingeniería química. Disponible en: <https://www.ingenieriaquimicareviews.com/2020/04/balance-de-masa-ingenieria-quimica.html>.

Donde;

$\rho_{Inicial}$: densidad inicial de lodo, expresada en libras por galón (ppg)

$V_{Inicial}$: volumen inicial del lodo, expresado en barriles (bbl)

$\rho_{Densificante}$: densidad de material densificante, expresada en libras por galón (ppg).

$V_{Densificante}$: volumen de material densificante, expresado barriles (bbl).

ρ_{Final} : densidad final del lodo, expresada en libras por galón (ppg).

V_{Final} : volumen final del lodo, expresado en barriles (bbl).

La composición másica para los fluidos con 100% para cada aditivo mineral densificante y para la combinación 60/40 %v/v barita/aditivo no convencional, se calcula a partir de la **Ecuación 4** con el volumen obtenido del balance.

Ecuación 4. Masa aditivo densificante.

$$m_{\text{Aditivo}} = \%V_{\text{Densificante}} * \rho_{\text{Aditivo}}$$

Fuente: elaboración propia con base en IQR INGENIERIA QUIMICA, Balance de masa en ingeniería química. Disponible en: <https://www.ingenieriaquimicareviews.com/2020/04/balance-de-masa-ingenieria-quimica.html>.

Donde;

m_{Aditivo} : masa del aditivo densificante, expresada en libras (lb).

$\%$: composición del fluido de perforación.

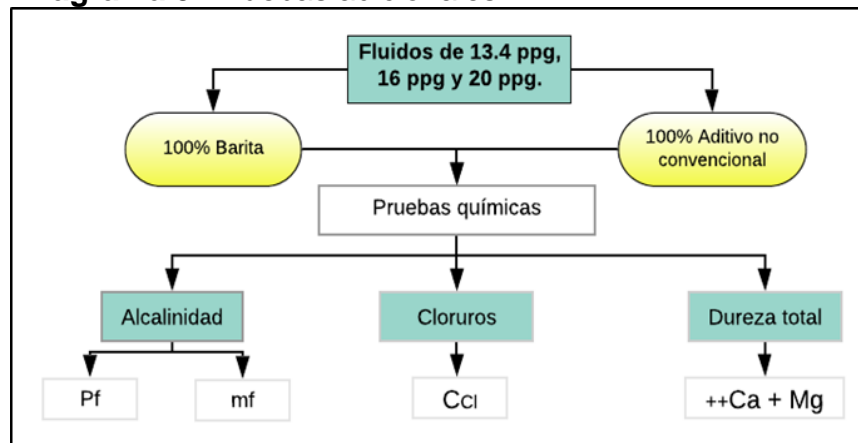
ρ_{Aditivo} : densidad del aditivo densificante, expresado en libras por galón (ppg).

A partir de la formulación de las **Tablas 1, 2 y 3**, los aditivos seleccionados según la disponibilidad y la cantidad de material densificante obtenido de la **Ecuación 4**, se realizarán las pruebas de reología, filtrado y envejecimiento para el presente estudio, ajustando la formulación de cada fluido hasta obtener resultados cercanos o iguales a los arrojados en la **Tabla 4**, para la combinación 60/40 %v/v barita/aditivo no convencional, posterior se realiza el ajuste para los fluidos con concentración 100% de aditivo densificante.

Los fluidos de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg, serán laminados en caliente a 190°F, 170°F y 220°F durante 16 horas respectivamente. La medición de propiedades reológicas se harán a 120°F. Para dar mayor soporte a los datos obtenidos de laboratorio se realizarán 2 repeticiones a cada prueba y los resultados se consolidarán en un promedio ponderado aritmético de acuerdo a métodos estadísticos.

2.2.4 Pruebas adicionales. En el **Diagrama 5** muestra las pruebas químicas que se harán al filtrado de los fluidos base agua con 100% aditivo densificante.

Diagrama 5. Pruebas adicionales.

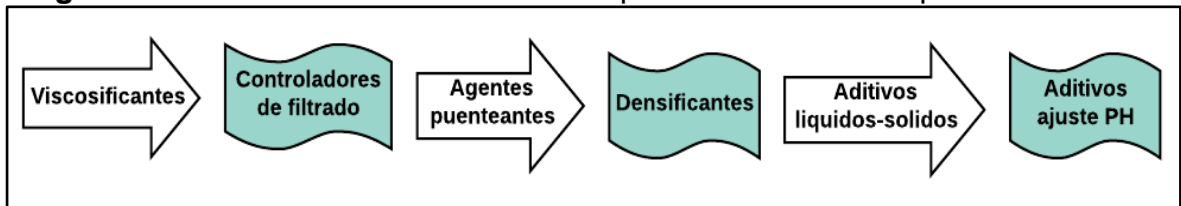


Fuente: elaboración propia.

2.3 PRUEBAS BASICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

La elaboración de los fluidos de perforación base agua de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg con una combinación de 60/40 %v/v barita/aditivo no convencional, al igual que los fluidos con 100% de cada aditivo densificante, tienen el mismo procedimiento y se realizaran bajo las mismas condiciones de prueba. En la preparación de los lodos de perforación se debe seguir un orden específico en la adición de los aditivos a fin de garantizar que estos reaccionen de manera adecuada, así como se observa en el **Diagrama 6**.

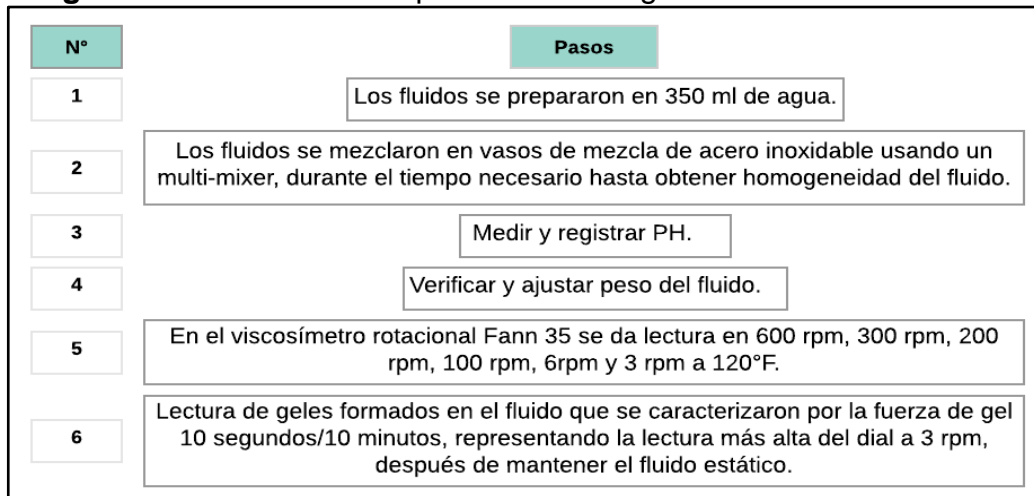
Diagrama 6. Orden de mezcla de aditivos químicos un fluido de perforación.



Fuente: HALLIBURTON LATIN AMERICA, Manual de Fluidos de Perforación.

2.3.1 Reología. Es un conjunto de pruebas que permiten hallar la viscosidad plástica, punto cedente, punto cedente a baja velocidad de corte y los esfuerzos de gel de los fluidos de perforación. La prueba de reología se realiza mediante el viscosímetro rotativo que es accionado por un motor eléctrico, donde el fluido de perforación está contenido en el espacio anular entre dos cilindros concéntricos.²⁶ El procedimiento se observa en el **Diagrama 7**.

Diagrama 7. Procedimiento prueba de reología.



Fuente: elaboración propia, con base en PDVSA CIED, Manual Fluidos de Perforación. 2002. p 23.

²⁶ Instituto Americano del Petróleo, Manual de fluidos de perforación. Procedimiento Estándar para las pruebas de fluidos de perforación. Dallas, Texas. 2001. p 3.5.

Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la **Ecuación 5**, con la lectura de 600 rpm y 300 rpm del viscosímetro, se reporta en Centipoise.

Ecuación 5. Cálculo viscosidad plástica

$$PV(Cp) = 600 \text{ rpm} - 300 \text{ rpm}$$

Fuente: ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1, prueba de fluidos de perforación a base de agua.

Se utiliza la **Ecuación 6** para determinar el punto cedente, con la lectura de 300 rpm y el valor de viscosidad plástica, el reporte se dará en lb/100ft².

Ecuación 6. Cálculo punto cedente.

$$YP (lb/100ft^2) = 300 \text{ rpm} - PV$$

Fuente: ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1, prueba de fluidos de perforación a base de agua.

Para determinar el punto cedente a baja velocidad de corte se da a partir de la lectura de 6 rpm y 3 rpm del viscosímetro Fann y la **Ecuación 7**, se registra en las mismas unidades del punto cedente.

Ecuación 7. Cálculo del punto cedente a baja velocidad de corte.

$$LSYP (lb/100ft^2) = [2 * (3 \text{ rpm})] - (6 \text{ rpm})$$

Fuente: SPE INTERNATIONAL, High density drilling fluids for managed pressure drilling.

2.3.2 Filtrado HPHT. La prueba estándar de filtrado HPHT es la prueba a condiciones extremas de filtración para la evaluación de los fluidos de perforación base agua.

Para determinar el desempeño del fluido a altas presiones y altas temperaturas, se llevó a cabo la prueba de filtración estática HPHT en un filtro-prensa HPHT con las especificaciones dadas en la norma API 13B-2, a condiciones de 100 PSI y temperaturas de 190°F, 170°F y 220 para los fluidos de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg respectivamente. Se realizó la lectura de los mililitros perdidos después de 30 minutos en una probeta. El procedimiento se observa en el **Diagrama 8**.

Culminado el tiempo de la prueba se desarma el equipo y la celda para evaluar el *Revoque* formado por la depositación de los sólidos del lodo en el papel filtro, simulando la cara de la formación, donde la comunicación es causada por la presión de la columna del fluido. El espesor del revoque se registra en milímetros (mm).

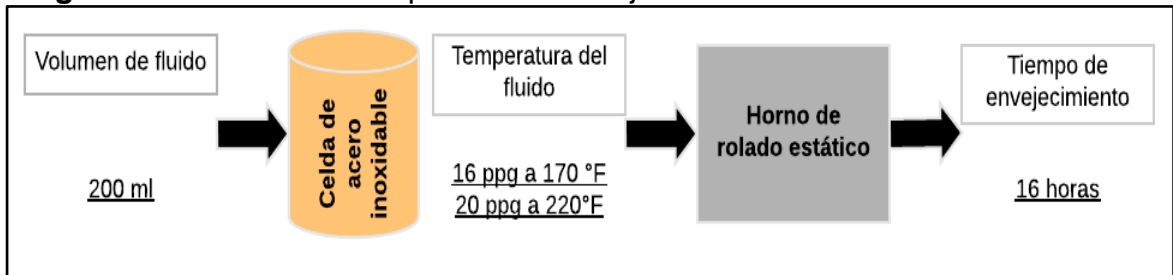
Diagrama 8. Procedimiento prueba de filtrado.

| N° | Pasos |
|----|---|
| 1 | Los fluidos se mezclan durante 5 minutos. |
| 2 | Con la celda invertida llenar con fluido dejando aproximadamente 1/2" como margen de dilatación. |
| 3 | Ubicar el papel filtro y disponer el conjunto de platillo de la celda sobre el papel apretando uniformemente los tornillos de cabeza. |
| 4 | Enroscar la válvula de aguja de salida y cerrarla. |
| 5 | Ubique la celda dentro de la chaqueta de calentamiento con las válvulas cerradas. |
| 6 | Los fluidos de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg se calientan a 190°F, 170°F y 176°F respectivamente. |
| 7 | Alcanzada la temperatura se abre la válvula de aguja superior aplicando 100 psi a la unidad. |
| 8 | Recolectar el fluido por 30 minutos manteniendo un margen de temperatura de ± 5 grados. |
| 9 | Cerrar la válvula de aguja cuando hayan transcurrido los 30 minutos. Sacar presión por las válvulas de alivio y dejar enfriar. |
| 10 | Registrar el volumen de filtrado recolectado y revisar espesor del revoque. |

Fuente: elaboración propia con base en PDVSA CIED, Manual Fluidos de Perforación. 2002. p 29.

2.3.3 Envejecimiento estático. Es una prueba que permite evaluar el rendimiento de cada fluido a condiciones estáticas y a altas temperaturas, tratando de simular las condiciones del pozo. Para los fluidos de 16 ppg y 20 ppg las temperaturas de envejecimiento fueron de 170°F y 220°F respectivamente. Después de la exposición de los fluidos a condiciones estáticas, se midió la separación de agua libre superior y se registra en mililitros (ml). El procedimiento se observa en el **Diagrama 9**.

Diagrama 9. Procedimiento prueba de envejecimiento estático.



Fuente: elaboración propia.

2.3.4 Químicas. Para evaluar las propiedades químicas de los fluidos se hicieron las siguientes pruebas:

- **Alcalinidad de filtrado (Pf):** a una muestra de filtrado (1ml) se adicionó el indicador de fenolftaleína hasta obtener un color rosado, posteriormente titular gota a gota con Ácido Sulfúrico (H₂SO₄) 0.02 N hasta que la muestra cambie a su color original y finalmente registrar los mililitros usados como resultado de Pf.

- **Alcalinidad de filtrado (Mf):** a la misma muestra que fue usada para medir Pf, agregar solución indicadora metil naranja hasta obtener un color amarillo naranja, posteriormente titular gota a gota con Ácido Sulfúrico (H₂SO₄) 0.02 N hasta que la muestra pase a un color rosado salmón y finalmente registrar los mililitros de Ácido Sulfúrico usados incluyendo la cantidad del ensayo Pf como resultado de Mf²⁷, tal como lo muestra la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Alcalinidad del filtrado mf.

$$mf, (ml) = pf + ml H_2SO_4 N/50$$

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). Recommended Practice for Field Testing Water – Based Drilling Fluid.

Las concentraciones máxicas de iones hidroxilo, carbonato y bicarbonato se pueden estimar a partir de Pf y Mf como se muestra en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Concentración de iones de hidroxilo, carbonato y bicarbonato.

| Relative values of P_f and M_f | Concentration mg/l | | |
|------------------------------------|-----------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | OH ⁻ | CO ₃ ⁻² | HCO ₃ ⁻ |
| $P_f = 0$ | 0 | 0 | 1220 M_f |
| $2 P_f < M_f$ | 0 | 1200 P_f | 1220 ($2 P_f - M_f$) |
| $2 P_f = M_f$ | 0 | 1200 P_f | 0 |
| $2 P_f > M_f$ | 340 ($2 P_f - M_f$) | 1200 ($2 P_f - M_f$) | 0 |
| $P_f = M_f$ | 340 M_f | 0 | 0 |

Fuente: ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1, prueba de fluidos de perforación a base de agua. 2017. p 44.

- **Cloruros:** a una muestra de filtrado (1ml) se adicionó el indicador de fenolftaleína hasta obtener un color rosado o rojo, posteriormente adicionar gota a gota Ácido Sulfúrico (H₂SO₄) 0.02 N hasta que la muestra cambie a su color original, adicione solución indicadora de cromato de potasio hasta obtener un color amarillo, titular gota a gota con Nitrato de Plata (AgNO₃) 0.0282 N, registre los mililitros gastados de Nitrato de Plata cuando la muestra cambie a un color naranja o rojo ladrillo.²⁸

²⁷ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). Recommended Practice for Field Testing Water – Based Drilling Fluid. 2017. P 43.

²⁸ *Ibíd.*, p. 45.

La concentración del cloruro se calcula a partir de la **Ecuación 9** para cada fluido.

Ecuación 9. Cálculo de iones de cloruro.

$$C_{Cl} = 1000 * \frac{V_{sn}}{V_f}$$

Fuente: ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1, prueba de fluidos de perforación a base de agua.

Donde;

C_{Cl}: concentración de iones de cloruro, expresado en miligramos por litro (mg/l).

V_{sn}: volumen de solución de nitrato de plata, expresado en mililitros (ml).

V_f: volumen de la muestra de filtrado, expresado en mililitros (ml).

- **Dureza total:** a una muestra de filtrado (1ml) se adicione solución estabilizadora de dureza (Buffer), luego el indicador de dureza (Negro de Eriocromo), si desarrolla un color vino tinto, indica que hay iones de calcio y magnesio presentes, se tituló gota a gota con Versenato Estándar 0.2 N (EDTA) hasta obtener un color azul y finalmente registre la cantidad en mililitros de EDTA gastados.²⁹

La dureza total es la concentración de iones calcio más iones de magnesio, el resultado de la prueba a cada fluido se calcula como se indica en la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Cálculo dureza total.

$$^{++}Ca + Mg = 400 * \frac{V_{EDTA}}{V_s}$$

Fuente: ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 13B-1, prueba de fluidos de perforación a base de agua.

Donde;

^{++}Ca + Mg: concentración de ion calcio y magnesio, en miligramos por litro (mg/l).

V_{EDTA}: volumen de titulación de la solución de EDTA, expresado en mililitros (ml).

V_s: volumen de la muestra, expresado en mililitros (ml).

2.4 RENDIMIENTO DEL ADITIVO DENSIFICANTE

Con los datos obtenidos en el laboratorio para cada una de las propiedades objeto de estudio (viscosidad plástica, puntos cedentes, esfuerzos de gel, filtrado y envejecimiento) evaluadas en un fluido de perforación base agua con una

²⁹ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (API). Recommended Practice for Field Testing Water – Based Drilling Fluid. 2017. P 48.

concentración de 100% aditivo densificante, se realizará la respectiva comparación de rendimiento respecto a los resultados del estudio del paper científico “High density drilling fluids for managed pressure drilling, resultados que precisan un buen comportamiento de propiedades en un fluido de perforación base agua, del cual hicieron despliegue en campo aplicado a un pozo de alta complejidad.

El rendimiento en una formulación densificante del 100% de los fluidos a base del aditivo no convencional y el convencional barita como agentes de peso, se dará a partir de los resultados más cercanos obtenidos del laboratorio a los especificados en el paper científico “High density drilling fluids for managed pressure drilling”. Las propiedades de comparación serán la viscosidad plástica, punto cedente, resistencia de gel, filtrado y envejecimiento, así seleccionando el desempeño del mejor aditivo densificante.

Las pruebas químicas que corresponden a alcalinidad, cloruros y dureza total, llevadas a cabo a los fluidos formulados con una concentración de 100% barita y 100% mineral no convencional, no serán un patrón de referencia de validación de esta investigación.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Se presenta a continuación el compendio de los resultados obtenidos tanto en los cálculos como en las pruebas desarrolladas en el Laboratorio IMA LTADA para cada uno de los lodos formulados, a fin de establecer la viabilidad de uso del aditivo mineral densificante no convencional en los fluidos de perforación.

3.1 DISEÑO DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El desarrollo de un fluido de perforación diseñado con un aditivo densificante no convencional debe satisfacer los requerimientos para las operaciones de perforación, adquisición de registros y muestreo. Los resultados del diseño de un fluido de perforación parten de conocer las propiedades del aditivo densificante no convencional como sólido mineral, luego de determinar los aditivos que satisfaga la función dentro de la formulación base y por último formular una concentración adecuada de algunos aditivos para cumplir con los resultados obtenidos del estudio científico.

3.1.1 Caracterización mineral densificante no convencional. Se determina las propiedades de densidad y la gravedad específica del mineral luego de realizar la medición en laboratorio con el instrumento *Matraz Le´Chatelier*.

- **Gravedad específica:** para determinar la gravedad específica del aditivo mineral densificante no convencional se emplea la **Ecuación 1**, a partir del método volumétrico permitido para material pulverizado aplicado por el aspecto físico del aditivo mineral densificante no convencional:

$$SG: \frac{15,1}{0,9975 (22 - 18)}$$

$$SG: 3.78$$

El aditivo mineral no convencional tiene una gravedad específica más baja de 3.78 en comparación con el agente densificante convencional barita que tiene por valor 4.2. El aditivo no convencional utilizado en el estudio base tiene una gravedad específica mayor de 4.95 en comparación con la obtenida en el laboratorio. Inicialmente con estos resultados se puede dar un indicio de un mayor contenido de sólidos en el lodo 100% aditivo NC en comparación con la formulación de 100% barita, directamente también influye en la combinación 60/40 %v/v planteada en la formulación en comparación con la formulación del paper científico.

- **Densidad:** aplicando la **Ecuación 2**, que representa el cálculo de densidad del sólido se obtiene el siguiente resultado para el mineral densificante no convencional:

$$\rho_{\text{sólidos}} \left(\frac{g}{cc} \right) : \frac{134 - 118.8}{22 - 18}$$

$$\rho_{\text{sólidos}} : 3.8 \text{ gr/cc}$$

3.1.2 Aditivos seleccionados para la formulación de los fluidos. Teniendo en cuenta que la formulación dada en el paper científico: High density drilling fluids for managed pressure para los fluidos de perforación objeto de estudio no especifica algunos de los aditivos empleados, se realizó la investigación correspondiente teniendo en cuenta como aspectos principales a evaluar la funcionalidad y la disponibilidad de dichos aditivos. A continuación en la **Tabla 7** se observa los aditivos seleccionados recomendados según el Instituto Americano del Petróleo.

Tabla 7. Aditivos seleccionados para formulación de los fluidos de perforación.

| Función | Aditivo | Descripción |
|--------------------------------|------------------------------|--|
| Viscosificador | PAC-L | El aditivo PAC-L actuara como agente viscosificador dentro de la formulación por su fácil dispersión y para no aumentar significativamente la viscosidad del fluido. |
| Controlador de filtrado | CMC (Carboxi Metil celulosa) | Aditivo orgánico que se utiliza principalmente para control de filtrado, permite incrementar la viscosidad de la fase liquida y se adhieren alrededor de las partículas de arcilla, causando un taponamiento mecánico que reduce el paso de la fase liquida a la formación. |
| Aditivo pérdida de fluido HPHT | Quick Troid Gold | Polímero de celulosa polianianica de alta dispersión, se dispersa e hidrata eficazmente con poca agitación, mejora el control de perdida de fluido en la mayoría de los fluidos base agua, adecuado para perforar en formaciones sensibles al agua. Su alto rendimiento permite seleccionarlo como aditivo pérdida de fluido HPHT. |
| Agente de puenteo | Carbonato de calcio (CaCO3) | Aditivo frecuentemente utilizado para controlar filtrado mediante el desarrollo de un puente o sello efectivo en la cara de la formación, por su tamaño de partícula (1-30 micrones). |
| Polímero | CMC (Carboxi Metil celulosa) | En la formulación el polímero es utilizado, llevando la perforación de corte con eficacia, protegiendo pared del pozo, evitando la pérdida de lodo, la protección de taladro y el adelgazamiento del espesor de la torta de lodo, tiene buena estabilidad térmica, y puede reducir eficazmente la pérdida de agua a temperatura por encima de 150 °C. Para producir CMC, los grupos OH en los anillos de glucosa de la celulosa se unen por enlace éter a los grupos carboximetilo (-OCH ₂ -COO-). (Nótese la carga negativa.) Cada anillo de glucosa tiene tres grupos OH capaces de reacción, grado de sustitución = 3. El grado de sustitución determina la solubilidad en agua y la negatividad del polímero, lo que influye en la eficacia de la CMC como un aditivo para lodos. |
| Lubricante | Aceite mineral | Producto que se incorpora en el revoque produce una película protectora, lo cual reduce de una manera efectiva la fricción mecánica entre la sarta y el pozo. El aceite mineral ofrece óptima lubricidad bajo extrema presión sin afectar las propiedades del fluido. |

Fuente: elaboración propia con base en PDVSA CIED, Manual Fluidos de Perforación. 2002.

3.1.3 Nueva formulación WBM de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg. La formulación de estos fluidos nace de estudios de ensayo y error, manejando principalmente las concentraciones de los siguientes aditivos: Viscosificador, pérdida de filtrado HPHT y el controlador de PH, hasta lograr resultados de reología cercanos a los obtenidos en el estudio base. Aplicando el balance de materia mencionado en la **Ecuación 3** expuesta en el capítulo anterior y para conocer la masa de cada aditivo densificante fue aplicada la **Ecuación 4**.

En las **Tablas 8, 10, 12** se observa las concentraciones utilizadas en el paper con las que inicialmente se hicieron los ensayos hasta obtener una nueva formulación de los fluidos de 13.4 ppg. 16 ppg y 20 ppg con una combinación de 60/40 %v/v barita/aditivo NC, que permitió obtener los mejores resultados.

Tabla 8. Nueva formulación de 13.4 ppg WBM con 60/40 %v/v barita/aditivo NC

| Aditivos | Concentración 60/40 %v/v barita/aditivo NC estudio | Concentración 60/40 %v/v barita/aditivo NC laboratorio | Unidades |
|-----------------------------------|--|--|----------|
| Agua | 1.00 | 1.00 | bbl |
| Bentonita | 3.00 | 3.00 | ppb |
| PAC-L | 1.00 | 1.00 | ppb |
| CMC | 4.00 | 9.00 | ppb |
| Quick Trol Gold | 3.00 | 4.50 | ppb |
| NaCl | 58.00 | - | ppb |
| NaOH | 5.00 | 8.00 | gotas |
| Carbonato de calcio | 10.00 | 10.00 | ppb |
| Cal | 0.25 | 0.25 | ppb |
| Barita | 121.10 | 207.00 | ppb |
| Aditivo no convencional | 95.10 | 126.00 | ppb |
| Secuestrante de H ₂ S | 0.35 | - | ppb |
| Estabilizador de alta temperatura | 2.00 | - | ppb |

Fuente: elaboración propia.

En la formulación del estudio del paper se tienen en cuenta: un aditivo secuestrante de ácido sulfhídrico (H₂S) y un estabilizador de alta temperatura como se evidencia en la **Tabla 8**. De acuerdo al documento es una formulación que fue aplicada en campo por lo tanto se debieron incluir estos aditivos controladores, para el caso del presente estudio no fueron tenidos en cuenta, debido a que las pruebas solo fueron a nivel laboratorio y no se ve la necesidad de agregar este material por las condiciones en las que fueron tomadas cada prueba y que tampoco se contaba con la disponibilidad del material. Sin embargo, se debe tener en cuenta que la remoción del H₂S se logra con materiales Zinc y la Cal contribuiría como estabilizador de temperatura con ciertas restricciones. El cloruro de sodio (NaCl) conocido habitualmente como sal común no fue incluido en la nueva formulación debido a que por sus propiedades podría traer afectaciones al nuevo diseño, es un aditivo

que puede estar en el fluido como un contaminante o un controlador de resistividad que permita obtener una mejor lectura de los registros eléctricos.³⁰

Con la formulación obtenida en la **Tabla 8** y aplicando el balance de materia (**Ecuación 4**) se diseñan los fluidos con concentración del 100% a cada material densificante para el fluido de 13.4 ppg con se observa en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Nueva formulación WBM de 13.4 ppg con 100% aditivo densificante.

| Aditivos | Concentración 60/40 %v/v Barita/Aditivo NC | Concentración 100% Barita | Concentración 100% Aditivo NC | Unidades |
|-------------------------|--|---------------------------|-------------------------------|----------|
| Agua | 1.00 | 1.00 | 1.00 | bbl |
| Bentonita | 3.00 | 3.00 | 3.00 | ppb |
| PAC-L | 1.00 | 1.00 | 1.00 | ppb |
| CMC | 9.00 | 9.00 | 9.00 | ppb |
| Quik Trol Gold | 4.50 | 1.50 | 1.50 | ppb |
| Hidróxido de sodio | 8.00 | 8.00 | 8.00 | gotas |
| Carbonato de calcio | 10.00 | 10.00 | 10.00 | ppb |
| Cal | 0.25 | 0.25 | 0.25 | ppb |
| Barita | 207.00 | 334.00 | - | ppb |
| Aditivo no convencional | 126.00 | - | 341.00 | ppb |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 10. Nueva formulación de 16 ppg WBM con 60/40 %v/v barita/aditivo NC

| Aditivos | Concentración 60/40 %v/v barita/aditivo NC estudio | Concentración 60/40 %v/v barita/aditivo NC laboratorio | Unidades |
|---------------------------------|--|--|----------|
| Agua | 1.00 | 1.00 | bbl |
| Bentonita | 2.00 | 2.00 | ppb |
| Carbonato de sodio | 0.30 | 0.30 | ppb |
| Hidróxido de potasio | 5.00 | 14.00 | gotas |
| Cloruro de potasio | 10.00 | 10.00 | ppb |
| PAC-L | 0.35 | 0.35 | ppb |
| CMC | 2.00 | 2.00 | ppb |
| Controlador filtrado polimérica | 0.75 | - | ppb |
| Quick Trol Gold | 4.00 | 3.50 | ppb |
| Barita | 224.70 | 379.00 | ppb |
| Aditivo no convencional | 176.50 | 231.00 | ppb |
| Eliminador de oxígeno | 0.30 | - | ppb |
| Lignosulfonato sin cromo | 2.50 | 2.50 | ppb |

Fuente: elaboración propia.

³⁰ PDVSA CIED. Manual Fluidos de Perforación. Venezuela. 2002. p 30.

En la formulación del estudio se usa un controlador de filtrado polimérico, en la nueva formulación no fue incluido debido a que el CMC previamente formulado como controlador de filtrado cumple la misma función por ser un aditivo polimérico, por lo tanto esta cantidad no fue suministrada como se evidencia en la **Tabla 10**. Si hay problemas por la presencia de oxígeno se debe usar eliminador de Oxígeno (O₂), este aditivo fue incluido en la formulación del estudio, al ser implementado en campo, pero no se tiene en cuenta en la buena formulación, en dado caso los agentes más utilizados son sales solubles de sulfito y de cromato.

La nueva formulación para concentración de aditivo densificante 100% no presenta mayores cambios como se observa en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Nueva formulación WBM de 16 ppg con 100% aditivo densificante.

| Aditivos | Concentración 60/40 %v/v Barita/Aditivo NC | Concentración 100% Barita | Concentración 100% Aditivo NC | Unidades |
|--------------------------|---|----------------------------------|--------------------------------------|-----------------|
| Agua | 1.00 | 1.00 | 1.00 | bbl |
| Bentonita | 2.00 | 2.00 | 2.00 | ppb |
| PAC-L | 0.35 | 0.35 | 0.35 | ppb |
| CMC | 2.00 | 2.00 | 2.00 | ppb |
| Quik Trol Gold | 3.50 | 3.50 | 3.50 | ppb |
| Carbonato de sodio | 0.30 | 0.30 | 0.30 | ppb |
| Hidróxido de potasio | 14.00 | 10.00 | 14.00 | gotas |
| Cloruro de potasio | 10.00 | 10.00 | 10.00 | ppb |
| Barita | 379.00 | 588.00 | - | ppb |
| Aditivo no convencional | 231.00 | - | 639.00 | ppb |
| Lignosulfonato sin cromo | 2.50 | 2.50 | 2.50 | ppb |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 12. Nueva formulación de 20 ppg WBM con 60/40 %v/v barita/aditivo NC

| Aditivos | Concentración 60/40 %v/v barita/aditivo NC estudio | Concentración 60/40 %v/v barita/aditivo NC laboratorio | Unidades |
|--------------------------|---|---|-----------------|
| Agua | 1.00 | 1.00 | Bbl |
| Bentonita | 4.00 | 4.00 | Ppb |
| Carbonato de sodio | 0.30 | 0.30 | Ppb |
| Hidróxido de potasio | 4.00 | 22.00 | Gotas |
| Cloruro de potasio | 15.00 | 15.00 | Ppb |
| CMC | 0.35 | 0.35 | Ppb |
| Quick Trol Gold | 6.00 | 4.50 | Ppb |
| Barita | 345.00 | 723.00 | Ppb |
| Aditivo no convencional | 270.00 | 441.00 | Ppb |
| Eliminador de oxígeno | 0.30 | - | Ppb |
| Lignosulfonato sin cromo | 4.00 | 4.00 | Ppb |
| Lubricante | 7.00 | 7.00 | Ppb |

Fuente: elaboración propia.

Con la formulación obtenida en la **Tabla 12** y aplicando el balance de materia (**Ecuación 4**) se diseñan los fluidos con concentración del 100% a cada material densificante para el fluido de 20 ppg con se observa en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Nueva formulación WBM de 20 ppg con 100% aditivo densificante.

| Aditivos | Concentración 60/40 %v/v Barita/Aditivo NC | Concentración 100% Barita | Concentración 100% Aditivo NC | Unidades |
|--------------------------|--|---------------------------|-------------------------------|----------|
| Agua | 1.00 | 1.00 | 1.00 | Bbl |
| Bentonita | 4.00 | 4.00 | 4.00 | Ppb |
| Quik Trol Gold | 4.50 | 4.00 | 4.50 | Ppb |
| Carbonato de sodio | 0.30 | 0.30 | 0.30 | Ppb |
| Hidróxido de potasio | 22.00 | 4.00 | 22.00 | Gotas |
| Cloruro de potasio | 15.00 | 15.00 | 15.00 | Ppb |
| CMC | 0.35 | 0.35 | 0.35 | Ppb |
| Barita | 723.00 | 1117.00 | - | Ppb |
| Aditivo no convencional | 441.00 | - | 1210.00 | Ppb |
| Lignosulfonato sin cromo | 4.00 | 4.00 | 4.00 | Ppb |
| Lubricante | 7.00 | 7.00 | 7.00 | Ppb |

Fuente: elaboración propia.

3.2 PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En este capítulo se describen los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio. Los primeros resultados reflejan la validación de la formulación obteniendo valores muy cercanos en referente a los datos obtenidos en el estudio realizado por Vikrant Wagle; Abdullah S. Al-Yami; Mohammad Aljubran; Hussain Al-Bahrani, luego se presenta los resultados obtenidos de laboratorio evaluando individualmente cada mineral densificante y por último se muestran las pruebas químicas realizadas a los fluidos con la formulación 100% aditivo densificante.

Las pruebas realizadas a los fluidos base agua de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg fueron: reología (Viscosidad plásticas, punto cedente, punto cedente a baja velocidad de corte y esfuerzos de gel), filtrado, envejecimiento estático y propiedades químicas (alcalinidad, cloruros y dureza).

3.2.1 Fluidos con combinación 60/40 %v/v barita/aditivo no convencional.

Luego de varios ensayos de laboratorio, variando concentración de aditivos se obtiene la formulación que permite obtener los resultados más cercanos al estudio base. En la **Tabla 14** se observa los aditivos y concentraciones modificadas para obtener los resultados observados en la **Grafica 1** del fluido de 13.4 ppg.

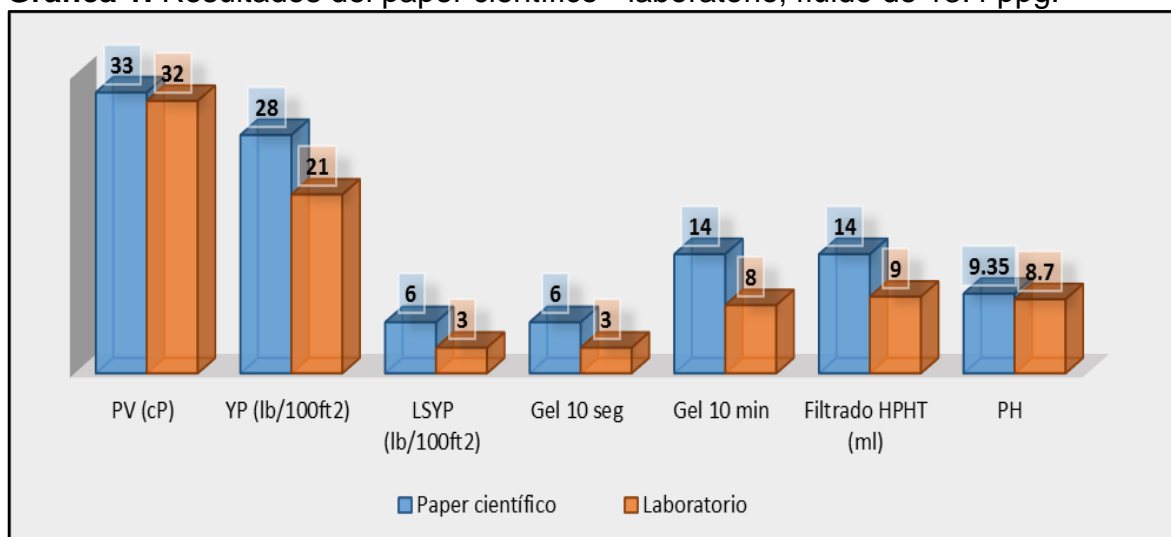
Tabla 14. Aditivos y concentración modificados fluido de 13.4 ppg

| Concentración modificada fluido de 13.4 ppg | | |
|---|--------------------|---------------------------|
| Aditivo | Concentración base | Concentración laboratorio |
| Controlador filtrado (ppb) | 4.00 | 9.00 |
| Aditivo pérdida fluido HPHT (ppb) | 3.00 | 4.50 |
| Controlador PH (gotas) | 5.00 | 8.00 |
| Barita | 121.10 | 207.00 |
| Aditivo no convencional | 95.10 | 126.00 |

Fuente: elaboración propia.

La nueva formulación de la **Tabla 8** permite obtener los mejores resultados para un fluido de 13.4 ppg, con un porcentaje de error relativo ponderado entre propiedades reológicas y filtrado de 15.2% como se puede observar en la **Gráfica 1**, lo que indica una buena elección en los aditivos previamente seleccionados y su concentración dentro de la formulación, a pesar de que no se tuvieron en cuenta algunos. Fue necesario aumentar la concentración del controlador de filtrado en 5 ppb, el aditivo de pérdida de fluido en 1.5 ppb y el controlador de PH en 3 gotas, para lograr los resultados previos. También se observa el aumento significativo de los aditivos densificantes, 86 ppb de barita y 31 ppb de aditivo no convencional aproximadamente en comparación con las concentraciones del paper científico.

Gráfica 1. Resultados del paper científico - laboratorio, fluido de 13.4 ppg.



Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 15** se encuentran los aditivos y concentraciones modificadas en el laboratorio que permite obtener los mejores resultados para un fluido de 16 ppg, con un porcentaje de error relativo de 4% con respecto al paper científico, los cuales se presentan en la **Gráfica 2**.

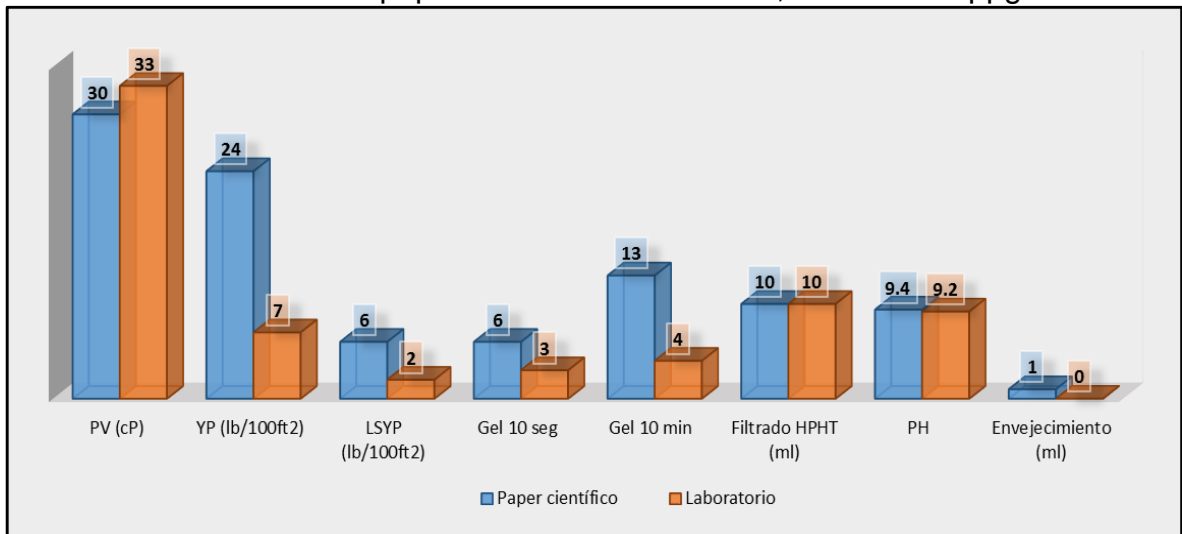
Tabla 15. Aditivos y concentración modificados fluido de 16 ppg

| Concentración modificada fluido de 16 ppg | | |
|---|--------------------|---------------------------|
| Aditivo | Concentración base | Concentración laboratorio |
| Aditivo pérdida fluido HPHT (ppb) | 4.00 | 3.50 |
| Controlador PH (gotas) | 5.00 | 14.00 |
| Barita | 224.70 | 379.00 |
| Aditivo no convencional | 176.50 | 231.00 |

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 15** se observa el cambio de la concentración del aditivo de pérdida de fluido usando 0.5 ppb menos a la formulación inicial, mientras que el controlador de PH se necesitaron 9 gotas demás para lograr los resultados deseados. Igualmente se observa un aumento significativo de los aditivos densificantes de 154 ppb y 55 ppb de barita y aditivo no convencional respectivamente.

Gráfica 2. Resultados del paper científico - laboratorio, fluido de 16 ppg.



Fuente: elaboración propia.

El fluido de 16 ppg mostro propiedades muy similares al del paper científico, lo que no se necesitó de mayor cambio en la concentración de cada aditivo formulado en la **Tabla 10** permitiendo un ajuste sin un alto porcentaje de error como se observa en la **Gráfica 2**.

La **Tabla 16** presenta los aditivos y concentraciones modificadas en el laboratorio que permite obtener los mejores resultados para un fluido de 20 ppg, con un rango amplio de valores en comparación con el estudio base reflejado en un porcentaje de error relativo del 55%, debido a la cantidad de solido densificante usado, 549 ppb demás entre barita y aditivo no convencional, afectando en gran proporción los resultados de todas las propiedades.

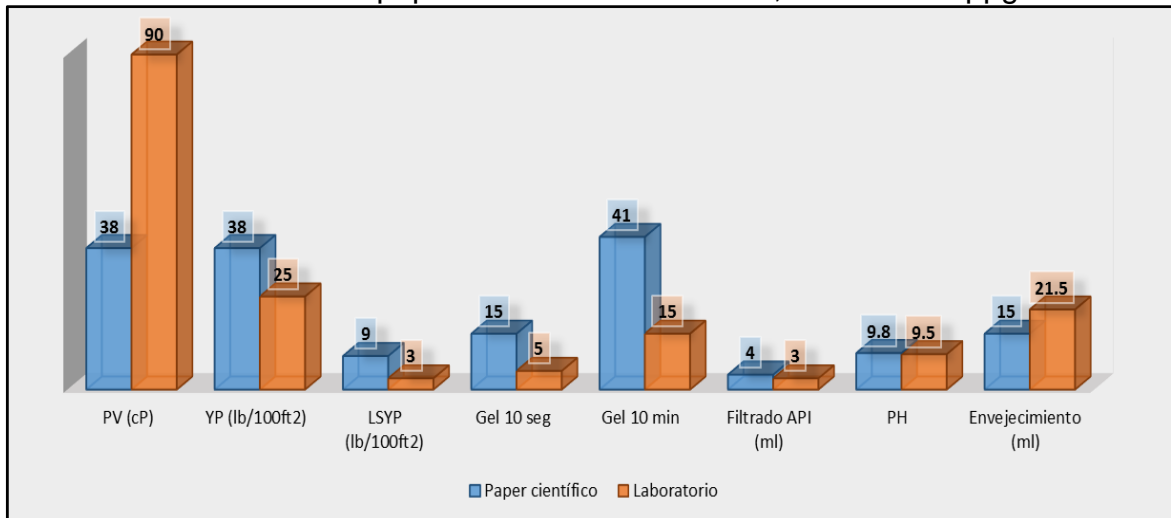
Tabla 16. Aditivos y concentración modificados fluido de 20 ppg

| Concentración modificada fluido de 16 ppg | | |
|---|--------------------|---------------------------|
| Aditivo | Concentración base | Concentración laboratorio |
| Aditivo pérdida fluido HPHT (ppb) | 6.00 | 4.50 |
| Controlador PH (gotas) | 4.00 | 22.00 |
| Barita | 345.00 | 723.00 |
| Aditivo no convencional | 270.00 | 441.00 |

Fuente: elaboración propia.

La formulación del fluido de 20 ppg fue el más complejo de ajustar, a pesar de que no necesito mayor cambio de concentraciones mostro problemas durante la práctica de laboratorio, difiriendo en los resultados en un mayor porcentaje a los fluidos de 13.4 ppg y 16 ppg como se evidencia en la **Gráfica 3**, la alteración de los sólidos se vio reflejada en las propiedades reológicas. Las propiedades de los aditivos densificantes usados en el paper científico tienen una gravedad específica mayor al del presente estudio, debido a esto se presentan complicaciones en el fluido y requiere de ajustes radicales.

Gráfica 3. Resultados del paper científico - laboratorio, fluido de 20 ppg.



Fuente: elaboración propia.

3.2.2 Fluidos con 100% aditivo densificante. Después de validar los resultados de los fluidos base agua con una combinación de 60/40 %v/v barita/aditivo no convencional se formularon los fluidos de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg con una concentración de 100% aditivo densificante, partiendo del mismo diseño se realizan las pruebas de laboratorio.

A continuación se presenta los datos obtenidos de las repeticiones de cada propiedad hecha en el laboratorio para tal fin de obtener mayor data que permita sustentar el valor final de cada prueba.

3.2.2.1 Reología. Se realizaron pruebas a los fluidos en un viscosímetro rotacional Fann a una temperatura de 120°F y se dieron lecturas de 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm. Con estas lecturas se determinaron propiedades como: viscosidad plástica, punto cedente, punto cedente a baja velocidad de corte. También se da lectura directa del viscosímetro los esfuerzos de gel presentes en los fluidos.

Como muestra de cálculo se presenta el desarrollo de las diferentes ecuaciones con los valores obtenidos en la prueba 1 realizada al lodo polimérico 100% barita con un peso de 13,4 ppg. Teniendo en cuenta la lectura de 600 rpm y 300 rpm dada por el viscosímetro se empleó la **Ecuación 5** para determinar la viscosidad plástica:

$$PV (Cp) = 97 - 57$$

$$PV (Cp) = 40$$

Para hallar el punto cedente se hizo uso de la **Ecuación 6**, con base a la lectura del viscosímetro a 300 rpm y el valor de la viscosidad plástica hallado previamente.

$$YP (lb/ft^2) = 57 - 40$$

$$YP (lb/ft^2) = 17$$

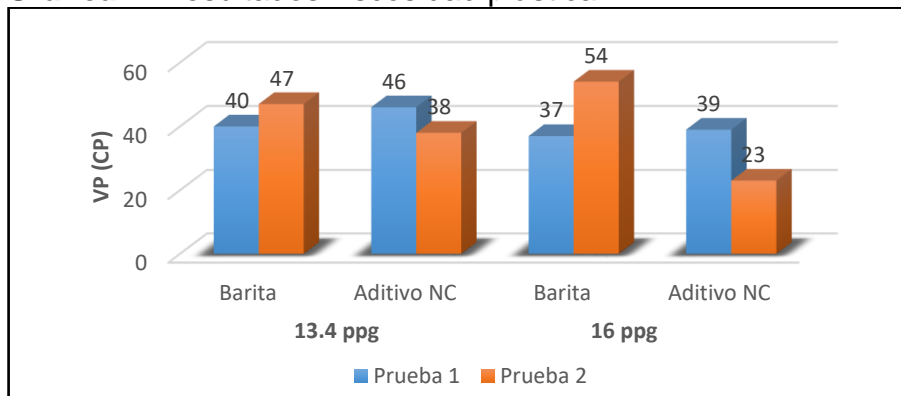
Haciendo uso de la **Ecuación 7**, se determinó el punto cedente a baja velocidad de corte. Este se da a partir de la lectura de 6 rpm y 3 rpm del viscosímetro.

$$LSYP (lb/ft^2) = (2 * 4) - 5$$

$$LSYP (lb/ft^2) = 3$$

En la **Gráfica 4** muestra los resultados obtenidos en cada prueba de la viscosidad plástica para los fluidos de 13.4 ppg y 16 ppg.

Gráfica 4. Resultados viscosidad plástica.



Fuente: elaboración propia.

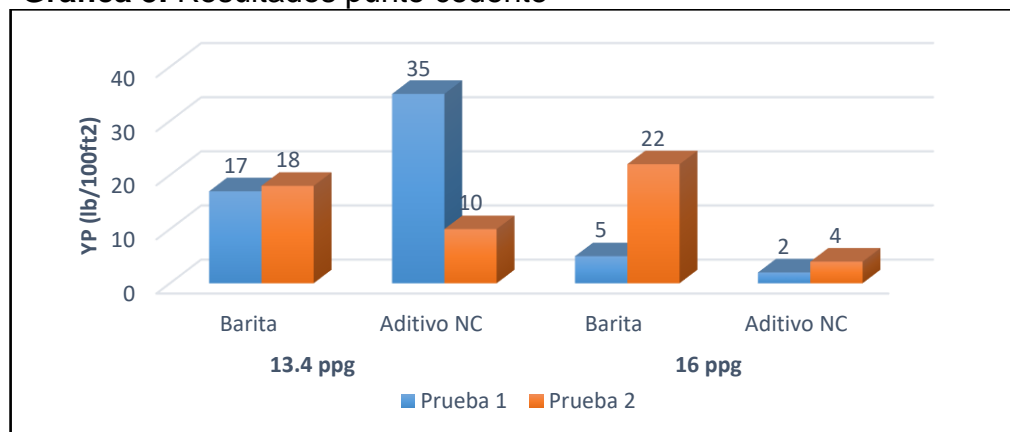
El concepto de viscosidad plástica hace referencia a la fricción mecánica entre los sólidos, por ende, a mayor tamaño y concentración de partícula sólida, mayor fricción se obtendrá del fluido.

En la **Gráfica 4** se puede observar que la viscosidad plástica del fluido de 13.4 ppg con 100% barita en la primera prueba fue de 40 cP y presenta un incremento de 7 cP en la segunda prueba, mientras que la primera prueba del fluido de 16 ppg arroja 37 cP en el segundo intento aumento repentinamente 17 cP. Los fluidos con 100% aditivo no convencional se obtuvo un efecto contrario, en la primera prueba se obtienen datos de 46 cP y 39 cP en los lodos de 13.4 ppg y 16 ppg, disminuyendo en la segunda prueba 8 cP y 16 cP respectivamente. Debido al crecimiento de la concentración de sólidos en el fluido; tales como los densificantes, material de perdida de circulación, el uso de polímeros de cadena larga como: CMC Y el PAC-L creara como efecto una viscosidad alta.

Los efectos anteriormente mencionados hicieron una fuerte afectación al fluido de 20 ppg que no fue posible obtener lecturas de viscosidad plástica para la concentración 100% aditivo no convencional, se intentó ajustar la formulación y/o incluir un nuevo aditivo adelgazante que permitiera disminuir las fricción por el alto contenido de sólido, lo que no fue posible obtener una respuesta positiva por parte del fluido. En cuanto a concentración 100% barita, inicialmente no fue posible obtener lecturas de viscosidad plástica, se realizó ajustes disminuyendo el aditivo de perdida de fluido de 4.5 gr a 2 gr, siendo satisfactorio para lectura de viscosidad plástica con un valor de 85 cP, pero desafortunadamente la prueba de filtrado no fue acorde, luego de varios intentos se adecuo la formulación con las concentraciones mostradas en la **Tabla 16** lo que fue posible obtener un valor de 105 cP.

En la **Gráfica 5** muestra los resultados obtenidos en cada prueba del punto cedente de los fluidos de 13.4 ppg y 16 ppg.

Gráfica 5. Resultados punto cedente



Fuente: elaboración propia.

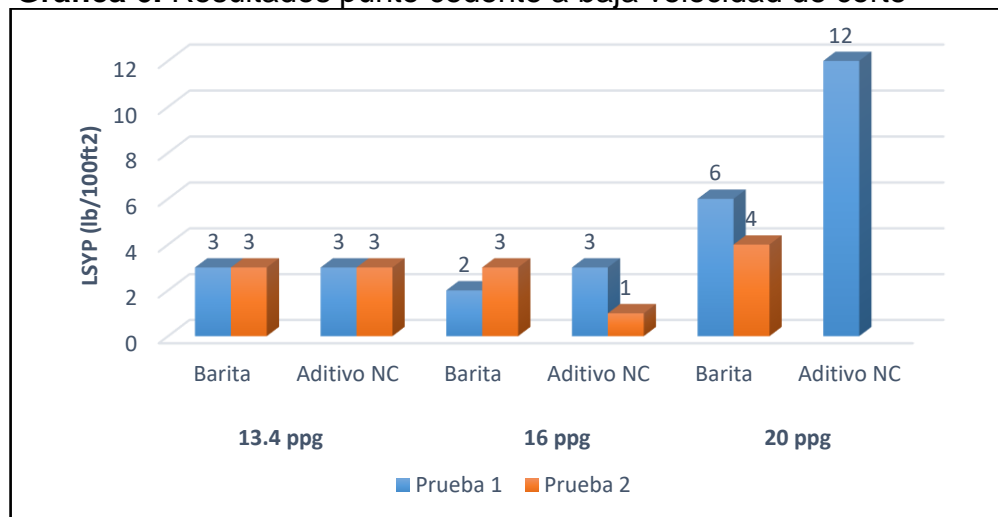
El punto cedente es la fuerza que ayuda a mantener la fluidez una vez que el lodo entra en movimiento, se considera que es el segundo componente de resistencia al flujo de un fluido de perforación.

Los resultados de laboratorio vistos en la **Gráfica 5** del punto cedente, refleja un valor cercano de 17 y 18 lb/100ft² de las dos pruebas a un fluido de 13.4 ppg en la formulación con 100% barita, aunque el fluido de 16 ppg presenta una elevación abrupta de la primera a la segunda prueba de 5 a 22 lb/100ft², en la formulación de este fluido se incluye concentración de cal, aditivo que en ocasiones presenta problemas floculantes lo que puede incidir en la elevación del *yield point* o algún cambio repentino químicamente cuando fueron mezclados los aditivos en el laboratorio. El fluido formulado con 100% densificante no convencional también presenta una caída de 25 lb/100ft² en el lodo de 13.4 ppg mientras que el lodo de 16 ppg no se obtuvo mayor diferencia en las dos pruebas pasando de 2 a 4 lb/100ft².

Los problemas expuestos en la viscosidad plástica para el fluido de 20 ppg se ven reflejados directamente con los valores del yield point, puesto que es una propiedad de lectura a alta velocidad de corte (600 y 300 rpm), o en función de la viscosidad plástica, lo que directamente influye en la obtención de ningún resultado para la formulación 100% aditivo no convencional. La formulación con barita se logra obtener un solo valor, el cual fue de 20 lb/100ft².

Los resultados de punto cedente a baja velocidad de cizallamiento a los fluidos de 13.4 ppg y 16 ppg se consignan en la **Gráfica 6**.

Gráfica 6. Resultados punto cedente a baja velocidad de corte



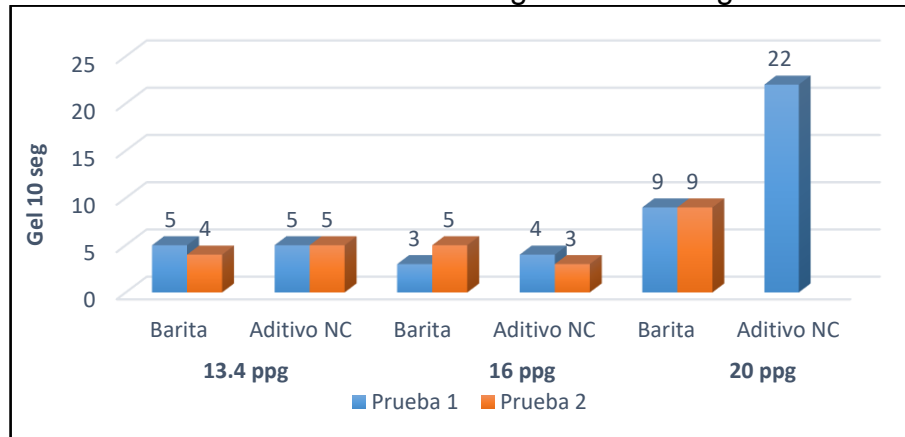
Fuente: elaboración propia.

El punto cedente a baja velocidad de corte es una lectura que presenta valores más cercanos a lo que realmente sucede en el espacio anular, por lo que es medida a una baja tasa, los resultados obtenidos de laboratorio para los fluidos no difieren en

mayor grado como se observa en la **Gráfica 6**. El fluido de 20 ppg con material densificante barita no dio lectura de punto cedente a altas tasas (**Gráfica 5**), pero a una baja tasa se logra obtener lecturas de 6 y 4 lb/100ft² respectivamente, e igualmente sucede con el uso del densificante no convencional aunque para este fluido solo se obtuvo una lectura de 12 lb/100ft² utilizando la única formulación que mejor resultados dio.

En la **Gráfica 7 y 8** se observa los resultados de lectura directa en el viscosímetro rotativo del esfuerzo de gel 10seg/10min de los fluidos 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg.

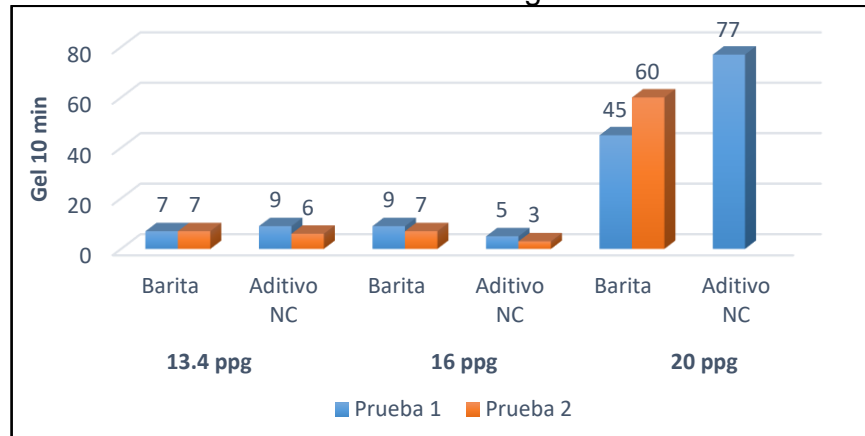
Gráfica 7. Resultados esfuerzo de gel a los 10 segundos.



Fuente: elaboración propia.

La resistencia de gel es el esfuerzo de corte del lodo medido a una velocidad de corte después de que el fluido ha permanecido estático por un tiempo específico (10seg/10min), en la **Gráfica 7** se evidencia los resultados de las pruebas realizadas a los fluidos de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg, transcurrido un tiempo de 10 segundos y en la **Gráfica 8** transcurrido un tiempo de 10 minutos.

Gráfica 8. Resultados esfuerzo de gel a los 10 minutos.



Fuente: elaboración propia.

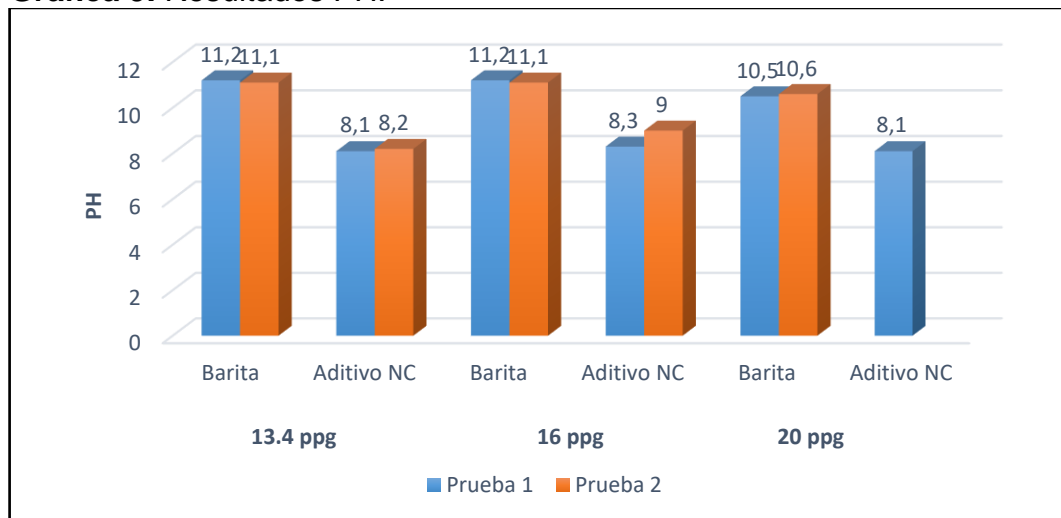
La resistencia de gel mantiene valores muy cercanos obtenidos tanto en la primera prueba como en la segunda, los aditivos poliméricos usados en la formulación de cada fluido permiten mantener valor de geles muy cercanos y no difieran en mayor proporción.

Caso en particular para el fluido de 20 ppg, de acuerdo a la complejidad anteriormente mencionada para el fluido con densificante barita se logra obtener una sola lectura de gel, como se observa en la **Gráfica 8** el valor de gel a los 10 segundos se mantiene constante, todo lo contrario al resultado transcurrido los 10 minutos, inicialmente se obtiene un valor de 45 lb/100ft² y se incrementa a 60 lb/100ft² en la segunda prueba. El fluido con densificante no convencional usando la formulación más cercana que logro emplearse tratando de obtener valores de reología, se logró dar lectura de gel a los 10 seg/10 min dando como resultado 22/77 lb/100ft² respectivamente.

Esta fuerza de geles es uno de los parámetros más importantes del fluido de perforación, porque muestra las habilidades tixotrópicas que presenta el lodo para suspender los ripsos y material pesado que contenga el fluido cuando es detenida la circulación.³¹

La **Gráfica 9** muestra los resultados de PH, lectura directa del PH-metro digital a los fluidos de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg.

Gráfica 9. Resultados PH.



Fuente: elaboración propia.

El valor de PH indica que tan ácido o básico es un fluido de perforación, la mayoría de los fluidos base agua son alcalinos y trabajan con un rango de PH entre 7.5 a 11.5.

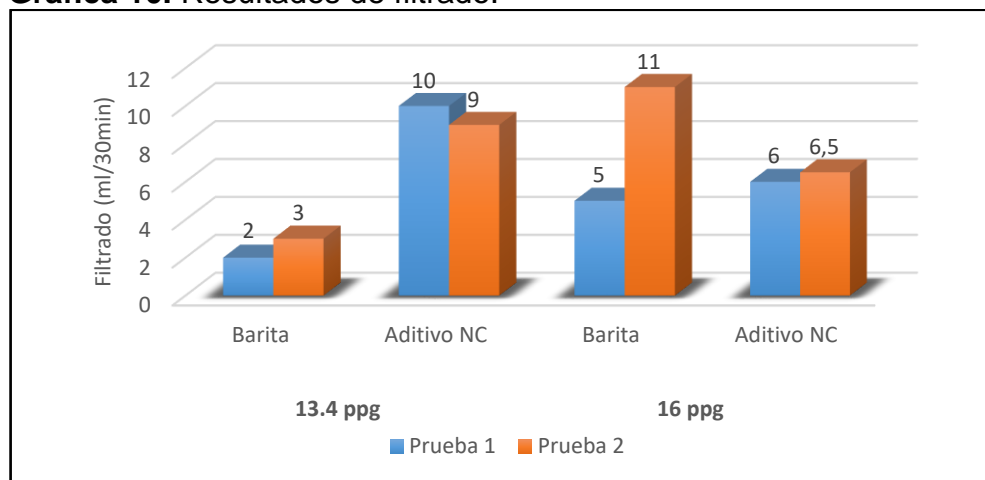
³¹ Solids Control School, Propiedades Fundamentales del Fluido de Perforación. Bogotá. 2018. p 173

Cuando el pH varía de 7.5 a 9.5, el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9.5 a 11.5, es de alto pH. De acuerdo a la **Gráfica 9** los resultados de PH se mantienen cercanos tanto en la primera como en la segunda prueba e indica que el fluido con densificante convencional barita se torna como un lodo de PH alto mientras que el fluido con densificante no convencional se encuentra como un fluido de PH bajo.

3.2.2.2 Filtrado. En un fluido de perforación base agua, la invasión la compone el agua que fluye a través del revoque hacia la formación. Se realiza prueba de filtrado HPHT a los fluidos de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg a temperaturas de 190°F, 170°F y 220°F respectivamente, durante 30 minutos de prueba, posteriormente se realiza el reporte y análisis del revoque.

Los fluidos de 13.4 ppg mostraron consistencia en los resultados obtenidos de ambas pruebas, mientras que el fluido de 16 ppg presento una desviación en los resultados de las pruebas 1 y 2 de 6 ml usando como densificante el mineral barita y se mantuvo el resultado con el aditivo densificante no convencional. En cuanto al fluido de 20 ppg por su alto contenido de solidos no fue posible obtener resultados de filtrado HPHT, debido a que transcurrido un tiempo se perdía toda la fase liquida que componía el fluido dando como errónea la prueba. Los resultados de la prueba se muestran en la **Gráfica 10**.

Gráfica 10. Resultados de filtrado.

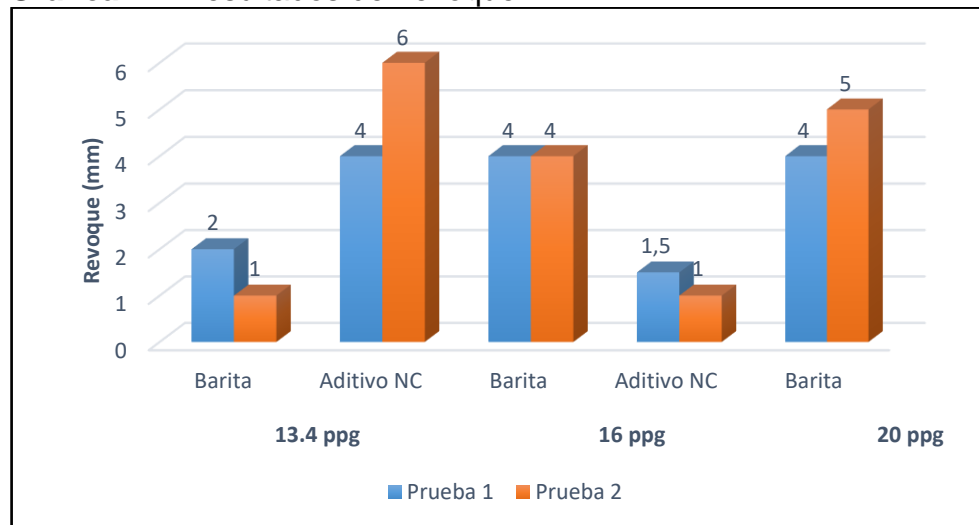


Fuente: elaboración propia.

En el estudio científico se le realiza prueba de filtrado API al fluido de 20 ppg, lo que nos permite evaluar el filtrado del presente estudio bajo estas condiciones, dando resultados más significativos para cada formulación. El fluido con material densificante barita dio como resultado 5 ml de filtrado API en la prueba 1 y aumento 3 ml en la prueba 2, variación que ocurre por la concentración de 0.5 gr de diferencia utilizados en la prueba 1 y 2. El único valor de filtrado API con el uso del material densificante no convencional fue de 13.5 ml.

Una vez culminada la prueba de filtrado se realiza el análisis del revoque a cada fluido como se muestra en la **Gráfica 11**. Donde los fluidos de 13.4 ppg y 16 ppg se obtiene un revoque de la prueba de filtrado HPHT y el fluido de 20 ppg suministra un revoque a partir de la prueba de filtrado API.

Gráfica 11. Resultados del revoque



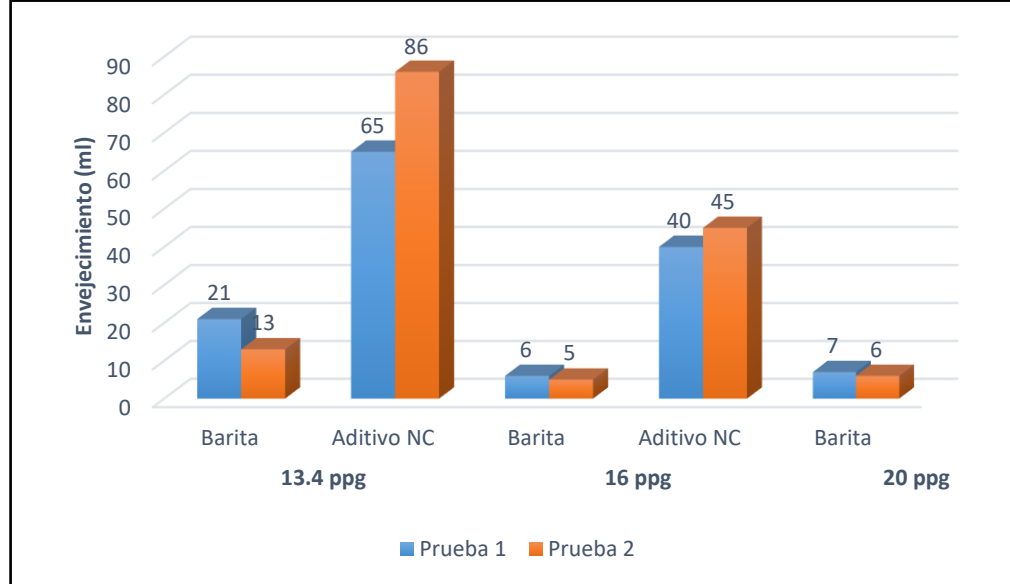
Fuente: elaboración propia.

De igual manera al comportamiento en los resultados del filtrado (**Gráfica 10**), se presenta en los datos arrojados del revoque, siendo variables directamente proporcionales, lo que no muestra mayor cambio de una prueba a la otra, es decir, el filtrado se mantuvo cercano en ambas pruebas.

El filtrado es una de las variables críticas en un fluido de perforación a pesar de que se obtenga excelente resultados de reología, el filtrado puede incurrir en que el fluido no sea apto para correr en pozo. En el presente estudio se obtienen valores un poco altos de filtrado y revoque, debido a que se utilizó un material controlador de filtrado por disminución de la permeabilidad del revoque lo que podría mejorar si se utiliza un controlador que reduzca el filtrado por incremento de la viscosidad de la fase líquida, los valores de PH también incurrieron en el desempeño de la prueba, al no ser PH's deseables para un lodo base polimérico y por efecto los controladores de filtrado no actúan adecuadamente y pierden su consistencia.

3.2.2.3 Envejecimiento estático. Para comprender el comportamiento de la suspensión del material densificante en los fluidos de perforación en condiciones estáticas, los fluidos de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg se laminaron en caliente durante 16 horas a 190°F, 170°F y 220° respectivamente. Después de la exposición de los fluidos a condiciones estáticas, se midió la separación de agua libre superior y los resultados obtenidos se muestran en la **Gráfica 12**.

Gráfica 12. Resultados envejecimiento estático.



Fuente: elaboración propia.

La prueba de rendimiento para la formulación de 13.4 ppg no fue estable en la repetición, en el uso de la barita como densificante en la prueba 1 se obtuvo 21 ml de agua libre y en la prueba 2 disminuyó a 13 ml, la suspensión de sólidos y la separación del fluido influye en el rendimiento de los aditivos de gel dentro del fluido, la disposición de los mismos en la preparación del fluido pudo inferir en la desviación, de igual manera se presenta en la formulación con densificante no convencional de 65 ml a 86 ml. La cantidad de fluido separado en los lodos de 16 ppg mantuvo consistencia en una pequeña proporción, los resultados de la prueba 1 y 2 se observa en la **Gráfica 12**.

El uso del densificante convencional barita en el fluido de 20 ppg permitió obtener resultados de envejecimiento estático consistente en la prueba 1 y 2, la pequeña desviación de 1 ml se debe en cierta parte a la diferencia de 0.5 gr de concentración de material controlador de pérdida. El densificante no convencional por sus propiedades una vez preparada la mezcla no fue sometido a envejeciendo por el alto contenido de sólido presente y la baja cantidad de fase continua.

Luego de analizar los datos de la prueba 1 y 2 de los fluidos base agua de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg, en la siguiente tabla se consigna un resultado promedio ponderado aritmético de cada lodo como resultado final.

Tabla 17. Resultados promedio fluido de perforación de 13.4 ppg.

| Fluido de perforación de 13.4 ppg | | | |
|-----------------------------------|--|------------------|------------------|
| Propiedad | Combinación 60/40% barita/aditivo NC laboratorio | 100% Barita | 100% Aditivo NC |
| | | Promedio pruebas | Promedio pruebas |
| PV (cP) | 32 | 44 | 42 |
| YP (lb/100ft ²) | 21 | 18 | 23 |
| LSYP (lb/100ft ²) | 3 | 3 | 3 |
| Gel 10 seg | 3 | 5 | 5 |
| Gel 10 min | 8 | 7 | 8 |
| PH | 8,7 | 11.1 | 8,15 |
| Filtrado HPHT (ml/30min) | 14 | 9 | 10 |
| Revoque (mm) | 1.5 | 1.5 | 5 |
| Envejecimiento (ml) | 25 | 17 | 75 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 18. Resultados promedio fluido de perforación de 16 ppg.

| Fluido de perforación de 16 ppg | | | |
|---------------------------------|--|------------------|------------------|
| Propiedad | Combinación 60/40% barita/aditivo NC laboratorio | 100% Barita | 100% Aditivo NC |
| | | Promedio pruebas | Promedio pruebas |
| PV (cP) | 33 | 46 | 31 |
| YP (lb/100ft ²) | 7 | 14 | 3 |
| LSYP (lb/100ft ²) | 2 | 3 | 2 |
| Gel 10 seg | 3 | 4 | 4 |
| Gel 10 min | 4 | 8 | 4 |
| PH | 9.2 | 11.15 | 8.65 |
| Filtrado HPHT (ml/30min) | 10 | 8 | 6.25 |
| Revoque (mm) | 3 | 4 | 1.25 |
| Envejecimiento (ml) | 0 | 5.5 | 42.5 |

Fuente: elaboración propia.

Tabla 19. Resultados promedio fluido de perforación de 20 ppg.

| Fluido de perforación de 20 ppg | | | |
|---------------------------------|--|------------------|------------------|
| Propiedad | Combinación 60/40% barita/aditivo NC laboratorio | 100% Barita | 100% Aditivo NC |
| | | Promedio pruebas | Promedio pruebas |
| PV (cP) | 90 | 105 | - |
| YP (lb/100ft ²) | 25 | 20 | - |
| LSYP (lb/100ft ²) | 3 | 5 | 12 |
| Gel 10 seg | 5 | 9 | 22 |
| Gel 10 min | 15 | 53 | 77 |
| PH | 9.5 | 10.55 | 8.1 |
| Filtrado HPHT (ml/30min) | 10.5 | - | - |
| Filtrado API (ml/30min) | 3 | 7 | 13.5 |
| Revoque (mm) | 3 | 5 | - |
| Envejecimiento (ml) | 21.5 | 6.5 | - |

Fuente: elaboración propia.

3.2.2.4 Químicas. Se evaluaron las propiedades químicas que corresponden a: alcalinidad del filtrado, cloruros y dureza total para cada uno de los dos lodos poliméricos formulados: lodo base con 100% barita y lodo con 100% aditivo no convencional a densidades de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg. Vale la pena aclarar que estas pruebas químicas no serán un patrón de referencia de validación en este estudio.

Las muestras de cálculo desarrolladas para cada una de las propiedades estimadas se realizan con los resultados obtenidos en la prueba 2 del lodo polimérico 100% barita con un peso de 13,4 ppg.

- **Alcalinidad de filtrado (Pf):** a la muestra de filtrado (1ml) se le adicionó el indicador de fenolftaleína hasta obtener un color rosado, posteriormente se tituló gota a gota con Ácido Sulfúrico (H_2SO_4) 0.02 N hasta que se observó el respectivo cambio de color, finalmente se registraron los mililitros de ácido usados.

$$Pf = ml \text{ de } (H_2SO_4)0.02 N = 0,3$$

- **Alcalinidad de filtrado (Mf):** mediante el uso de esta ecuación 8 se determinó la alcalinidad del filtrado mf, teniendo en cuenta los valores hallados previamente para la alcalinidad de filtrado pf.

$$mf, (ml) = 0,3 + 0,1$$

$$mf, (ml) = 0,4$$

Las concentraciones másicas de iones hidroxilo, carbonato y bicarbonato se determinaron a partir de los valores hallados anteriormente de Pf y Mf según la **Tabla 6**, que para este caso se tiene:

- Concentración $OH^- = 340 (2Pf - Mf) = 340 ((2*0,3)-0,4) = 68$
- Concentración $CO_3^{2-} = 1200 (2Pf - Mf) = 1200((2*0,3)-0,4) = 240$
- Concentración $HCO_3^- = 0$

- **Cloruros:** aplicando la ecuación 9, teniendo en cuenta los mililitros gastados de Nitrato de Plata se calcula la concentración de cloruro se para cada fluido.

$$Ccl = 1000 * 0,5/3$$

$$Ccl = 166,66$$

- **Dureza total:** mediante la ecuación 10 se realizó el cálculo de la dureza total, de acuerdo a la cantidad de mililitros de EDTA gastados en la prueba.

$$Ca + Mg = 400 * 1,2/3$$

$$Ca + Mg = 160$$

Se presentan a continuación las tablas y gráficas con los datos obtenidos en cada una de las pruebas químicas expuestas anteriormente para cada uno de los fluidos de perforación.

En la **Tabla 20, 22 y 24** se observan los datos obtenidos de las pruebas de laboratorio de los fluidos con barita y aditivo NC de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg respectivamente.

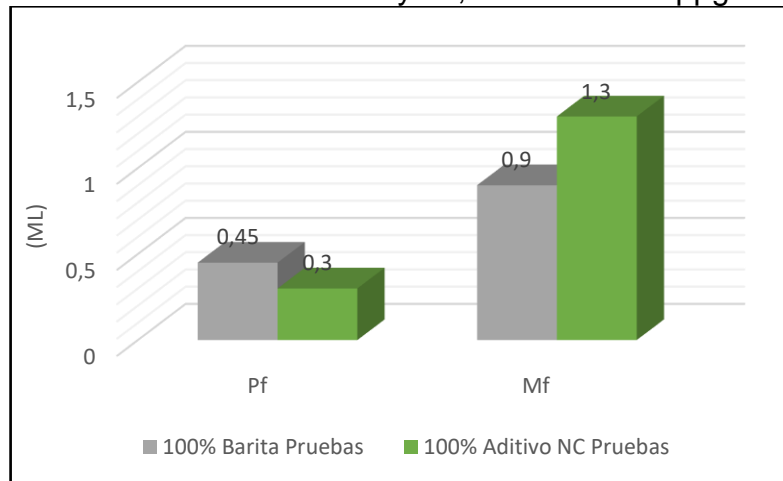
Tabla 20. Propiedades químicas fluido de perforación de 13.4 ppg

| Fluido de perforación de 13.4 ppg | | | | |
|-----------------------------------|-------------|----------|-----------------|----------|
| Propiedad | 100% Barita | | 100% Aditivo NC | |
| | Prueba 1 | Prueba 2 | Prueba 1 | Prueba 2 |
| Pf (ml) | 0,6 | 0,3 | 0,6 | 0 |
| Mf (ml) | 1,1 | 0,7 | 0,8 | 1,8 |
| Cloruros (mg/l) | - | 166,7 | 666,7 | 500 |
| Dureza (mg/l) | 80 | 106,7 | 160 | 280 |

Fuente: elaboración propia.

La alcalinidad (**Gráfica 13**), los cloruros y la dureza total (**Gráfica 14**) del fluido de 13.4 ppg con barita y aditivo NC luego de realizar un promedio ponderado aritmético de los resultados obtenidos en laboratorio, se llega a un resultado final.

Gráfica 13. Alcalinidad Pf y Mf, fluido de 13.4 ppg



Fuente: elaboración propia.

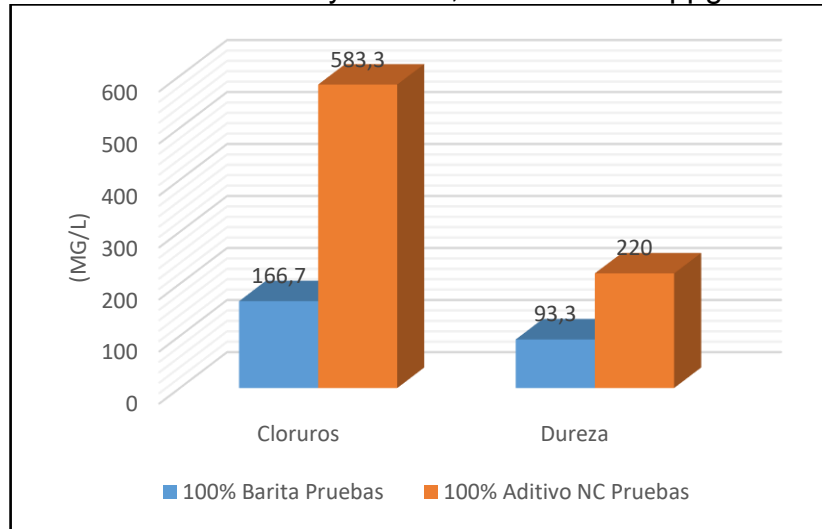
Las concentraciones másicas de iones hidroxilo, carbonato y bicarbonato se pueden estimar a partir de Pf y Mf como se muestra a continuación:

Tabla 21. Iones hidroxilo, carbonatos y bicarbonatos fluido de 13.4 ppg.

| Concentración (mg/l) | Barita | Aditivo NC |
|----------------------|----------|------------|
| | 2Pf = Mf | |
| OH- | 0 | 0 |
| CO ₃ -2 | 540 | 360 |
| HCO ₃ | 0 | Error |

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 14. Cloruros y dureza, fluido de 13.4 ppg



Fuente: elaboración propia.

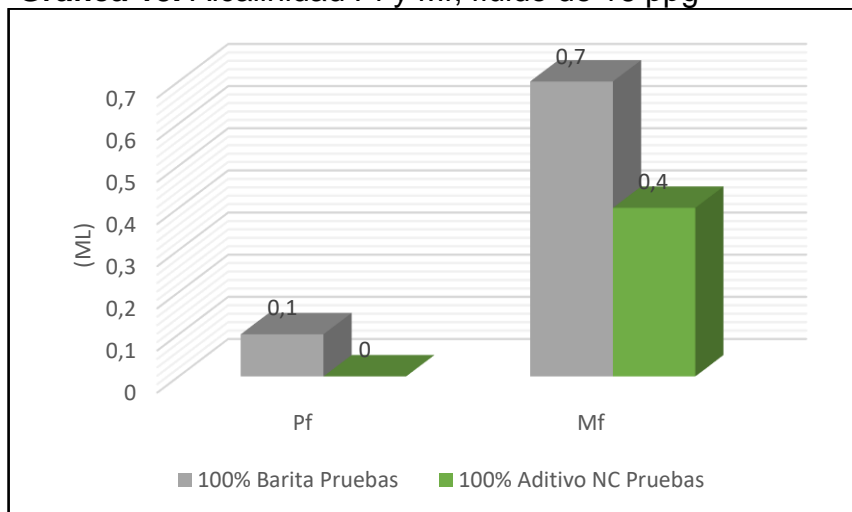
Tabla 22. Propiedades químicas fluido de perforación de 16 ppg.

| Fluido de perforación de 16 ppg | | | | |
|---------------------------------|-------------|----------|-----------------|----------|
| Propiedad | 100% Barita | | 100% Aditivo NC | |
| | Prueba 1 | Prueba 2 | Prueba 1 | Prueba 2 |
| Pf (ml) | 0 | 0,2 | 0 | 0 |
| Mf (ml) | 0,6 | 0,8 | 0,4 | 0,4 |
| Cloruros (mg/l) | 100 | 83,3 | 133,3 | 100 |
| Dureza (mg/l) | 40 | 26,7 | 266,7 | 80 |

Fuente: elaboración propia.

La alcalinidad (**Gráfica 15**), los cloruros y la dureza total (**Gráfica 16**) del fluido de 16 ppg con barita y aditivo NC luego de realizar un promedio ponderado aritmético de los resultados obtenidos en laboratorio, se llega a un resultado final.

Gráfica 15. Alcalinidad Pf y Mf, fluido de 16 ppg



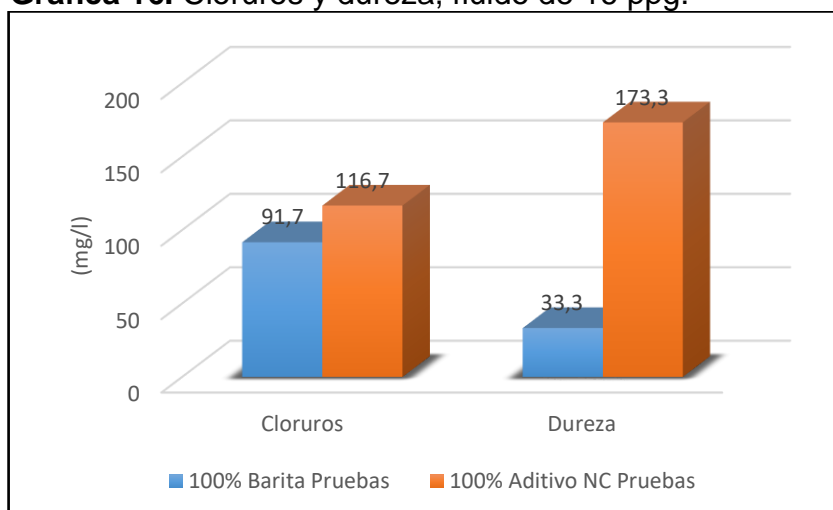
Fuente: elaboración propia.

Tabla 23. Iones hidroxilo, carbonatos y bicarbonatos fluido de 16 ppg.

| Concentración (mg/l) | Barita | Aditivo NC |
|----------------------|--------|------------|
| OH- | 0 | 0 |
| CO ₃ -2 | 120 | 0 |
| HCO ₃ | Error | 854 |

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 16. Cloruros y dureza, fluido de 16 ppg.



Fuente: elaboración propia.

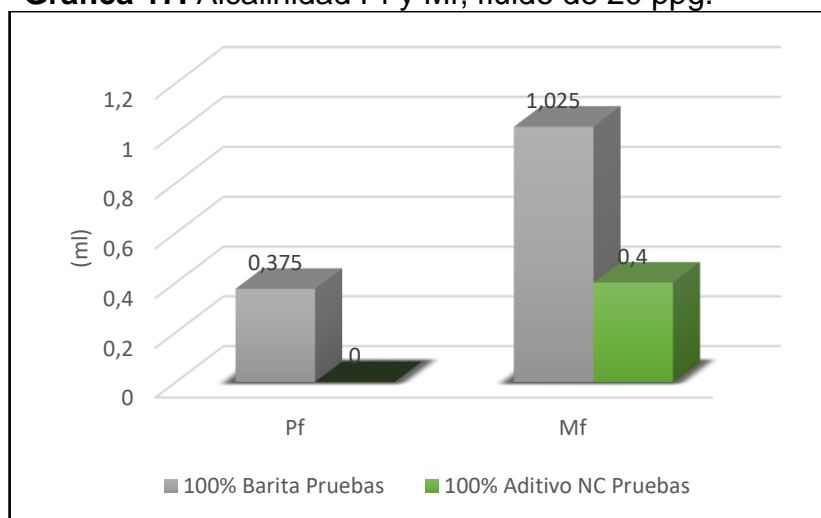
Tabla 24. Propiedades químicas fluido de perforación de 20 ppg.

| Fluido de perforación de 20 ppg | | | | |
|---------------------------------|-------------|----------|-----------------|----------|
| Propiedad | 100% Barita | | 100% Aditivo NC | |
| | Prueba 1 | Prueba 2 | Prueba 1 | Prueba 2 |
| Pf (ml) | 0,35 | 0,4 | 0 | - |
| Mf (ml) | 0,85 | 1,2 | 0,4 | - |
| Cloruros (mg/l) | 83,3 | 83,3 | 100 | - |
| Dureza (mg/l) | 133,3 | 146,7 | 146,7 | - |

Fuente: elaboración propia.

La alcalinidad (**Gráfica 17**), los cloruros y la dureza total (**Gráfica 18**) del fluido de 20 ppg con barita y aditivo NC luego de realizar un promedio ponderado aritmético de los resultados obtenidos en laboratorio, se llega a un resultado final.

Gráfica 17. Alcalinidad Pf y Mf, fluido de 20 ppg.



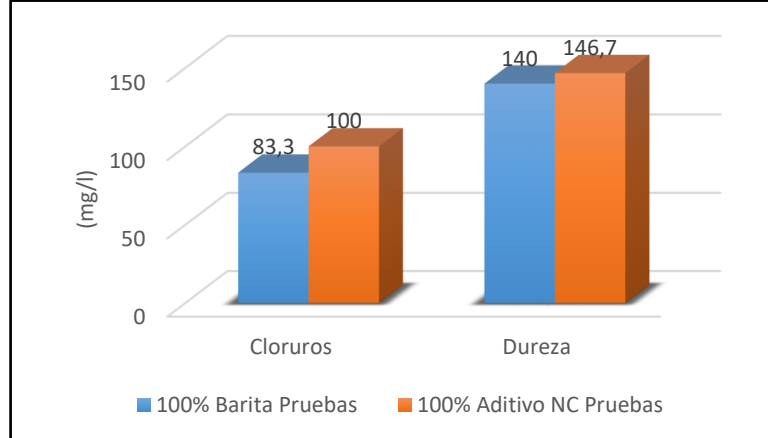
Fuente: elaboración propia

Tabla 25. Iones hidroxilo, carbonatos y bicarbonatos fluido de 20 ppg.

| Concentración (mg/l) | Barita | Aditivo NC |
|----------------------|--------|------------|
| OH- | 0 | 0 |
| CO ₃ -2 | 0.75 | 0 |
| HCO ₃ | Error | 854 |

Fuente: elaboración propia.

Gráfica 18. Cloruros y dureza, fluido de 20 ppg



Fuente: elaboración propia.

La alcalinidad derivada de los iones hidroxilo (OH^-) por lo general no traen efectos negativos en el sistema, a diferencia de la alcalinidad proveniente de carbonatos y/o bicarbonatos, los cuales pueden incidir de manera negativa y generar efectos adversos en el comportamiento de los fluidos de perforación. En el estudio se evidencia que el lodo polimérico formulado con 100% densificante no convencional presenta para los pesos de 16 y 20 ppg un valor superior en carbonatos y bicarbonatos, que en el lodo polimérico con 100% barita.

Los lodos con problemas de carbonatos y bicarbonatos exhiben altas viscosidades y resistencias de gel, además la pérdida de filtrado puede aumentar, como lo manifiesta Rodrigo Leguizamo y Daniel Leguizamo²³

El lodo polimérico diseñado con una formulación de 100% aditivo mineral densificante no convencional, presenta para cada uno de los pesos trabajados un índice de cloruros y dureza mayor que el lodo polimérico donde se empleó 100% barita. Controlar la concentración de cloruros es de suma importancia en cualquier lodo de perforación, teniendo en cuenta que al aumentar la salinidad, la solubilidad de las sales y algunos aditivos por lo general también incrementan, provocando precipitaciones, afectan de manera directa las propiedades reológicas de los fluidos base agua causando problemas como la floculación.

El alto índice de dureza en el fluido de perforación con 100% aditivo mineral densificante no convencional se correlaciona con problemas asociados en algunas propiedades físicas, así como lo expone como lo expone Rodrigo Leguizamo y Daniel Leguizamo³² en su libro Propiedades Fundamentales del Fluido de Perforación, al afirmar que un alto contenido de dureza total en un fluido de perforación puede traer como consecuencia que la construcción del revoque sea

^{23, 32} Solids Control School, Propiedades Fundamentales del Fluido de Perforación. Bogotá. 2018. p 291.

deficiente (grueso y blando), se genere alta pérdida de filtrado, y poca efectividad de los polímeros adicionales.

3.3 RENDIMIENTO ENTRE BARITA Y ADITIVO NO CONVENCIONAL

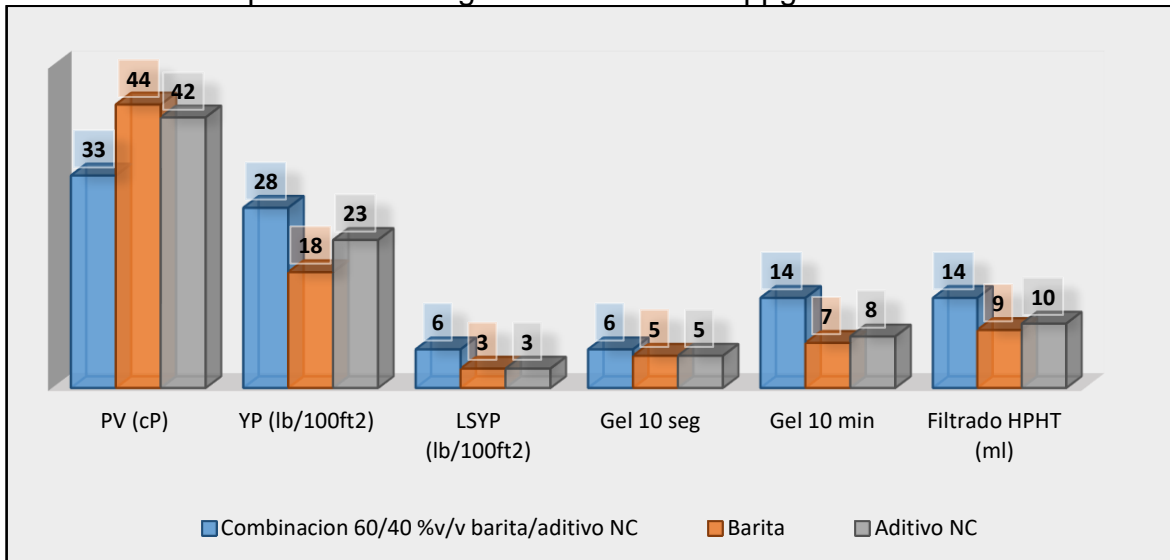
El desempeño de un aditivo no convencional debe satisfacer las necesidades previstas en la operación de perforación de un pozo, con el objetivo de calificar su buen funcionamiento en comparación con el aditivo convencional barita. Este capítulo permite realizar un análisis más detallado de los resultados obtenidos en el laboratorio, con el fin de validar el objetivo general del presente proyecto que busca estudiar la viabilidad de un aditivo no convencional en una concentración 100% dentro de un fluido de perforación base agua.

Una vez revisado los datos obtenidos en el paper científico “High density drilling fluids for managed pressure drilling”, realizado por Vikrant Wagle; Abdullah S. Al-Yami; Mohammad Aljubran; Hussain Al-Bahrani, se hace la comparación con los resultados de la formulación 100% aditivo densificante obtenidos en el laboratorio, con el fin de evaluar cual aditivo presento el mejor desempeño dentro en los fluidos base agua estudiados.

El rendimiento de los fluidos se determina a partir de las propiedades de viscosidad plástica, punto cedente, esfuerzos de gel, filtrado y envejecimiento estático.

3.3.1 Fluido base agua de 13.4 ppg. Las propiedades reológicas de un fluido de perforación base agua de 13.4 ppg con una combinación de 60/40 %v/v barita/aditivo no convencional de paper científico y fluidos formulados con 100% aditivo densificante se comparan en la **Gráfica 19**.

Gráfica 19. Propiedades reológicas WBM de 13.4 ppg



Fuente: elaboración propia.

Una reducida viscosidad plástica con una yield point elevado permite una limpieza efectiva del hueco con una alta ROP, pero si se presenta solamente una VP baja puede incurrir en el aumento de la energía proporcionada a la broca, ahora si los valores de viscosidad plástica son elevados también presenta una serie de problemas en el pozo, indicando un alto contenido de sólidos, directamente la ECD será mayor, ocurrirá una velocidad de penetración baja. Es necesario llevar un control adecuado de esta propiedad de la mano con valores de punto cedente y esfuerzos de gel adecuados.

Los fluidos con barita y aditivo NC de 13.4 ppg dieron un PV de 44 lb/100ft² y 42 lb/100ft², YP con buenos valores de 18lb/100ft² y 23 lb/100ft² y un LSYP bajo de 3 lb/100ft² respectivamente, los valores de YP y LSYP de los fluidos garantizan buena limpieza y transporte de cortes en el pozo. El comportamiento reológico de fluidos con barita y aditivo NC presentan similitud visto en la **Grafica 19** con el fluido combinado entre barita y aditivo NC.

Las lecturas de gel de 10seg/10min en un fluido de perforación son deseables cuando la relación no es tan amplia lo que se denomina como gel plano e implica en operaciones de bombeo del lodo un esfuerzo menor de las bombas luego de permanecer el fluido estático por un tiempo. El esfuerzo de gel debe ser lo suficientemente baja en la mayoría de los casos, aunque cuando exista un valor de viscosidad alto, es necesario incrementar el valor de gel que permita mantener en mayor suspensión los recortes cuando el fluido se encuentre estático.³³ Los fluidos estudiados presentan un comportamiento similar en los esfuerzos de gel 10seg/10min de 3 lb/100ft² aproximadamente, resultados bajos en comparación con el fluido combinado de barita y aditivo NC.

La pérdida de fluido por un tiempo determinado, la formación del revoque y el asentamiento del material solido son parámetros importantes que se requieren de un control estricto independientemente si las propiedades reológicas dan un buen resultado. Los resultados vistos en la **Gráfica 19** indican que los fluidos estudiados mejoran las pérdidas en 5 y 4 ml respectivamente, sin embargo en los análisis del espesor de revoque, el aditivo NC tiene un espesor de revoque de 4 mm más grueso que el de la barita. Según Rodrigo Leguizamo y Daniel Leguizamo³⁴ un alto contenido de dureza total en un fluido de perforación puede conllevar a que la construcción del revoque sea deficiente (grueso y blando), caso dado en el fluido con aditivo NC al tener valores altos de dureza total.

Según lo visto en la **Gráfica 19** estos resultados mostraron que los fluidos con barita y aditivo NC tiene buenas propiedades reológicas en referencia al fluido con combinación de barita y aditivo NC del paper científico y que mejoran las pérdidas

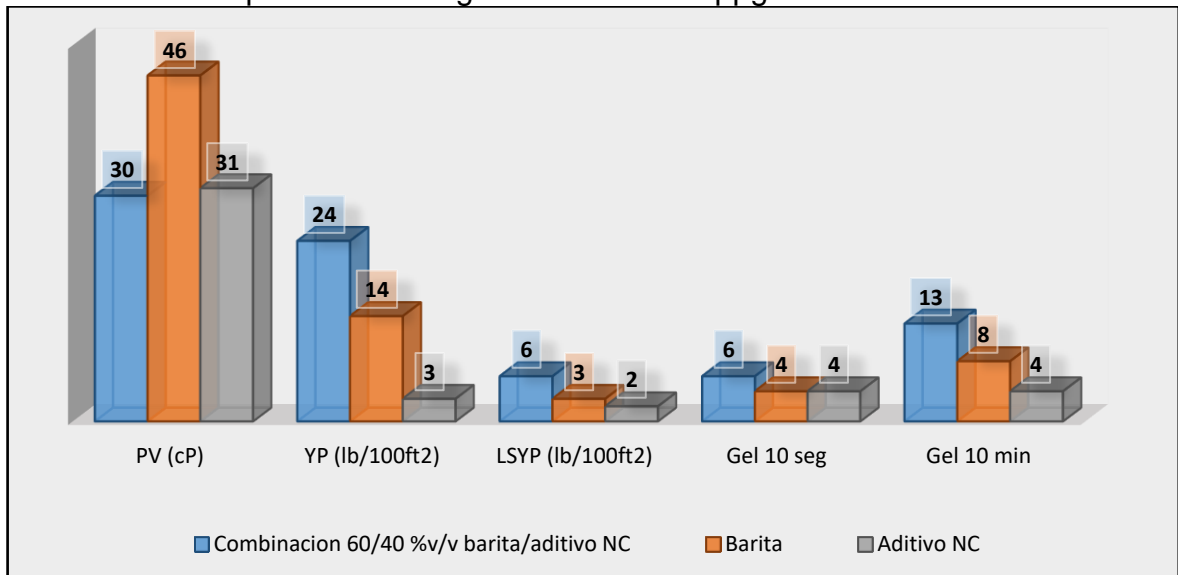
³³ Solids Control School, Propiedades Fundamentales del Fluido de Perforación. Bogotá. 2018. p 173

³⁴ Solids Control School, Propiedades Fundamentales del Fluido de Perforación. Bogotá. 2018. p 291.

de fluido en gran proporción, aunque los análisis del revoque salen desfavorables para el fluido con aditivo NC. La propiedad de envejecimiento estático no será referenciada al no tener resultados del estudio científico, sin embargo se corrieron pruebas a los fluidos del presente estudio, luego de 16 horas sometido a alta temperatura dio como resultado la separación de agua en 17 ml y 75 ml a los fluidos con barita y aditivo NC respectivamente, siendo desfavorable para el fluido con aditivo NC.

3.3.2 Fluido base agua de 16 ppg. Las propiedades reológicas de los fluidos con barita y aditivo NC de 16 ppg se comparan con las propiedades del fluido combinado con barita y aditivo NC del estudio científico, datos que se verán en la **Gráfica 20**.

Gráfica 20. Propiedades reológicas WBM de 16 ppg

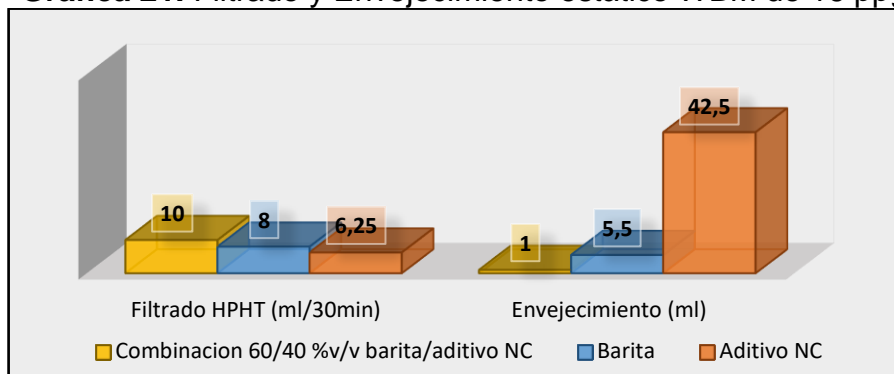


Fuente: elaboración propia.

El fluido de 16 ppg con aditivo no convencional dio una PV de 31 cP y valores bajos de YP y LSYP de 3 lb/100ft² y 2 lb/100ft² respectivamente, mientras que el fluido con barita dio mayor PV de 46 cP y un buen YP y LSYP de 14 lb/100ft² y 3 lb/100ft², lo que garantiza una carga mayor de sólidos y mejor limpieza del agujero. El comportamiento reológico del fluido con barita se asemeja mucho mejor que el fluido con aditivo NC a los resultados de la formulación combinada de barita y aditivo NC observados en la **Gráfica 20**. El mejor comportamiento de resistencia de gel lo tiene el fluido con aditivo NC al mostrar consistencia en el valor de 10seg/10min. Estos resultados mostraron que de manera similar al fluido de 13.4 ppg los fluidos con 100% aditivo densificante tiene buenas propiedades reológicas.

Los resultados de filtrado y envejecimiento estático para un fluido base agua de 16 ppg se presentan en la **Gráfica 21**.

Gráfica 21. Filtrado y Envejecimiento estático WBM de 16 ppg.



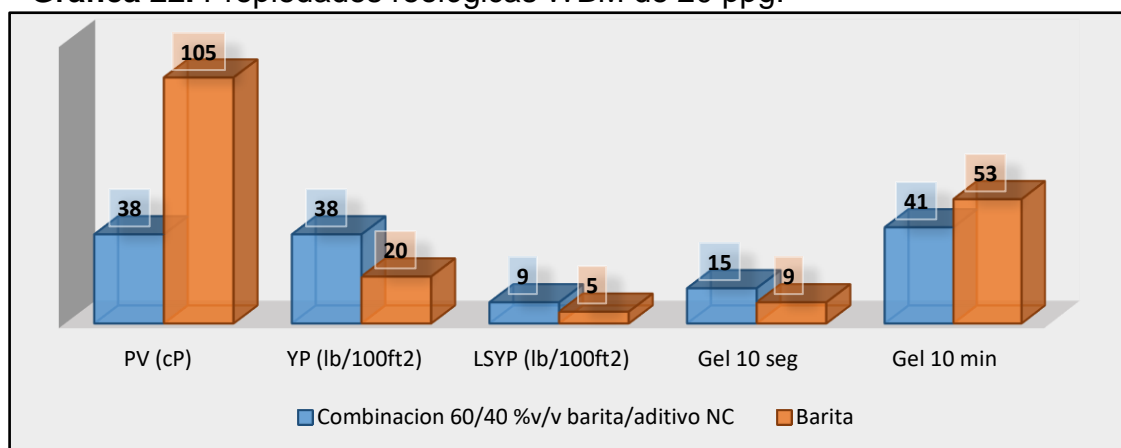
Fuente: elaboración propia.

Hubo mejor control de filtrado de los fluidos con barita y aditivo NC al fluido combinado con barita y aditivo NC como se muestra en la **Gráfica 21**. Los tres fluidos se comportan de manera eficiente en el control de filtrado y formación de revoque, pero el fluido a base de aditivo no convencional muestra mejor rendimiento.

Los resultados de envejecimiento estático no son favorables al fluido con aditivo NC al ser sometido a altas temperaturas, baja consistencia perdiendo 42.5 ml de fase continua provocando un asentamiento en gran proporción de material densificante. El fluido con barita tiene valores bajos de agua separada cercanos al fluido combinado con barita/aditivo NC del estudio base visto en la **Gráfica 21**, indica mayor desempeño a altas temperaturas.

3.3.2 Fluido base agua de 20 ppg. Las propiedades reológicas de los fluidos con barita y aditivo NC de 20 ppg obtenidos en el laboratorio se comparan con las propiedades del fluido combinado con barita y aditivo NC del estudio científico, datos que estarán referenciados en la **Gráfica 22**.

Gráfica 22. Propiedades reológicas WBM de 20 ppg.



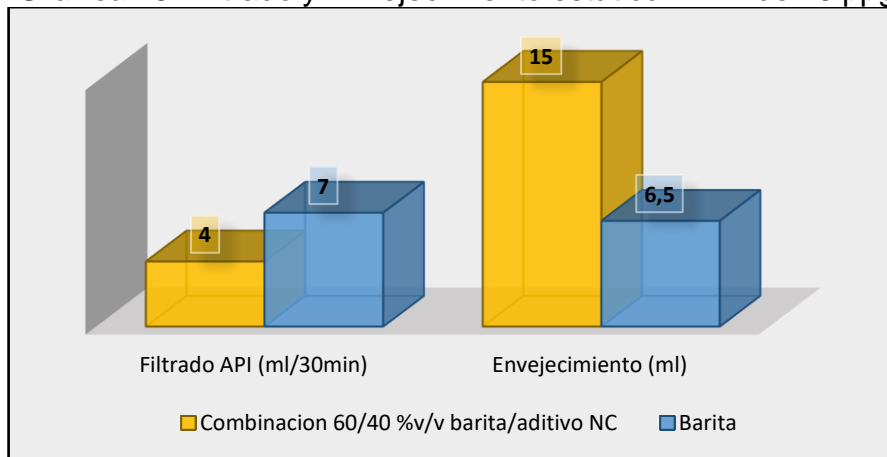
Fuente: elaboración propia.

Inicialmente el fluido de 20 ppg con aditivo no convencional no fue estable a las condiciones de peso y temperatura por la alta cantidad de sólidos presentes en el fluido, luego de varios ensayos por querer mejorarlo no se logró un resultado exitoso. La gravedad específica obtenida de laboratorio del aditivo NC utilizado en este proyecto no es recomendable para la formulación de un fluido de perforación base agua de 20 ppg.

Aunque el fluido con barita presento problemas similares, la cantidad de sólido agregado fue menor al del fluido con aditivo NC, permitiendo ajustar y obtener resultados medianamente cercanos al fluido con combinación de barita y aditivo NC.

El fluido con barita dio un PV de 90 cP con YP y LSYP de 20 lb/100ft² y 5 lb/100ft², la resistencia de gel dio un comportamiento progresivo por lo que no es deseable, aunque son acordes por el valor alto de viscosidad plástica como se ve en la **Gráfica 22**. Los resultados de filtrado API y envejecimiento estático para un fluido base agua de 20ppg se presentan en la **Gráfica 23**.

Gráfica 23. Filtrado y Envejecimiento estático WBM de 20 ppg.



Fuente: elaboración propia.

Los resultados de filtrado API en el fluido con barita dio 7 ml pasado los 30 minutos de prueba perdiendo 3 ml más en comparación con el fluido con combinación de barita y aditivo NC, aunque obtuvo una separación de agua menor en la prueba de envejecimiento estático, lo que indica una mayor resistencia de la barita a altas condiciones de temperatura.

Se intentó realizar la prueba de filtrado API al fluido con aditivo no convencional arrojando un valor de 13.5 ml de filtrado, pero al revisar el revoque había perdido toda la fase líquida de la mezcla quedando todo el sólido dentro de la celda. La formulación con 100% barita a pesar de las propiedades reológicas obtuvo buenos valores de filtrado y envejecimiento como se muestra en la **Gráfica 23**.

4. CONCLUSIONES

- La evaluación del desempeño del aditivo mineral densificante no convencional en un fluido de perforación base agua mediante las pruebas de laboratorio realizadas, permite establecer que es viable su uso.
- El aditivo no convencional tiene una densidad de 3.8 gr/cc, menor a la densidad de la barita convencional (4.2 gr/cc), lo cual afecta directamente el aumento en la cantidad de sólidos dentro del fluido de perforación.
- Los aditivos seleccionados en el estudio para cumplir según lo especificado en la formulación del paper científico, cumplieron de manera satisfactoria su función permitiendo evaluar el aditivo NC mediante resultados de laboratorio favorables.
- Los fluidos formulados con barita tienen buena resistencia a altas condiciones de temperatura, mostrando buenos resultados de filtrado HPHT y envejecimiento estático.
- En la formulación de los fluidos de perforación de 13.4 ppg, 16 ppg y 20 ppg usando como agente densificante la barita, los fluidos presentan valores de PH entre 10.5-11.5, mientras que al utilizar el aditivo NC tiene valores entre 8-9, no recomendable para el desempeño de un lodo polimérico. Se evidencia que el aditivo NC es bastante ácido en comparación con la barita.
- Los fluidos de perforación a base del aditivo densificante NC tiene valores altos de Carbonatos y bicarbonatos, alto índice de cloruros y dureza. A partir de los análisis químicos se refleja los problemas asociados de algunos fluidos en las propiedades de reología, filtrado y envejecimiento estático.
- El aditivo NC y la barita empleados como agentes de peso en los fluidos objeto de estudio presentaron un valor óptimo de YP en los fluidos de 13.4 ppg y 20 ppg los cuales obtuvieron un valor de 20 a 25 lb/100ft², demostrando así una buena capacidad de limpieza en el agujero, mientras que para el fluido de 16 ppg arrojó valores bajos.
- Los tres fluidos presentaron un comportamiento de gel plano, comportamiento deseable en las operaciones de perforación.
- El desempeño de los fluidos de 13.4 ppg y 16 ppg bajo la formulación 100% aditivo NC presenta alto rendimiento respecto a las propiedades reológicas, pero bajo en cuanto a filtrado y envejecimiento, al igual que los fluidos con 100 % barita con la diferencia que estos se comportaron de una manera más estable en pérdida de filtrado y envejecimiento estático.

- Los fluidos con formulación 60/40 %v/v barita/aditivo NC y los fluidos con 100% barita presentan el mejor comportamiento en la formación de revoque en comparación al fluido con 100% aditivo NC, esto debido al alto contenido de sólidos y dureza.
- La composición del fluido con aditivo NC es inestable a temperaturas de 170°F, 190°F y 220°F ocasionando ineficiencia en los efectos poliméricos y permitiendo una separación significativa de las fases, generando asentamiento del material sólido densificante.

5. RECOMENDACIONES

- Realizar la caracterización físico-química presentada en esta investigación a un lodo de perforación base aceite, con el fin de evaluar el comportamiento del aditivo mineral densificante no convencional y establecer si es aplicable en este medio.
- Someter el estudio presentado a pruebas de campo, incluyendo en la formulación los aditivos que lo ameriten según las condiciones a las que se someta el fluido, a fin de determinar si a gran escala el aditivo densificante no convencional sigue el mismo comportamiento o si se alteran sus propiedades.
- Verificar la disponibilidad en el mercado del aditivo densificante no convencional antes de emprender cualquier proyecto, dado que en Colombia se adquiere para usos totalmente diferentes y no es fácil acceder a su compra cuando se requieren pocas cantidades.
- Desarrollar las pruebas trabajadas en esta investigación manejando estrictamente las condiciones de presión y temperatura trabajadas en el paper científico High density drilling fluids for managed pressure drilling Vikrant Wagle; Abdullah S. Al-Yami; Mohammad Aljubran; Hussain Al-Bahrani, Saudi Aramco, (2018) SPE-192248-MS”, para poder comparar el comportamiento del aditivo mineral no convencional a estas condiciones y evaluar la compatibilidad de las formulaciones.
- Evaluar el uso de otro aditivo controlador de filtrado y otro agente viscosificador en la formulación dada para los fluidos de perforación con pesos de 13,4 ppg y 16 ppg. Lo anterior con el fin de mejorar los resultados obtenidos en la valoración de las propiedades físicas, garantizando principalmente el aumento en la viscosidad de la fase líquida y la disminución del filtrado.
- Efectuar la prueba de filtrado a condiciones dinámicas para evaluar el comportamiento del fluido bajo estas condiciones.
- Desarrollar un estudio que permita establecer la viabilidad económica del uso del aditivo no convencional objeto de estudio para cada uno de los fluidos de perforación evaluados, y realizar una comparación con respecto a los fluidos formulados 100% barita y/o combinación barita/aditivo no convencional a fin de establecer la formulación más rentable según los requerimientos de la operación.
- Realizar la validación de los fluidos de perforación base agua para la formulación 100% aditivo no convencional a temperatura de formación para conocer su comportamiento a condiciones de yacimiento.

- Validar a diferentes presiones y temperaturas de las diferentes secciones donde se desee perforar para establecer la funcionalidad y efectividad del uso del aditivo densificante no convencional en un fluido de perforación base agua.
- Para estudios afines con el tema, realizar un número mayor de repeticiones experimentales, y evaluar el comportamiento del aditivo mineral densificante no convencional en las diferentes pruebas, haciendo uso de equipos de laboratorio más sofisticados o con un mayor avance tecnológico, esto con el fin de garantizar mayor certeza en los resultados obtenidos.
- Realizar los análisis correspondientes a las pruebas de compatibilidad en los fluidos base agua no analizados en este documento, con el objetivo de asegurar que el aditivo no convencional cumplirá con todos los requerimientos de operación de perforación.

BIBLIOGRAFÍA

CASTILLO PINTO, Carmen Eloina. Evaluación de abrasividad y comportamiento reológico de fluidos base agua densificados con hematita, para perforación de pozos en el área norte de Monagas. [En línea]. Tesis. Universidad de Oriente. Puerto La Cruz: 2009. [Consultado el 20, agosto, 2020]. Disponible en: <https://www.yumpu.com/es/document/read/16927584/universidad-de-oriente-ribibudoeduve-universidad-de->.

GARCÍA, Ana Melisa. MANJARREZ, Fabián Iván. Evaluación técnica de un fluido de perforación base agua utilizando como aditivo nano-partículas de óxido de grafeno a escala de laboratorio para la inhibición de lutitas en los campos castilla y chichimene de Ecopetrol s.a. [En línea]. Tesis. Fundación Universidad de América. Bogotá D.C.: 2017. [Consultado el 25, mayo, 2020]. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6404/1/5121369-2017-2-IP.pdf>.

HALLIBURTON COMPANY, Baroid. Manual de fluidos. [En línea]. Houston, USA: 2000. [Consultado el 20, mayo, 2020]. Disponible en: <https://vdocuments.mx/manual-de-fluidos-de-perforacion-baroid-56290ad17acfb.html>.

HERNÁNDEZ, María Fernanda. MIRANDA, Nelson David. Optimización de los fluidos de perforación base agua utilizados en un campo de crudo pesado en la cuenca de los llanos orientales mediante el uso de nanotecnología. [En línea]. Tesis. Fundación Universidad de América. Bogotá D.C.: 2020. [Consultado el 18, agosto, 2020]. Disponible en: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7818/1/5142082-2020-1-IP.pdf>.

INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Manual de Fluidos de Perforación: Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación. [En línea]. Dallas, Texas: 14, febrero, 2001. [Consultado el 28, septiembre, 2019]. Disponible en: https://www.academia.edu/33533726/MANUAL_DE_FLUIDOS_DE_PERFORACION_API_pdf.

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

LEGUIZAMO, Rodrigo y LEGUIZAMO OCHOA, Daniel R. Propiedades fundamentales del fluido de perforación. 1 ed. Bogotá D.C: Solids Control School. Mayo, 2018, 360 p. ISBN: 978-958-48-3948-0.

NIETO, Luisa Fernanda. ORTEGA, Braulio Alejandro. Evaluación técnico financiera para un proyecto de inyección de polímeros en el bloque rio ariari en la cuenca de los llanos orientales mediante simulación numérica de yacimientos. [En línea]. Tesis. Fundación Universidad de América. Bogotá D.C.: 2016. [Consultado el 15, julio, 2020]. Disponible en: <https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/626>.

PARRA BARROETA. Gustavo Alfonso. Diseño de secuencia de pruebas para la selección de fluidos de perforación en pozos de alta presión y temperatura. [En línea]. Tesis. Universidad Rafael Urdaneta. Maracaibo: 2008. [Consultado el 12, agosto, 2020]. Disponible en: https://www.academia.edu/39821416/DISE%C3%91O_DE_SECUENCIA_DE_PR_UEBAS_PARA_LA_SELECCI%C3%93N_DE.

PDVSA CENTRO INTERNACIONAL DE EDUCACIÓN Y DESARROLLO. Fluidos de perforación. Primera versión. [En línea]. Venezuela: Agosto, 2002. [Consultado el 20, noviembre, 2019]. Disponible en: https://www.academia.edu/20265052/Manual_de_Fluidos_de_Perforacion_PDVSA_CIED.

PRIETO REY, Katerin Maritza. Evaluación de la viabilidad técnico- financiera de las nano partículas de sílice como aditivo para el control del filtrado en el fluido de perforación base agua a nivel laboratorio. [En línea]. Tesis. Fundación Universidad de América. Bogotá D.C.: 2017, [Consultado el 20, julio, 2020]. Disponible en: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/948/1/5062078-2017-1-IP.pdf>.

RUBÍ VILLEGAS, Raúl. La química de los lodos de perforación en ciencias de la tierra. [En línea]. Material didáctico. Universidad Nacional Autónoma. México: 2017, [Consultado el 28. Julio, 2020]. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/14871/La%20Qu%C3%ADmica%20de%20los%20lodos%20de%20perforaci%C3%B3n%20ejemplos%20y%20aplicaciones%20en%20Ciencias%20de%20la%20Tierra.pdf?sequence=1>.

SAUD JUMAH, Al-Foudari; M.S Al-Muhailan; ARUN, Rajagopalan; FAHAD KHALED, Al-Qadhi. Alternate weighting material for high pressured jurassic wells in Kuwait – Case histories of successful K-formate unconventional additive drilling fluids. KOC: 2015. [Consultado el 06, abril, 2020]. Disponible en: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-173056-MS>.

VALENCIA LÓPEZ, Francisco Javier. Propuesta para el manejo y operación de equipo de perforación utilizando lodos en la obtención de hidrocarburos. [En línea]. Tesis. Universidad de sonora. México: 201, [Consultado el 17, agosto, 2020]. Disponible en: <http://www.bidi.uson.mx/TesisIndice.aspx?tesis=22062>.

ANEXOS

**ANEXO A
MATERIAL FOTOGRÁFICO**

REVOQUE FLUIDO DE 16 PPG DEL ESTUDIO CIENTIFICO



Fuente: ESP International. High density drilling fluids for managed pressure drilling.

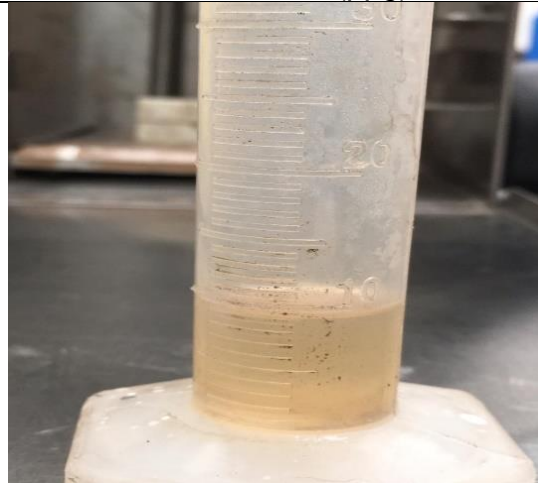
FLUIDO DE 13.4 PPG CON COMBINACION 60/40 %V/V BARITA/ADITIVO NC



Peso de lodo (ppg)



PH



Filtrado (ml/30min)



Revoque

FLUIDO DE 16 PPG CON COMBINACION 60/40 %V/V BARITA/ADITIVO NC



Peso del lodo (ppg)



PH



Revoque



Filtrado (ml/30min)

FLUIDO DE 20 PPG CON COMBINACION 60/40 %V/V BARITA/ADITIVO NC



Peso del lodo (ppg)



PH



Revoque



Envejecimiento estático

FLUIDO DE 13.4 PPG CON 100% BARITA



Peso del lodo (ppg)



PH



Revoque



Envejecimiento estático

FLUIDO DE 16 PPG CON 100% BARITA



Peso del lodo (ppg)



PH



Revoque

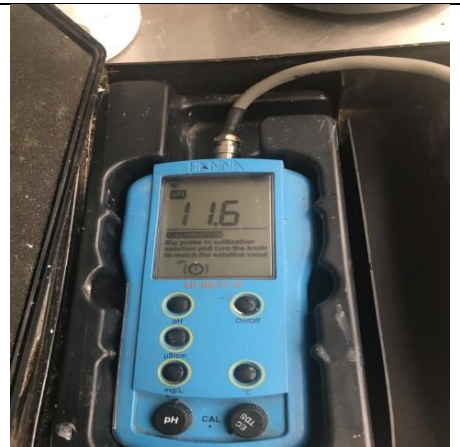


Envejecimiento estático

FLUIDO DE 20 PPG CON 100% BARITA



Peso del lodo (ppg)



PH



Revoque

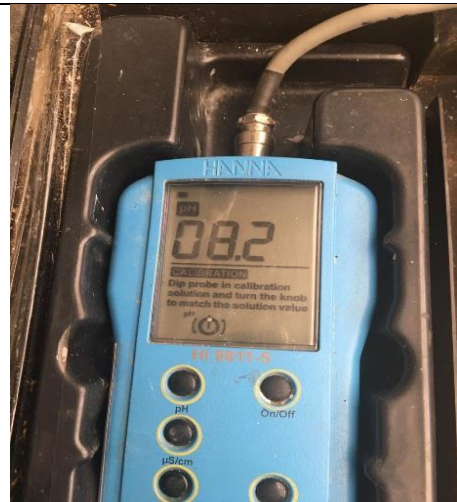


Cantidad barita

FLUIDO DE 13.4 PPG CON 100% ADITIVO NO CONVENCIONAL



Peso del lodo (ppg)



PH

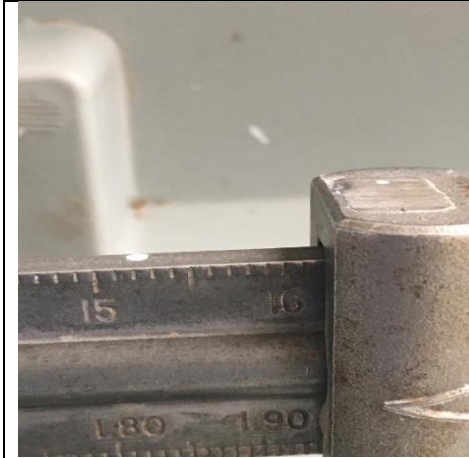


Envejecimiento estático



Revoque y Filtrado (ml/30min)

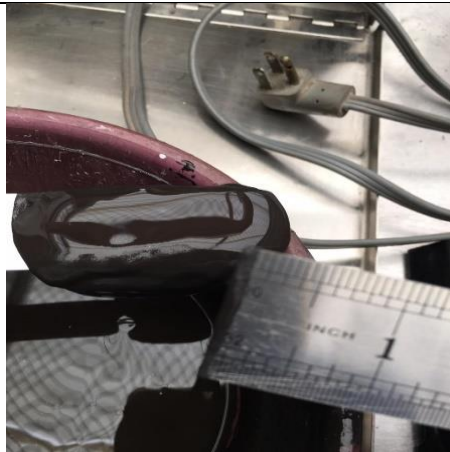
FLUIDO DE 16 PPG CON 100% ADITIVO NO CONVENCIONAL



Peso del lodo (ppg)



PH



Revoque



Filtrado (ml/30min)

FLUIDO DE 20 PPG CON 100% ADITIVO NO CONVENCIONAL



Peso del lodo (ppg)



Revoque



Envejecimiento estático



Mezcla