

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE FLUIDO BASE AGUA “TERRAFORM”
MEDIANTE UN ADECUADO PROCESO DE INHIBICIÓN DE ARCILLAS PARA
LA PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN UMIR EN EL VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA.**

LUIS GERMÁN RUBIO LUGO

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

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE FLUIDO BASE AGUA “TERRAFORM”
MEDIANTE UN ADECUADO PROCESO DE INHIBICIÓN DE ARCILLAS PARA LA
PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN UMIR EN EL VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA.

LUIS GERMÁN RUBIO LUGO

Proyecto Integral de Grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
JUAN CAMILO BOTERO FLOREZ
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Bogotá D.C., Abril de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro.

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional.

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones.

Dra. María Claudia Aponte González

Vicerrector Administrativo y Financiero.

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretaria General.

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Decano de la Facultad de Ingenierías.

Dr. Julio César Fuentes Arismendi

Director Programa Ingeniería de Petróleos.

Dr. 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.

DEDICATORIA

Dedico este Trabajo de Grado y el logro de ser profesional en primer lugar a mis padres, Luis Germán Rubio y Yaneth Lugo, quienes me han apoyado incondicionalmente desde el principio de este camino que finalmente concluyo con gran satisfacción, por cada uno de los valores que han inculcado en mí y hoy me permiten cumplir una meta más en la vida. Dedico también este trabajo de grado a todos y cada uno de los compañeros de Gran Tierra Energy Colombia con quienes tuve la oportunidad de iniciar mi vida profesional y quienes fueron parte fundamental en el desarrollo y conclusión de este proyecto.

A los ingenieros Juan Pablo Lozano y Juan Camilo Botero quienes gracias a la oportunidad que me brindaron de emprender este proyecto y a la confianza que depositaron en mí, pude conocer las operaciones de perforación que se llevan a cabo en un campo petrolero y de esta forma desarrollar con éxito este proyecto.

LUIS GERMÁN RUBIO LUGO

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar me permito agradecer a Dios por guiarme en cada uno de los pasos que he dado a lo largo de mi vida y por darme la fuerza y el entendimiento necesario para culminar mi carrera profesional. Agradezco a mi familia por su apoyo incondicional en cada una de las etapas de mi vida universitaria.

También me permito agradecer a Agradezco especialmente al Ingeniero Germán Bulla y al Ingeniero Juan Camilo Botero, integrantes del equipo de perforación de Gran Tierra Energy Colombia LTD. quienes me apoyaron desde la búsqueda de un tema innovador que me permitiera recolectar información de campo y aplicar los conocimientos adquiridos durante mi práctica empresarial en el departamento de Perforación hasta el desarrollo, implementación y conclusión del presente documento.

LUIS GERMÁN RUBIO LUGO

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	17
INTRODUCCIÓN	19
1. MARCO TEÓRICO	22
1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	22
1.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	22
1.2.1 Remoción de los recortes del pozo	22
1.2.2 Control de las presiones de la formación.	22
1.2.3 Suspensión y descarga de recortes	23
1.2.4 Obturación de formaciones permeables.	23
1.2.5 Mantenimiento de la estabilidad del agujero.	23
1.2.6 Minimización de los daños de formación	23
1.2.7 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la broca y del conjunto de perforación.	23
1.2.8 Transmisión de la energía hidráulica a las diferentes herramientas de fondo y la broca	24
1.3 PROPIEDADES FISICOQUIMICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	24
1.3.1 Densidad.	24
1.3.2 Reología del fluido.	24
1.3.3 Viscosidad API.	24
1.3.4 Filtración.	25
1.3.5 pH.	25
1.3.6 Porcentaje de arena.	25
1.3.7 Porcentaje de líquidos y de sólidos	25
1.3.8 Dureza.	25
1.3.9 Cloruros.	25
1.3.10 Alcalinidad.	25
1.4 QUIMICA DE LAS ARCILLAS	25
1.4.1 Hidratación de las arcillas.	26
2. METODOLOGIA Y DATOS	27
2.1 FORMULACIÓN DEL FLUIDO BASE "TERRAFORM"	28
2.2 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO ORIGINAL AFECTADAS POR LA PRESENCIA DE ARCILLAS	29
2.2.1 Densidad.	30
2.2.2 Viscosidad de embudo.	30
2.2.3 Propiedades reológicas.	31
2.2.4 Filtrado API.	33
2.2.5 Contenido de sólidos y líquidos.	34

2.2.6	Test de azul de Metileno (MBT).	35
2.2.7	Alcalinidad de Fenolftaleína del lodo (Pm).	37
2.2.8	Alcalinidad de Fenolftaleína del filtrado (Pf).	37
2.2.9	Alcalinidad del Metil naranja del filtrado (Mf).	38
2.2.10	pH.	38
2.2.11	Dureza.	39
2.2.12	Cloruros.	40
2.2.13	Hinchamiento Lineal.	42
2.3	PREPARACIÓN DE DIFERENTES MUESTRAS DE FLUIDO INHIBIDO	43
2.4	SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN INHIBIDO ÓPTIMO PARA LA PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN UMIR	44
2.5	IMPLEMENTACION Y PRUEBA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN SELECCIONADO	45
3.	RESULTADOS Y ANALISIS	49
3.1	PROPIEDADES DEL FLUIDO TERRAFORM ORIGINAL	49
3.1.1	Densidad.	49
3.1.2	Viscosidad de embudo.	50
3.1.3	Propiedades Reologicas.	50
3.1.4	Filtrado API.	52
3.1.5	Contenido de sólidos.	53
3.1.6	Test de azul de Metileno.	53
3.1.7	pH.	54
3.1.8	Dureza.	55
3.1.9	Cloruros.	55
3.1.10	Hinchamiento lineal.	56
3.2	PROPIEDADES DEL FLUIDO DE FORMIATO	57
3.2.1	Densidad.	57
3.2.2	Viscosidad de embudo.	58
3.2.3	Propiedades Reologicas.	59
3.2.4	Filtrado API.	60
3.2.5	Contenido de sólidos.	61
3.2.6	Test de azul de Metileno.	61
3.2.7	pH.	62
3.2.8	Dureza.	63
3.2.9	Cloruros.	63
3.2.10	Hinchamiento lineal.	64
3.3	PROPIEDADES DEL FLUIDO NOV GLYCOL GP	65
3.3.1	Densidad.	65
3.3.2	Viscosidad de embudo.	66
3.3.3	Propiedades Reologicas.	67
3.3.4	Filtrado API.	68
3.3.5	Contenido de sólidos.	68
3.3.6	Test de azul de Metileno.	69

3.3.7	pH.	70
3.3.8	Dureza.	70
3.3.9	Cloruros.	71
3.3.10	Hinchamiento lineal.	72
3.4	PROPIEDADES DEL FLUIDO TRAXX BLOCK	72
3.4.1	Densidad.	73
3.4.2	Viscosidad de embudo.	73
3.4.3	Propiedades Reologicas.	74
3.4.4	Filtrado API.	75
3.4.5	Contenido de sólidos.	76
3.4.6	Test de azul de Metileno.	76
3.4.7	pH.	77
3.4.8	Dureza.	78
3.4.9	Cloruros.	78
3.4.10	Hinchamiento lineal.	79
3.5	SELECCIÓN DEL FLUIDO ÓPTIMO	80
3.5.1	Viscosidad de embudo.	80
3.5.2	Propiedades Reologicas.	81
3.5.3	Test de azul de Metileno.	83
3.5.4	Hinchamiento lineal.	84
3.6	RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN	85
4.	CONCLUSIONES	89
5.	RECOMENDACIONES	90
	BIBLIOGRAFÍA	91
	ANEXOS	92

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Diagrama metodológico	27
Figura 2. Densidad	30
Figura 3. Viscosidad de embudo	31
Figura 4. Reología (Viscosímetro de lectura directa)	32
Figura 5. Filtrado API	34
Figura 6. Retorta (Porcentaje de sólidos y líquidos)	35
Figura 7. Test de azul de metileno (MBT)	36
Figura 8. Alcalinidad de Fenolftaleína del lodo (Pm)	37
Figura 9. Alcalinidad de Fenolftaleína del filtrado (Pf)	38
Figura 10. Alcalinidad del Metil naranja del filtrado (Mf)	38
Figura 11. pH	39
Figura 12. Dureza	40
Figura 13. Cloruros	41
Figura 14. Hinchamiento lineal	42
Figura 15. Perfil direccional (Survey) Pozo JGL1	46
Figura 16 Resumen Implementación Traxx Block (Pozo JGL1)	85

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Densidad Fluido Terraform Original	49
Gráfica 2. Viscosidad de embudo Fluido Terraform Original	50
Gráfica 3. Viscosidad Plástica Fluido Terraform Original	51
Gráfica 4. Punto. Cedente Fluido Terraform Original	51
Gráfica 5. Filtrado API Fluido Terraform Original	52
Gráfica 6. Contenido de Sólidos Fluido Terraform Original	53
Gráfica 7. Test de azul de metileno Fluido Terraform Original	54
Gráfica 8. pH Fluido Terraform Original	54
Gráfica 9. Dureza Fluido Terraform Original	55
Gráfica 10. Cloruros Fluido Terraform Original	56
Gráfica 11. Hinchamiento lineal Terraform Original vs Agua	56
Gráfica 12. Densidad Fluido de Formiato	57
Gráfica 13. Viscosidad de embudo Fluido de Formiato	58
Gráfica 14. Viscosidad Plástica Fluido de Formiato	59
Gráfica 15. Punto cedente Fluido de Formiato	60
Gráfica 16. Filtrado API Fluido de Formiato	60
Gráfica 17. Contenido de Sólidos Fluido de Formiato	61
Gráfica 18. Test de azul de metileno Fluido de Formiato	62
Gráfica 19. pH Fluido de Formiato	62
Gráfica 20. Dureza Fluido de Formiato	63
Gráfica 21. Cloruros Fluido de Formiato	64
Gráfica 22. Hinchamiento lineal Fluido de Formiato vs Agua	64
Gráfica 23. Densidad Fluido NOV Glycol GP	65
Gráfica 24. Viscosidad de embudo Fluido NOV Glycol GP	66
Gráfica 25. Viscosidad Plástica Fluido NOV Glycol GP	67
Gráfica 26. Punto cedente Fluido NOV Glycol GP	67
Gráfica 27. Filtrado API Fluido NOV Glycol GP	68
Gráfica 28. Contenido de Sólidos Fluido NOV Glycol GP	69
Gráfica 29. Test de azul de metileno NOV Glycol GP	69
Gráfica 30. pH Fluido NOV Glycol GP	70
Gráfica 31. Dureza Fluido NOV Glycol GP	71
Gráfica 32. Cloruros Fluido NOV Glycol GP	71
Gráfica 33. Hinchamiento lineal Fluido NOV Glycol GP vs Agua	72
Gráfica 34. Densidad Fluido Traxx Block	73
Gráfica 35. Viscosidad de embudo Fluido Traxx Block	73

Gráfica 36. Viscosidad Plástica Fluido Traxx Block	74
Gráfica 37. Punto cedente Fluido Traxx Block	75
Gráfica 38. Filtrado API Fluido Traxx Block	75
Gráfica 39. Contenido de Sólidos Fluido Traxx Block	76
Gráfica 40. Test de azul de metileno Traxx Block	77
Gráfica 41. pH Fluido Traxx Block	77
Gráfica 42. Dureza Fluido Traxx Block	78
Gráfica 43. Cloruros Fluido Traxx Block	79
Gráfica 44. Hinchamiento lineal Fluido Traxx Block vs Agua	79
Gráfica 45. Viscosidad de embudo (Comparación)	80
Gráfica 46. Viscosidad Plástica (Comparación)	81
Gráfica 47. Punto cedente (Comparación)	82
Gráfica 48. Test de azul de metileno (Comparación)	83
Gráfica 49. Hinchamiento lineal (Comparación)	84
Gráfica 50. Comportamiento del MBT (Sección 8 ½")	86
Gráfica 51. Comportamiento de la Densidad (Sección 8 ½")	87
Gráfica 52. Comportamiento Punto cedente (Sección 8 ½")	87
Gráfica 53. Comportamiento Viscosidad Plástica (Sección 8 ½")	88

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Formulación fluido Terraform original	28
Tabla 2. Propiedades típicas del fluido Terraform	29
Tabla 3. Inhibidores propuestos	43
Tabla 4. Detalles del pozo JGL1	45

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Equivalencias de laboratorio de fluidos	28
Ecuación 2. Viscosidad plástica	33
Ecuación 3. Punto cedente	33
Ecuación 4. Calculo de MBT	36
Ecuación 5. Dureza Cálcica	40
Ecuación 6. Cloruros con AgNO ₃ 0.282	41
Ecuación 7. Cloruros con AgNO ₃ 0.0282	41

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Prueba TERRAFORM	93
Anexo B. Prueba FORMIATO	94
Anexo C. Prueba NOV GLYCOL GP	95
Anexo D. Prueba TRAXX BLOCK	96

RESUMEN

Durante la perforación de formaciones arcillosas con un fluido base agua es indispensable que el diseño y la formulación inhibidora del lodo sean adecuados y que sus propiedades respondan de forma óptima al entrar en contacto con la zona problema y de esta manera reducir el impacto causado en las propiedades reológicas y tixotrópicas del fluido . Este impacto negativo en las propiedades del fluido genera inconvenientes operacionales debido al bajo desempeño en el proceso de inhibición de arcillas del fluido base agua evaluado. En este sentido, el objetivo general de este trabajo de grado es optimizar el sistema de fluido base agua "Terraform" para que garantice un adecuado proceso de inhibición de arcillas para la perforación de la Formación Umir. Para el cumplimiento del objetivo se evaluarán diferentes fluidos preparados a base de diferentes inhibidores de arcillas y encapsulante para determinar cuál es la formulación de fluido de perforación que brinda mejor estabilidad al pozo y asegura la limpieza del mismo mediante el encapsulamiento e inhibición de los minerales arcillosos contenidos en Umir. Los fluidos propuestos fueron preparados y caracterizados mediante diferentes pruebas de laboratorio tales como densidad, viscosidad de embudo, reología, filtración, contenido de sólidos y líquidos, prueba de MBT, prueba de hinchamiento lineal, alcalinidad, cloruros, dureza, y pH. Efectivamente con la adición de los inhibidores propuestos se evidencia un mejor desempeño del fluido al entrar en contacto con las arcillas, el fluido con mejores especificaciones fue seleccionado para ser implementado en la perforación de un pozo cuya prognosis contempla 2000ft de Formación Umir con muy buenos resultados operativos, generando una reducción del 100% de las diluciones y un buen flujo de recortes en superficie.

Palabras Clave: Fluido base agua, Inhibición, arcillas, perforación, MBT.

ABSTRACT

During the drilling of clay presence formations with a water-based fluid it is so important that the design and the mud-inhibiting formulation are adequate and that the fluid properties respond optimally when coming into contact with the clay area and thus reduce the negative impact in the rheological and thixotropic properties of the fluid. This impact on the fluid properties can become at operational issues due to the low performance in the clay inhibiting process of the water-based fluid evaluated. In this way, the general objective of this degree project is the "Terraform" water-based fluid system optimization to ensure an adequate clays inhibition process for drilling the Umir Formation. For the fulfillment of the objective, different fluids are prepared based on different clay inhibitors and encapsulants that will be evaluated to determine the formulation of the drilling fluid that provides the best well stability and ensures its cleanliness by encapsulating and inhibiting clay minerals contained in Umir Formation. The proposed fluids were prepared and characterized by different laboratory tests such as density, funnel viscosity, rheology, filtration, solids and liquids content, MBT, linear swelling test, alkalinity, chlorides, hardness, and pH. Was possible to evidence that with the use of the proposed inhibitors, a better performance of the fluid is accomplished when coming into contact with the clays, the fluid with better specifications was selected to be implemented in the drilling of a well whose geological forecast contemplates 2000ft of Umir Formation with very good operational results, generating a 100% reduction in mud dilutions and a good flow of cuts to surface.

Key Words: Water base Mud, inhibition, clays, drilling, MBT.

INTRODUCCIÓN

En la industria del petróleo y gas, entre las operaciones necesarias para poder producir hidrocarburos, aquella que ha ganado mayor reputación e importancia es la perforación de pozos de petróleo, ya que enfoca sus esfuerzos en una comunicación efectiva y segura entre la superficie y el yacimiento tratando de evitar al máximo riesgos operacionales que resulten en sobre tiempos o costos extra para la organización.

Una de las complicaciones operacionales con mayor impacto durante la perforación de un pozo de petróleo se presenta al atravesar formaciones con alto contenido de arcillas debido a la inestabilidad de la formación arcillosa y la interacción roca-fluido (asociado al fluido de perforación base agua), esto debido a que cuando una arcilla reactiva o inestable se pone en contacto con el agua se da lugar a la expansión de su estructura representada en el hinchamiento de la arcilla y su posterior incorporación al sistema lo que genera la disminución del diámetro del hueco perforado y altera negativamente las propiedades reológicas del fluido de perforación.

La mayor parte de los pozos de petróleo se perforan utilizando fluido base agua debido a sus bajos costos de disposición y menor impacto ambiental, por lo que la intención de esta investigación es disminuir al máximo el riesgo operativo durante la perforación de pozos petroleros estratigráficos que en su diseño deban perforar la Formación Umir cuyo contenido de arcillas supera el 78% en composición mineralógica, la cual al contacto con el sistema base agua genera pérdida de las propiedades reológicas y tixotrópicas del fluido de perforación, lo que se ve reflejado en el incremento de los tiempos y costos de operación como fue evidenciado en el pozo TG1, el cual fue perforado con el fluido Terraform Original y en el intervalo en el que se tuvo contacto con las arcillas de la formación Umir se presentó un incremento del MBT a más de 13.5ppb y se redujo la ROP de forma drástica por lo que fue necesario realizar un viaje a superficie para verificar condiciones de la broca, el cual fue perdido ya que esta pérdida de rendimiento fue debida al fluido, fue necesario realizar diluciones periódicas que no fueron suficientes para controlar la reología lo que terminó generando una pega por empaquetamiento debido a la falta de limpieza del hueco lo que resultó en la pérdida del BHA de fondo y cancelación del intervalo exploratorio del proyecto (La Luna) debido a sobrecostos de más del 50% del costo estimado y una sobre ejecución de 40% de tiempo sobre el tiempo planeado.

El hecho de poder controlar la incorporación de arcillas y su interacción con el agua contenida en el sistema "Terraform" mediante la optimización del fluido de perforación, implementando el inhibidor de arcillas óptimo para controlar la interacción roca-fluido en esta Formación, permitirá llevar a cabo una o más campañas de perforación para aprovechar la respectividad de esta zona sin incurrir en costos adicionales.

A lo largo de la curva de aprendizaje de la industria del petróleo y gas en el mundo la perforación se convierte en una de las operaciones de mayor reconocimiento y por ende la operación en la que se invierte la mayor cantidad de recursos aplicados en la optimización de procedimientos y desarrollo de nuevas tecnologías tales como direccional, control de presión, fluidos de perforación, control de sólidos y well control. Aun así, en el caso de los fluidos de perforación el avance tecnológico y optimización ha estado condicionada a la zona en la cual se pretende perforar, la profundidad del pozo y condiciones geológicas y de litología.

Es por eso que aún en la actualidad, las arcillas reactivas siguen siendo una de las complicaciones más difíciles de mitigar durante las operaciones de perforación con lodos base agua, esta interacción ha sido causa de distintos artículos e investigaciones científicas las cuales indican que durante las operaciones de perforación de pozos petroleros, se encuentra grandes cantidades de formaciones del tipo lutítica que contiene generalmente esmectita, illita, clorita y caolinita, que al estar en contacto con el fluido circulante, en la mayoría de las ocasiones promueve la hidratación o dispersión de este tipo de lutitas. Esto genera inestabilidad en las paredes del pozo, lo cual se manifiesta en derrumbes, ensanchamiento del agujero, fricciones, resistencias y se puede llegar hasta la pérdida total del pozo. Para poder reducir este tipo de problemas y minimizar los tiempos y costos que lo anterior genera durante la remediación, es necesario caracterizar las arcillas de las diferentes formaciones que se atravesarán durante la perforación del pozo antes de que los problemas ocurran. Lo anterior, permitirá definir la inhibición necesaria que requieren tener los diferentes fluidos de control en las diferentes etapas del pozo, lo que permite demostrar la importancia de definir el inhibidor de arcillas correcto para el proceso de perforación de una lutita o una formación con alto contenido arcilloso.

El objetivo general de este trabajo de grado es optimizar el sistema de fluido base agua "Terraform" mediante un adecuado proceso de inhibición de arcillas para la perforación de la Formación Umir en el Valle Medio del Magdalena. Los objetivos específicos son:

- Estimar mediante pruebas de laboratorio las propiedades reológicas y tixotrópicas afectadas en el fluido original por la incorporación de arcillas.
- Proponer un sistema de fluidos inhibido modificando el fluido de perforación base agua que se usa actualmente para la perforación de la formación Umir caracterizado mediante pruebas de laboratorio.
- Comparar las propiedades reológicas del fluido original con respecto a los valores obtenidos del fluido inhibido.
- Implementar el fluido de perforación base agua modificado mediante la perforación de un pozo cuya prognosis contemple la perforación de la Formación Umir.

- Evaluar la implementación del fluido de perforación modificado en el proceso de inhibición de arcillas mediante pruebas de laboratorio estáticas y dinámicas en sitio.

Este trabajo de grado se enfoca en comprobar que con la implementación de un fluido de perforación inhibido basado en el fluido de perforación actual se disminuye significativamente el efecto negativo de un fluido base agua en contacto con las arcillas y de esta manera se reducirán costos, tiempos y problemas operacionales causados por la interacción del fluido de perforación usado actualmente para la perforación de la Formación Umir.

1. MARCO TEÓRICO

A continuación se presenta la base teórica y conceptual bajo la cual se desarrolla el presente trabajo de grado.

1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Se define fluido de perforación a una serie de fluidos líquidos y gaseosos y/o mezclas de sólidos en forma de suspensión, mezclas y emulsiones de líquidos, gases y sólidos que son utilizados en operaciones de perforación de pozos. Esta mezcla de elementos líquidos, gaseosos y sólidos busca aportar a la perforación de pozos de petróleo o agua con el fin de conectar las acumulaciones de hidrocarburo en el subsuelo (Yacimiento) con la superficie para permitir su producción, estos fluidos deben tener unas características fisicoquímicas óptimas para que a lo largo de la operación de perforación mantenga sus propiedades.

1.2 FUNCIONES DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Las funciones del fluido de perforación describen cada una de las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, es importante recalcar que algunas de estas funciones no son esenciales en cada pozo ya que cada fluido puede llegar a tener una combinación de propiedades tan variada como cantidad de formaciones exista. Entre las funciones más importantes se encuentran:

1.2.1 Remoción de los recortes del pozo. Los recortes generados debido a la perforación deben ser retirados del pozo a medida que estos son generados por la broca. Por esta razón se hace circular un fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la broca, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular. La remoción de los recortes (limpieza del agujero) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unidos a la Velocidad de Penetración (ROP); de la rotación de la columna de perforación; y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación.

1.2.2 Control de las presiones de la formación. Como se mencionó anteriormente, una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura. La columna de fluido impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un evento de control de pozo. La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del lodo) y de la Profundidad Vertical del pozo (TVD). Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo. Mantener un pozo “bajo

control” se describe frecuentemente como un conjunto de condiciones bajo las cuales ningún fluido de la formación fluye dentro del pozo.

1.2.3 Suspensión y descarga de recortes. Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos. Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir la pega de la tubería o la pérdida de circulación.

1.2.4 Obturación de formaciones permeables. La permeabilidad se refiere a la capacidad de los fluidos de fluir a través de formaciones porosas; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos. Cuando la presión de la columna de lodo es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo. Los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción.

1.2.5 Mantenimiento de la estabilidad del agujero. La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento. Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica). La inestabilidad del pozo suele ser indicada por el derrumbe de la formación, causando condiciones de agujero reducido, puentes y relleno durante las maniobras de perforación.

1.2.6 Minimización de los daños de formación. La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación. Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación. El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo).

1.2.7 Enfriamiento, lubricación y sostenimiento de la broca y del conjunto de perforación. Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la broca y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la broca y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo. La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más

bajas que la temperatura de fondo. Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción. Las brocas, los motores de fondo y los componentes de la columna de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación.

1.2.8 Transmisión de la energía hidráulica a las diferentes herramientas de fondo y la broca. La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la broca. Esta energía también alimenta los motores de fondo que hacen girar la broca y las herramientas de Medición al Perforar (MWD) y Registro al Perforar (LWD). Los programas de hidráulica se basan en el dimensionamiento correcto de las boquillas de la broca para utilizar la potencia disponible (presión o energía) de la bomba de lodo a fin de maximizar la caída de presión en la broca.

1.3 PROPIEDADES FISICOQUIMICAS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Las propiedades tanto físicas como químicas de un fluido de perforación son de gran importancia ya que permiten facilitar la perforación de las diferentes litologías además de interpretar el estado del pozo durante las operaciones relacionadas a la perforación así como pegadas de tubería, arremetidas de pozo, pérdidas de circulación y contaminación por agentes externos al sistema. Así, entre las propiedades más importantes se encuentran

1.3.1 Densidad. La densidad se describe como la resistencia que tiene una sustancia a fluir, es la cantidad de masa que ocupa un volumen, esta propiedad se relaciona con el porcentaje y el peso de los presentes en el fluido. Una de las principales funciones es la de mantener la densidad del lodo estable para contener el o los fluidos en un sitio; este valor no puede ser elevado, ya que podría fracturar la formación y con ello se originarían altas presiones hidrostáticas, idealmente se busca que un fluido de perforación tenga una densidad similar a la del agua buscando con ella altas velocidades de penetración. Las unidades con la que se expresa la densidad en la industria petrolera es la de libras por galón (ppg). La densidad se mide en una balanza de lodos, esta balanza permite conocer además de la densidad, la gravedad específica y el gradiente de presión por cada mil pies.

1.3.2 Reología del fluido. Esta propiedad se encarga de medir la deformación que sufre un fluido de perforación a medida que avanza la operación de perforación, La reología se mide mediante un viscosímetro rotacional.

1.3.3 Viscosidad API. También llamada viscosidad embudo se usa para comparar la fluidez que tiene un líquido con la del agua, se mide mediante un embudo Marsh. Esta medida indica el tiempo que tarda en pasar un cuarto de galón de lodo por el embudo Marsh. Es recomendable evitar altas viscosidades (un rango de viscosidad adecuada oscila entre 40 a 45 segundos) y al realizar la perforación tener una viscosidad API lo más baja posible; el tener un alta viscosidad API puede ser señal de un fluido contaminado.

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

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

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

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

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

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

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

1.4 QUIMICA DE LAS ARCILLAS

Las arcillas son en la mayoría de los casos parte activa del fluido de perforación, debido a esto es necesario estudiar la interacción de los fluidos de perforación base agua con las zonas arcillosas que se perforan pues estas se pueden hinchar. Al hablar de arcillas, se describen distintos tipos de roca o sedimentos compuestos de partículas muy finas las cuales cuentan con un diámetro de 2 micrones (Arcillas y las lutitas) con estructuras complejas, fuertemente cargadas. La atracción entre las cargas de la molécula de agua y los sitios de carga de las laminillas de arcilla resulta en la hidratación de la arcilla.

Las arcillas tienen una fuerte carga negativa en su gran superficie plana y cargas positivas a lo largo de sus bordes finos. El lado de hidrógeno positivo de la molécula de agua es atraído por la gran superficie negativa de la arcilla y formará un enlace de hidrógeno con ésta. Esta adsorción de agua puede tener un espesor de varias capas, esparciendo e hinchando las capas adyacentes de arcilla. El intercambio catiónico (intercambio de cationes con enlaces iónicos) dentro de una arcilla puede desplazar el agua de hidratación y flocular las partículas de arcilla, porque sus enlaces son más fuertes que los enlaces débiles de hidrógeno del agua.

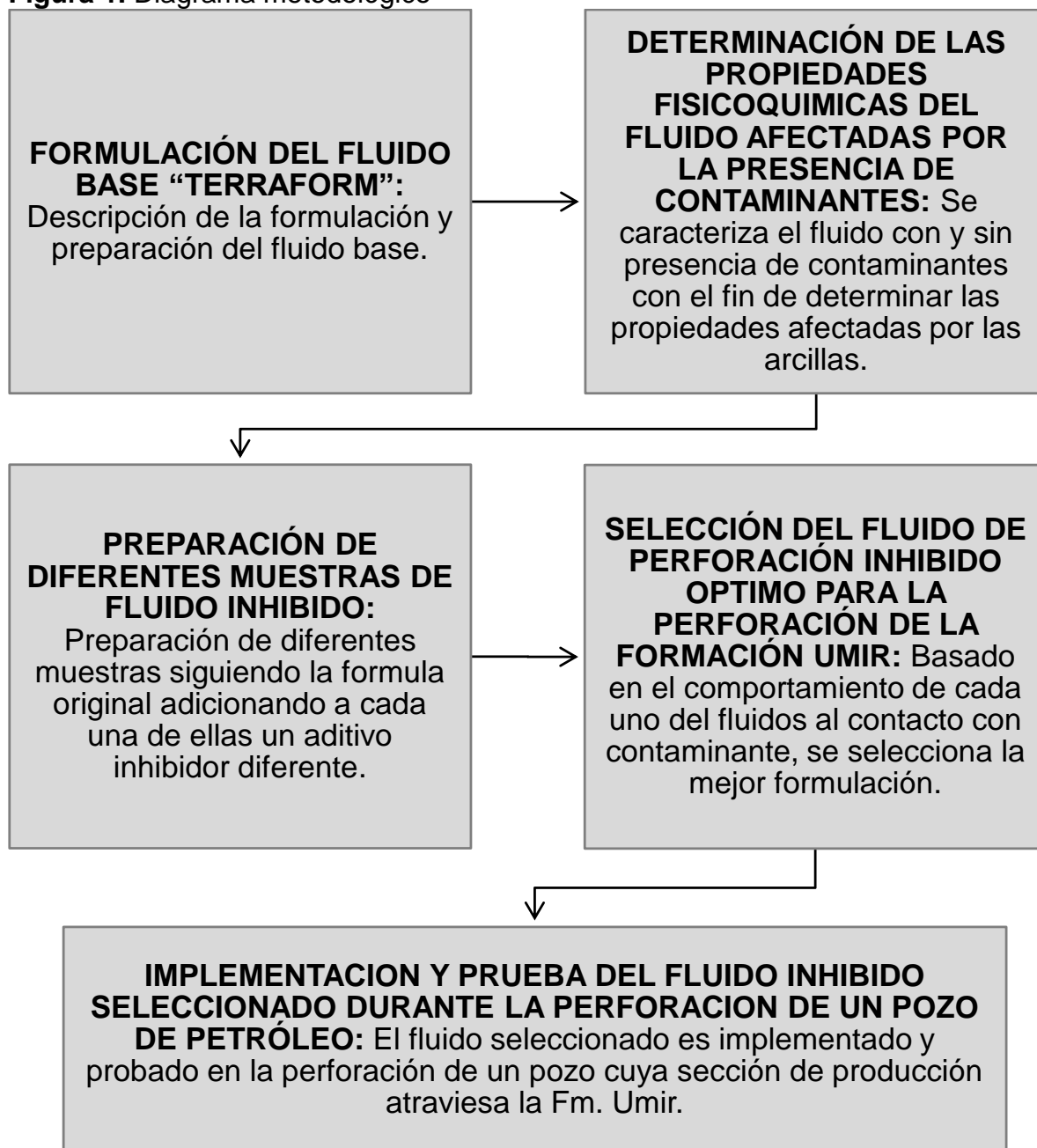
1.4.1 Hidratación de las arcillas. La inestabilidad y el ensanchamiento de un pozo son afectadas por la química del fluido de perforación base agua y su efecto sobre las arcillas aportadas por la formación al perforar intervalos con estas características.

Con normalidad, las arcillas reactivas (Sensibles al agua o altamente hidratables) contienen altas concentraciones de Esmectita ya que este tipo de arcilla tiene una configuración de capas que permite hinchamiento. La hidratación por el agua es una de las causas más importantes de la inestabilidad del pozo. La hidratación puede ocurrir de dos maneras en las lutitas sensibles al agua: adsorción superficial y osmótica. La hidratación superficial ocurre cuando un pequeño volumen de agua se adsorbe fuertemente en las superficies planas de las arcillas, lo cual causa poco ablandamiento o hinchamiento, pero puede producir esfuerzos excesivos si el hinchamiento está confinado. El hinchamiento osmótico ocurre cuando un gran volumen de agua débilmente retenida es atraído por las superficies de arcilla por las fuerzas electrostáticas.

2. METODOLOGIA Y DATOS

Con el fin de cumplir con los objetivos propuestos en este trabajo de grado se lleva a cabo la metodología descrita en el siguiente diagrama:

Figura 1. Diagrama metodológico



Fuente: elaboración propia

2.1 FORMULACIÓN DEL FLUIDO BASE “TERRAFORM”

Se prepara una muestra del fluido base siguiendo la formulación original propuesta e implementada por National Oilwell Varco para la perforación del pozo TG1 la cual se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 1. Formulación fluido Terraform original

PRODUCTO	CONCENTRACION
Agua, bbl	5.0
Soda Cáustica, ppb	0.6
Óxido de Magnesio, ppb	0.6
Cor Check H2S, ppm	100.0
Nov Xan D, ppb	1.0
Aqua-Film W, ppb	3.0
NOV PAC LV, ppb	1.5
NOV Fiber, ppb	5.0
CaCO3 Malla 600, ppb	12.0
CaCO3 Malla 1200, ppb	15.0
CaCO3 Malla 325, ppb	7.0

Fuente: JARA ROMERO, Mario Alberto. Programa de Fluidos JGL-1. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019

La preparación del fluido de perforación base agua se lleva a cabo en la base de National Oilwell Varco situada en el Km 3.4 Autopista Medellín, Centro Empresarial Metropolitano Bodega 56 en Cota, Cundinamarca, Colombia.

Se toma un recipiente plástico con capacidad de dos litros y se procede a preparar 700 ml de fluido, con el fin de determinar las cantidades de cada uno de los productos requeridos para preparar el fluido de utiliza el factor de conversión calculado mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 1. Equivalencias de laboratorio de fluidos

$$\frac{1lb}{1bbl} * \frac{454g}{1lb} * \frac{1bbl}{42gal} * \frac{1gal}{3785ml} = \frac{1bbl}{350ml}$$

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

Se inicia la mezcla de cada uno de los productos que hacen parte de la formulación original del fluido con la ayuda de un agitador mecánico (batidor de laboratorio).

La adición de cada uno de los materiales se debe hacer en el orden en el que se encuentran en la **Tabla 1**, la mezcla se realiza lentamente y no debe detenerse la agitación por ningún motivo hasta que se logre consistencia y homogeneidad en el fluido tras la aplicación de cada uno de los productos. Es de especial cuidado la reacción al momento de mezclar la fibra (NOV Fiber) y el densificante (CaCO₃) ya que estos dos productos, especialmente la fibra deben incorporarse al fluido para que no generen grumos e irregularidades al cuerpo del mismo.

Tras la adición de cada uno de los productos que componen al fluido base y la perfecta homogenización de los mismos se debe caracterizar el fluido mediante pruebas de laboratorio físicas y químicas, las propiedades teóricas del fluido de perforación se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 2. Propiedades típicas del fluido Terraform

PROPIEDADES	MINIMO	MAXIMO
Densidad (lpg)	12	12.2
Viscosidad Embudo (qt/seg)	55	62
Viscosidad Plástica (cP)	10	32
Punto de Cedencia (lbf/100 ft ²)	23	45
Geles (lbf/100 ft ²)	10/11/2013	20/40/54
Filtrado API (cc/30min)	6.5	7.1
Sólidos perforados (%)	0.8	5.3
MBT (lpb)	1.25	12.5
pH	9.8	10.3
Calcio (Ca++) (ppm)	80	120
Cloruros (ppm)	0	20000

Fuente: JARA ROMERO, Mario Alberto. Programa de Fluidos JGL-1. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019

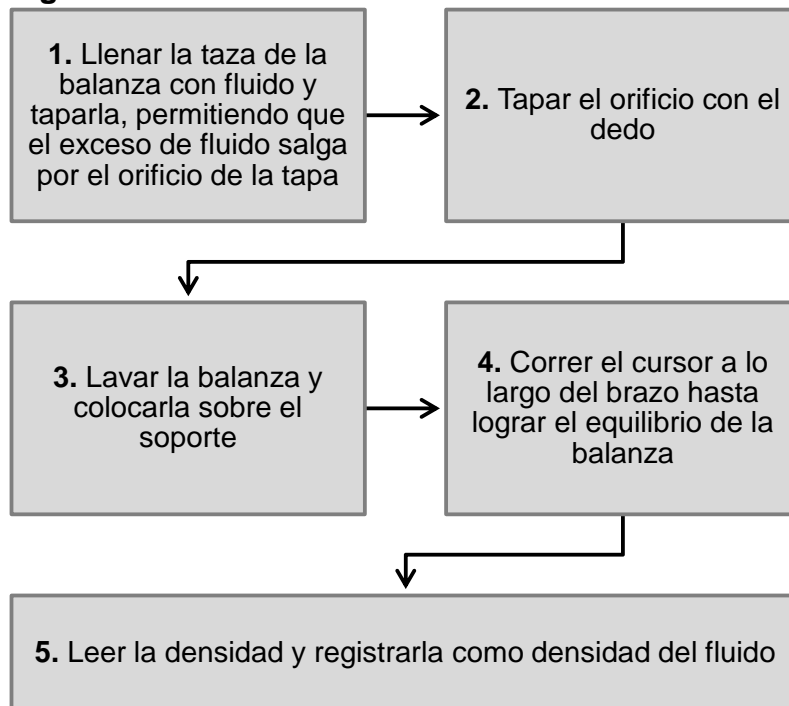
2.2 DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL FLUIDO ORIGINAL AFECTADAS POR LA PRESENCIA DE ARCILLAS

Para determinar las propiedades tanto físicas como químicas del fluido de perforación que son alteradas al contacto con las arcillas de la Formación Umir es necesario conocer las propiedades del fluido antes de incorporarse al sistema activo por lo que se procede a correr todo el set de pruebas de laboratorio (Densidad, viscosidad de embudo, reología, filtración, contenido de sólidos y

líquidos, prueba de MBT, prueba de hinchamiento lineal, alcalinidad, cloruros, dureza, y pH) en un laboratorio especializado de NOV (National Oilwell Varco), contratista de fluidos de perforación para Gran Tierra Energy Colombia para determinar de forma apropiada cada uno de los parámetros del fluido antes y después de ser contaminado. A continuación se describe el procedimiento realizado al fluido de perforación antes de ser contaminado con sólidos contaminantes recolectados de la Formación Umir (Arcillas):

2.2.1 Densidad. Para determinar la densidad del fluido de perforación, en primera instancia debe contarse con una balanza de lodos debidamente calibradas, para esta medición se debe proceder con el procedimiento descrito a continuación:

Figura 2. Densidad

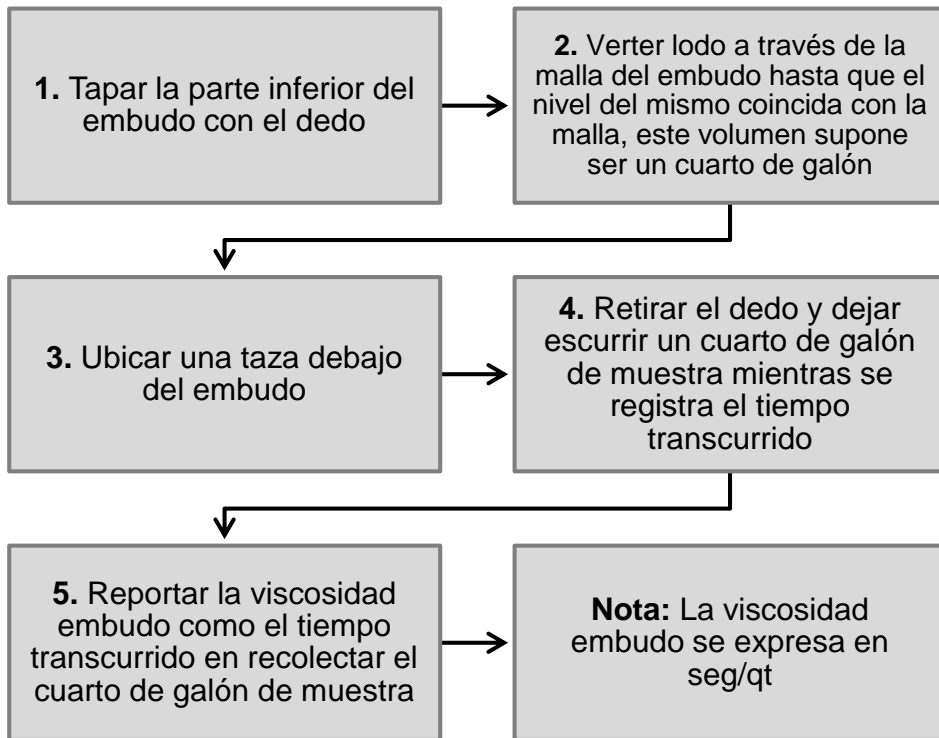


Fuente: elaboración propia, con base en: PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA. Venezuela. 2002.

Con el fin de garantizar la calidad de los datos tomados en el laboratorio, el procedimiento se lleva a cabo tres veces y luego los tres datos obtenidos son promediados.

2.2.2 Viscosidad de embudo. Para realizar la prueba de viscosidad de embudo o viscosidad Marsh se debe seguir el siguiente procedimiento:

Figura 3. Viscosidad de embudo

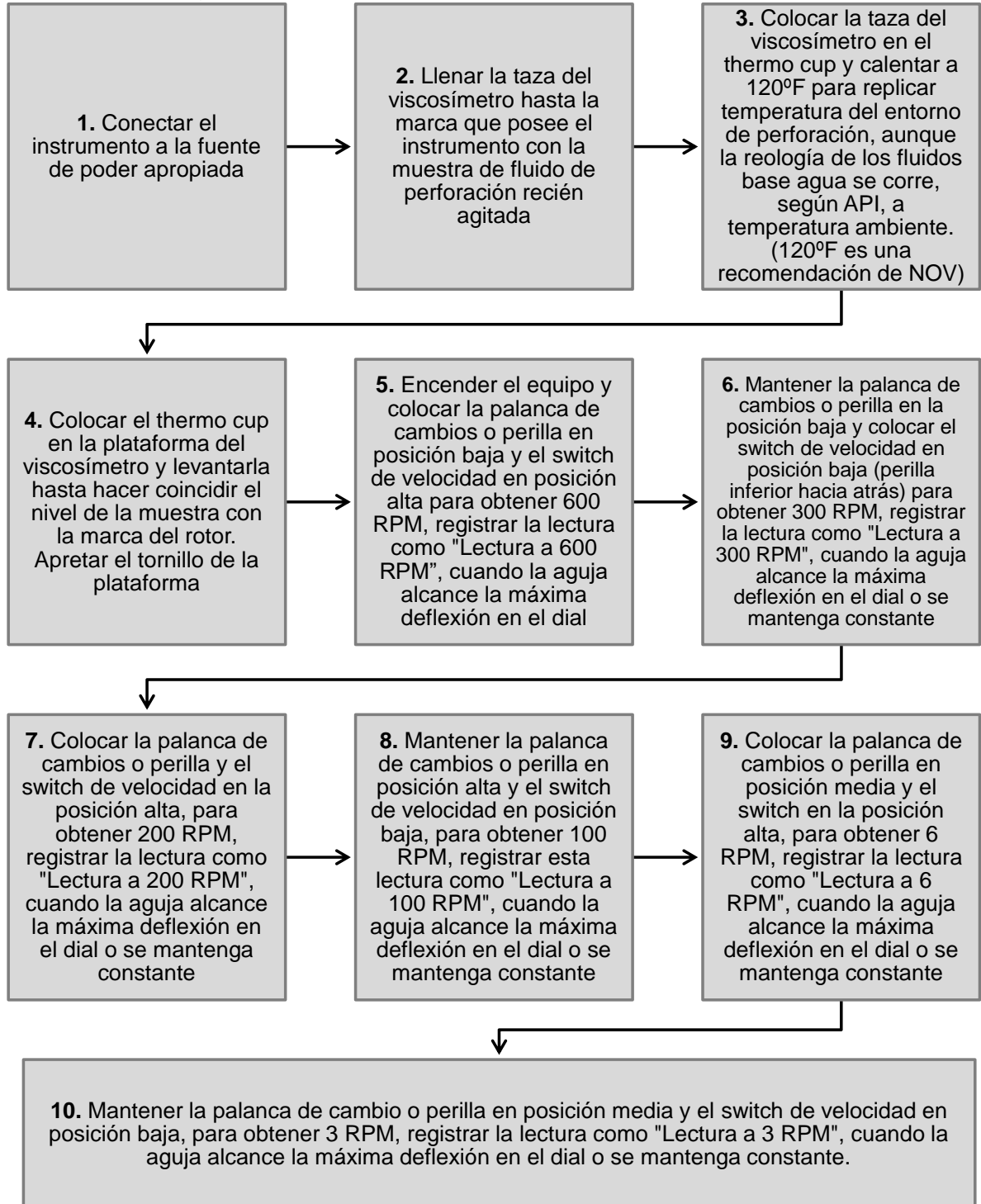


Fuente: elaboración propia, con base en: PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA. Venezuela. 2002.

La viscosidad de embudo registrada durante la prueba es compara normalmente contra el dato teórico de la viscosidad del embudo del agua, el cual corresponde a 48 seg/qt.

2.2.3 Propiedades reológicas. A partir de esta prueba se calculan los datos más relevantes de reología necesarios para el desarrollo del presente trabajo de grado ya que permite determinar el comportamiento tixotrópico del fluido. Para esta prueba se usa el viscosímetro de lectura directa y se sigue el procedimiento descrito a continuación:

Figura 4. Reología (Viscosímetro de lectura directa)



Fuente: elaboración propia, con base en: PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA. Venezuela. 2002.

Los datos medidos directamente del viscosímetro pueden dar una idea general del comportamiento de la reología del fluido, pero los valores representativos de la caracterización deben obtenerse mediante cálculos.

El cálculo de las propiedades reológicas se realiza de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

Ecuación 2. Viscosidad plástica

$$\text{Viscosidad plástica}(cp) = \text{Lectura}@600RMP - \text{Lectura}@300RPM$$

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

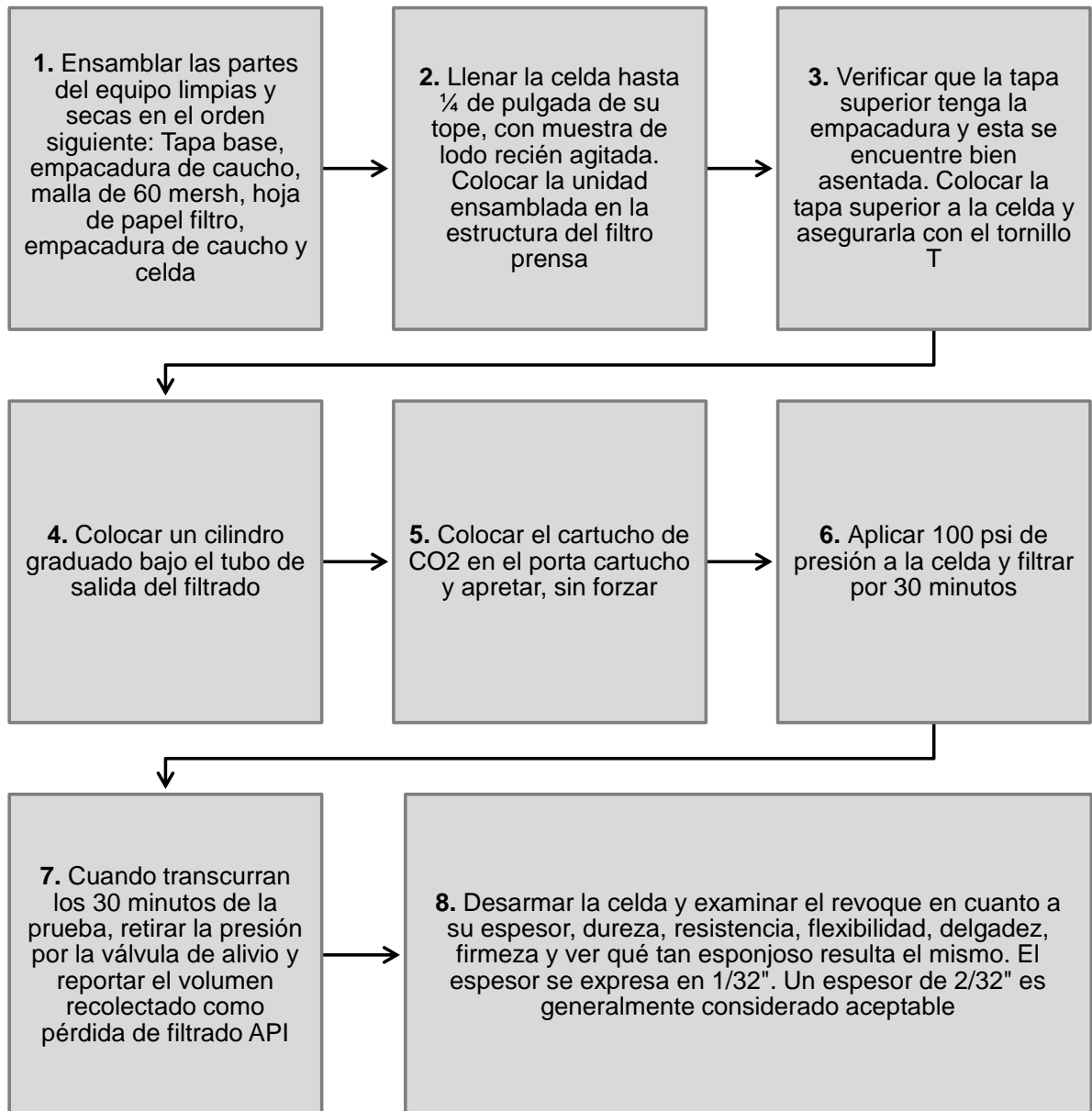
Ecuación 3. Punto cedente

$$\text{Punto cedente (lbs/100pie}^2) = \text{Lectura @300RPM} - \text{Viscosidad Plástica}$$

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

2.2.4 Filtrado API. La prueba del filtrado API se realiza con la filtro prensa, se corre a temperatura ambiente y a 100 psi de presión. El procedimiento es descrito en el siguiente diagrama:

Figura 5. Filtrado API

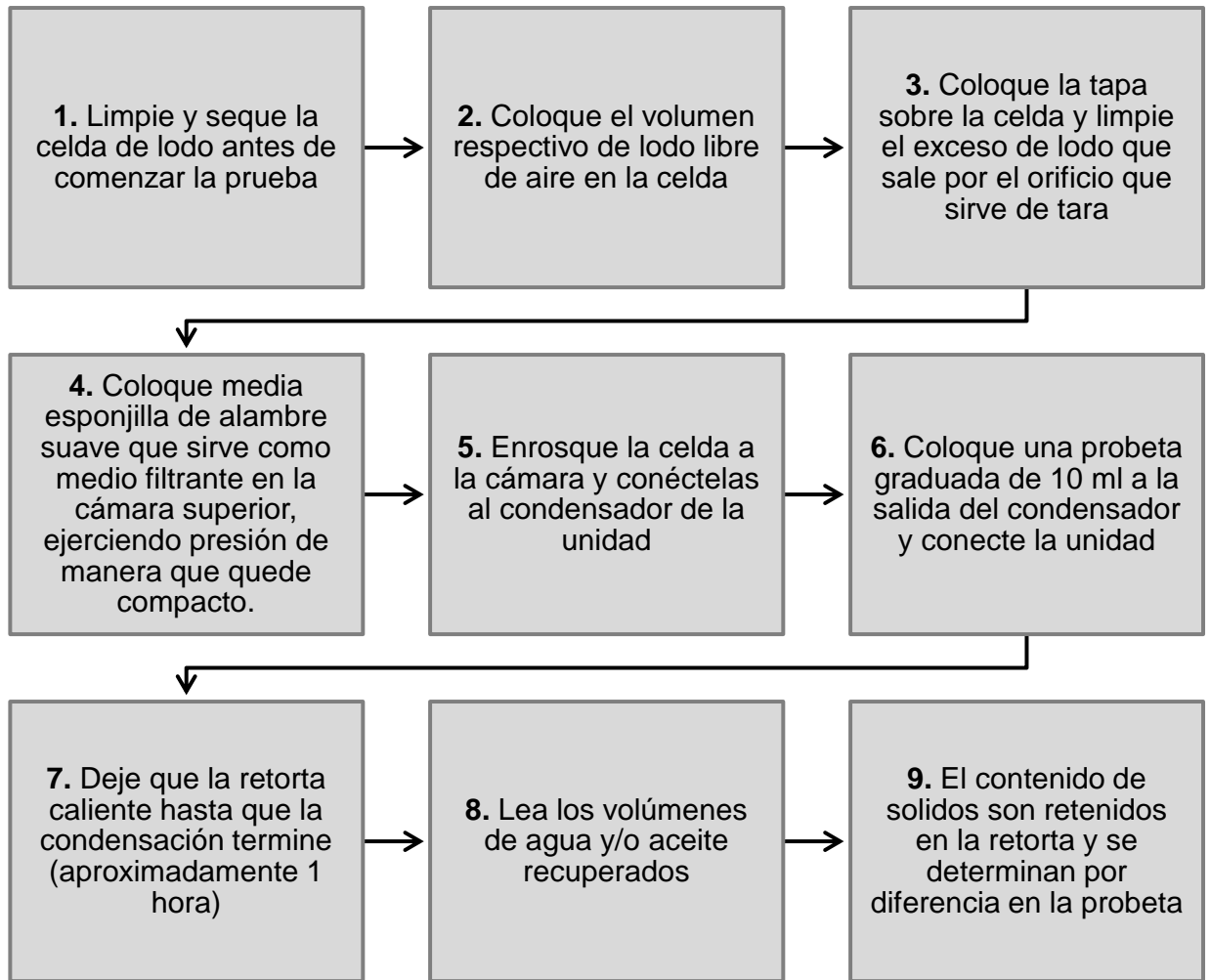


Fuente: elaboración propia, con base en: PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA. Venezuela. 2002.

El valor obtenido de la prueba para el fluido original se reporta en ml de filtrado y $\frac{1}{32}$ " de retorta.

2.2.5 Contenido de sólidos y líquidos. Es un procedimiento mecánico que indica el porcentaje de sólidos y líquidos presentes en el fluido de perforación, el procedimiento se realiza en la retorta y se describe a continuación:

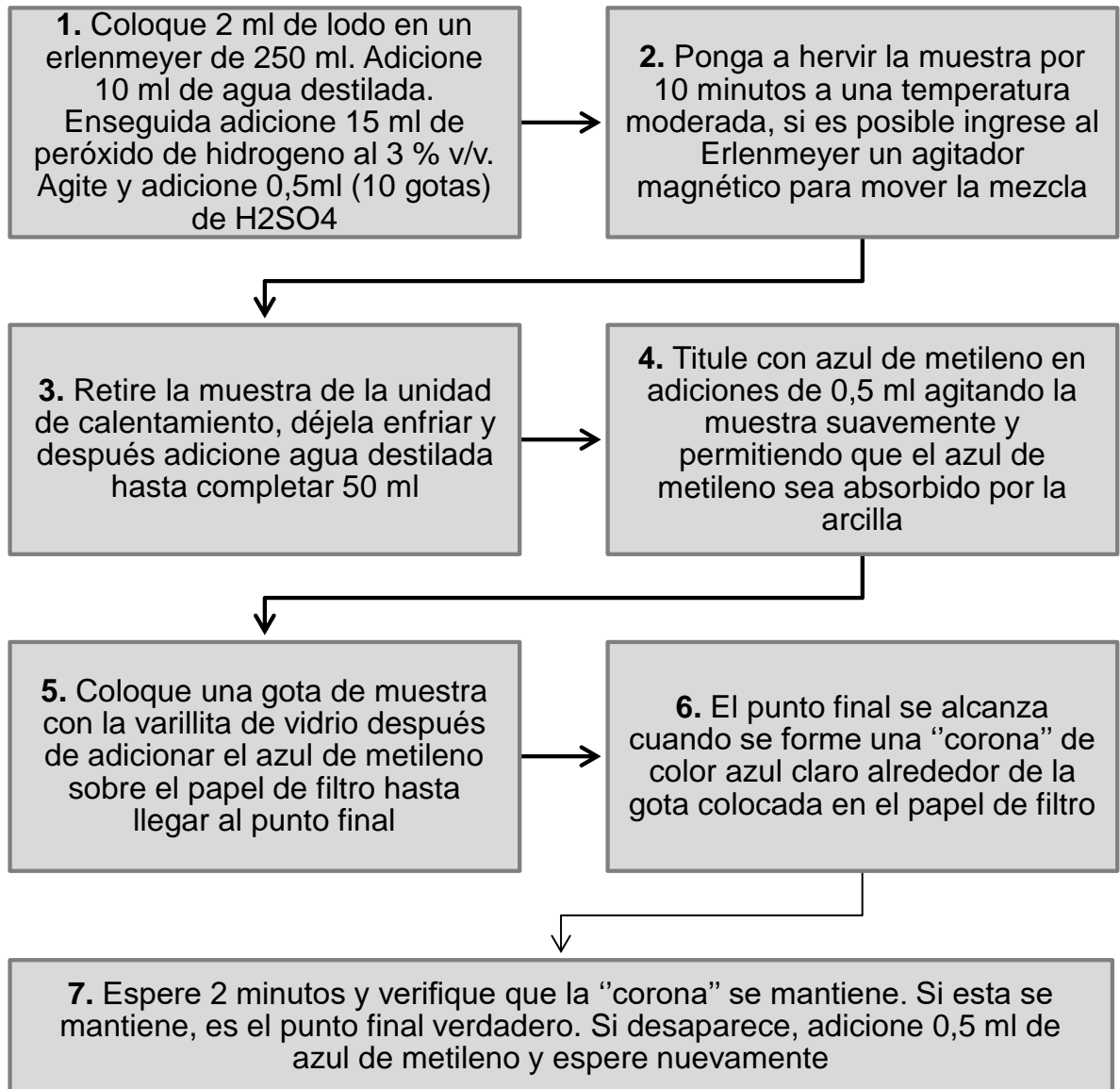
Figura 6. Retorta (Porcentaje de sólidos y líquidos)



Fuente: elaboración propia, con base en: PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA. Venezuela. 2002.

2.2.6 Test de azul de Metileno (MBT). Es una prueba de laboratorio que permite determinar la cantidad de arcillas contenidas en el fluido de perforación, este procedimiento debe realizarse de la siguiente manera:

Figura 7. Test de azul de metileno (MBT)



Fuente: elaboración propia, con base en: PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA. Venezuela. 2002.

El valor de MBT como libras/ bbl de arcilla se reporta utilizando la siguiente ecuación:

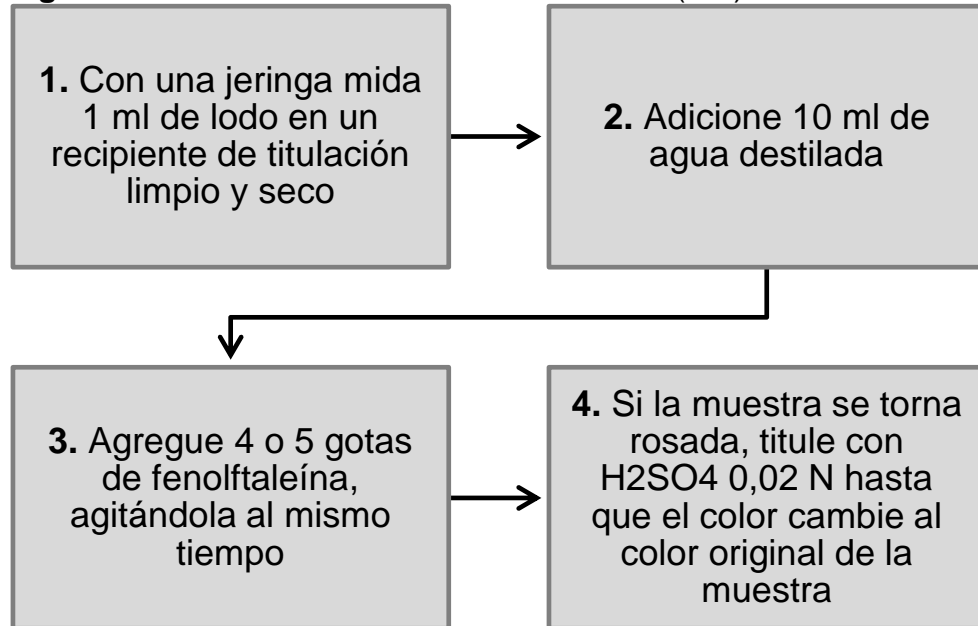
Ecuación 4. Calculo de MBT

$$MBT \text{ (lbs/bbls)} = ml \text{ Azul de metileno} \times 5/2$$

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

2.2.7 Alcalinidad de Fenolftaleína del lodo (Pm). Determina la concentración de cal en lb/bls necesaria para secuestrar los gases ácidos que puedan presentarse durante la perforación del pozo. El procedimiento se muestra a continuación:

Figura 8. Alcalinidad de Fenolftaleína del lodo (Pm)



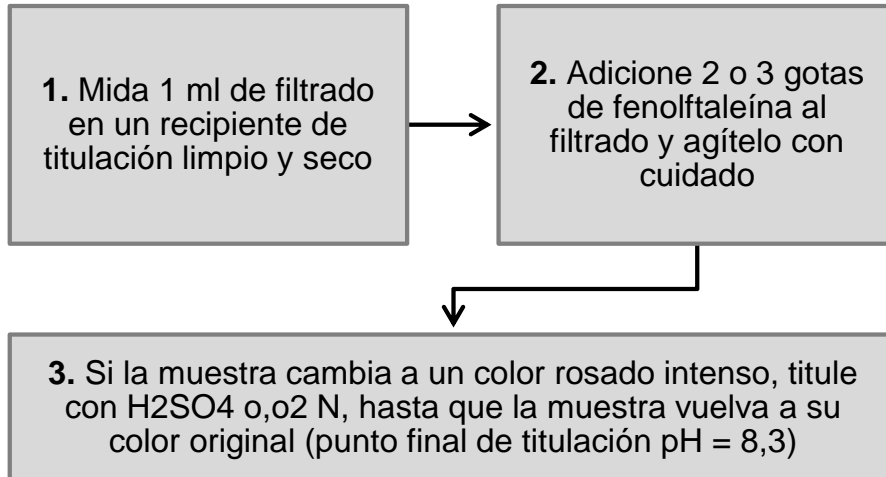
Fuente: elaboración propia, con base en: HALLIBURTON, Baroid Fluids Handbook. MANUAL DE FLUIDOS. Second ed. Houston, Texas, 1999.

Registre Pm como los mililitros de H₂SO₄ 0,02 N necesarios para titular 1 ml de lodo.

2.2.8 Alcalinidad de Fenolftaleína del filtrado (Pf). Determinar la alcalinidad del filtrado con fenolftaleína, con la finalidad de identificar los iones contaminantes, como CO₃ y HCO₃, que afectan la estabilidad del hoyo. La comparación entre los valores de alcalinidad, Pf y Mf, permite visualizar problemas de contaminación en el fluido.

El procedimiento para determinar esta alcalinidad se describe a continuación:

Figura 9. Alcalinidad de Fenolftaleína del filtrado (Pf)

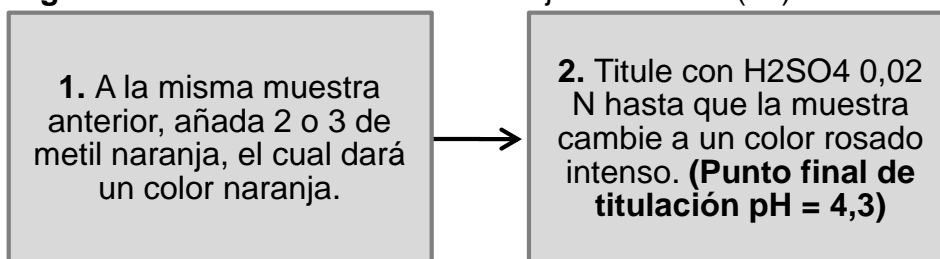


Fuente: elaboración propia, con base en: HALLIBURTON, Baroid Fluids Handbook. MANUAL DE FLUIDOS. Second ed. Houston, Texas, 1999.

Registre Pf como los mililitros de H₂SO₄ 0,02 N necesarios para alcanzar el punto final.

2.2.9 Alcalinidad del Metil naranja del filtrado (Mf). Determinar la alcalinidad del filtrado con el Anaranjado de Metilo, para identificar la concentración de iones contaminantes, que afectan la estabilidad del hoyo. Un valor alto de Mf es indicativo de la presencia de contaminantes como CO₃ y HCO₃, el procedimiento se presenta a continuación:

Figura 10. Alcalinidad del Metil naranja del filtrado (Mf)

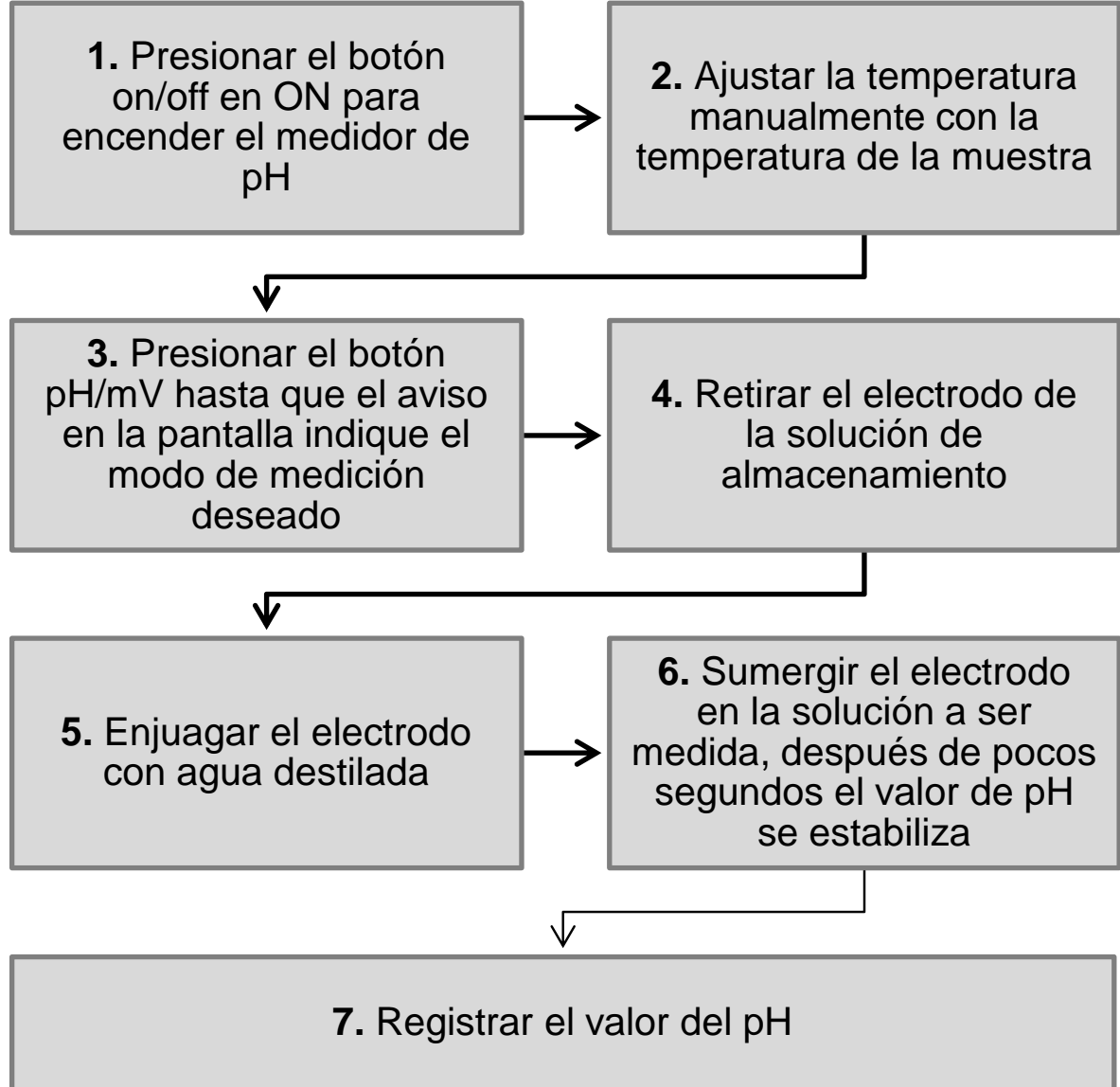


Fuente: elaboración propia, con base en: HALLIBURTON, Baroid Fluids Handbook. MANUAL DE FLUIDOS. Second ed. Houston, Texas, 1999.

Registre Mf como los mililitros de ácido para Pf mas los mililitros de la última titulación

2.2.10 pH. El procedimiento de pH es una prueba química que se lleva a cabo con el pH metro digital de la siguiente manera:

Figura 11. pH

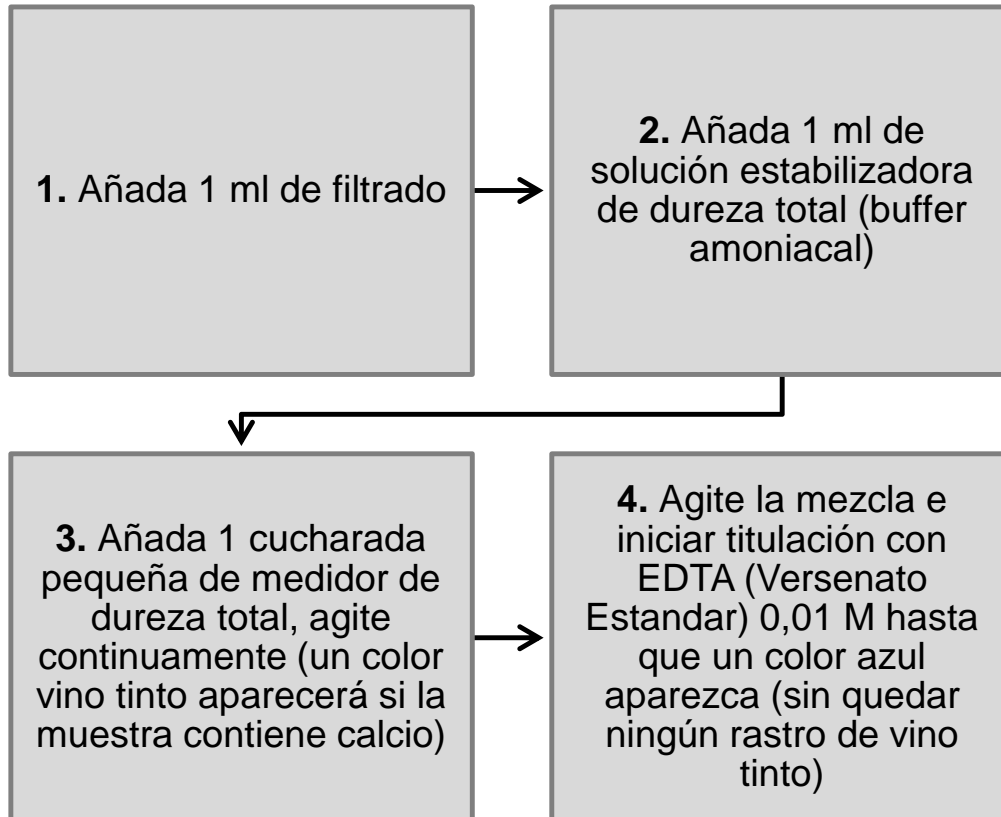


Fuente: elaboración propia, con base en: PDVSA. Manual de fluidos de perforación PDVSA. Venezuela. 2002.

El valor registrado por el pH metro para el fluido debe oscilar entre 9.8 y 10.3, de acuerdo a los rangos de operación del fluido.

2.2.11 Dureza. El calcio es un contaminante que afecta las propiedades del fluido y disminuye el rendimiento de las arcillas. Es una prueba química que consiste en determinar la cantidad de calcio en el fluido de la siguiente manera:

Figura 12. Dureza



Fuente: elaboración propia, con base en: HALLIBURTON, Baroid Fluids Handbook. MANUAL DE FLUIDOS. Second ed. Houston, Texas, 1999

Se registra dureza total como Ca⁺⁺ (mg/L) con la siguiente ecuación:

Ecuación 5. Dureza Cálcica

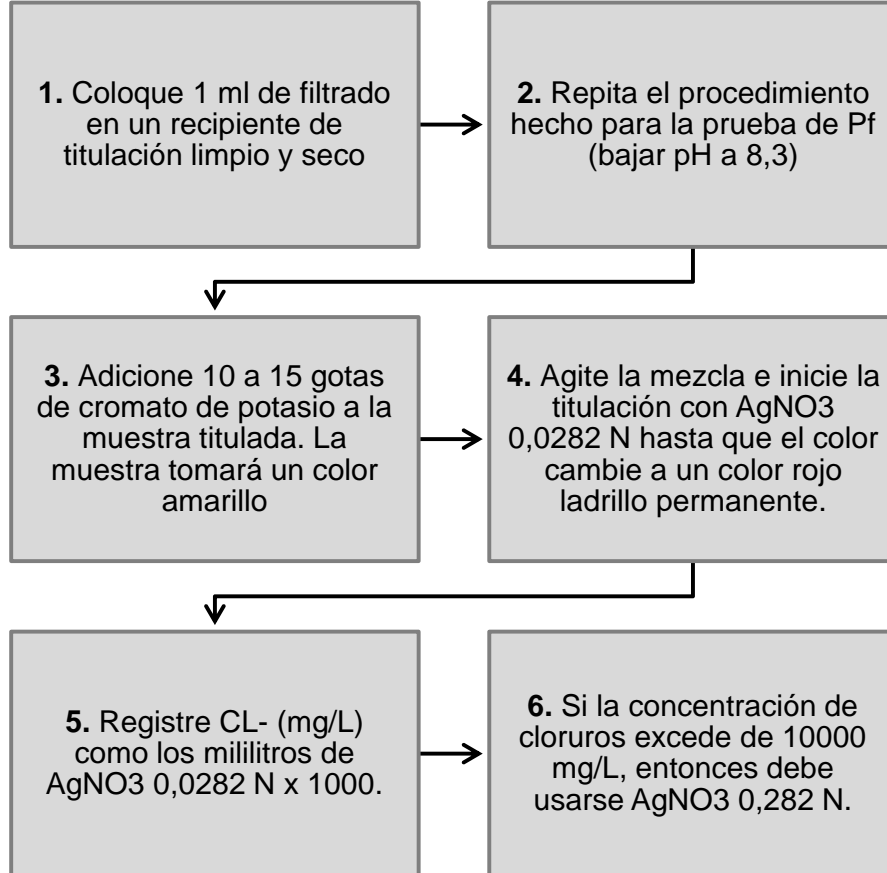
$$Ca^{++} \text{ (mg/L)} = ml \text{ de EDTA} * 400$$

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

El valor obtenido de la titulación se reporta en mg/L (ppm):

2.2.12 Cloruros. Los cloruros afectan la reología de los fluidos base agua y causan comúnmente problemas de floculación por lo que deben ser controlados con regularidad mediante el siguiente procedimiento:

Figura 13. Cloruros



Fuente: elaboración propia, con base en: HALLIBURTON, Baroid Fluids Handbook. MANUAL DE FLUIDOS. Second ed. Houston, Texas, 1999.

Para obtener los ppm de cloruros, se multiplican los ml de AgNO₃ gastados por 1000 o 10000, dependiendo de la concentración seleccionada. Entonces:

Ecuación 6. Cloruros con AgNO₃ 0.282

$$Cl (ppm) = ml AgNO_3[0.282] (gastados) \times 10000$$

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

Ecuación 7. Cloruros con AgNO₃ 0.0282

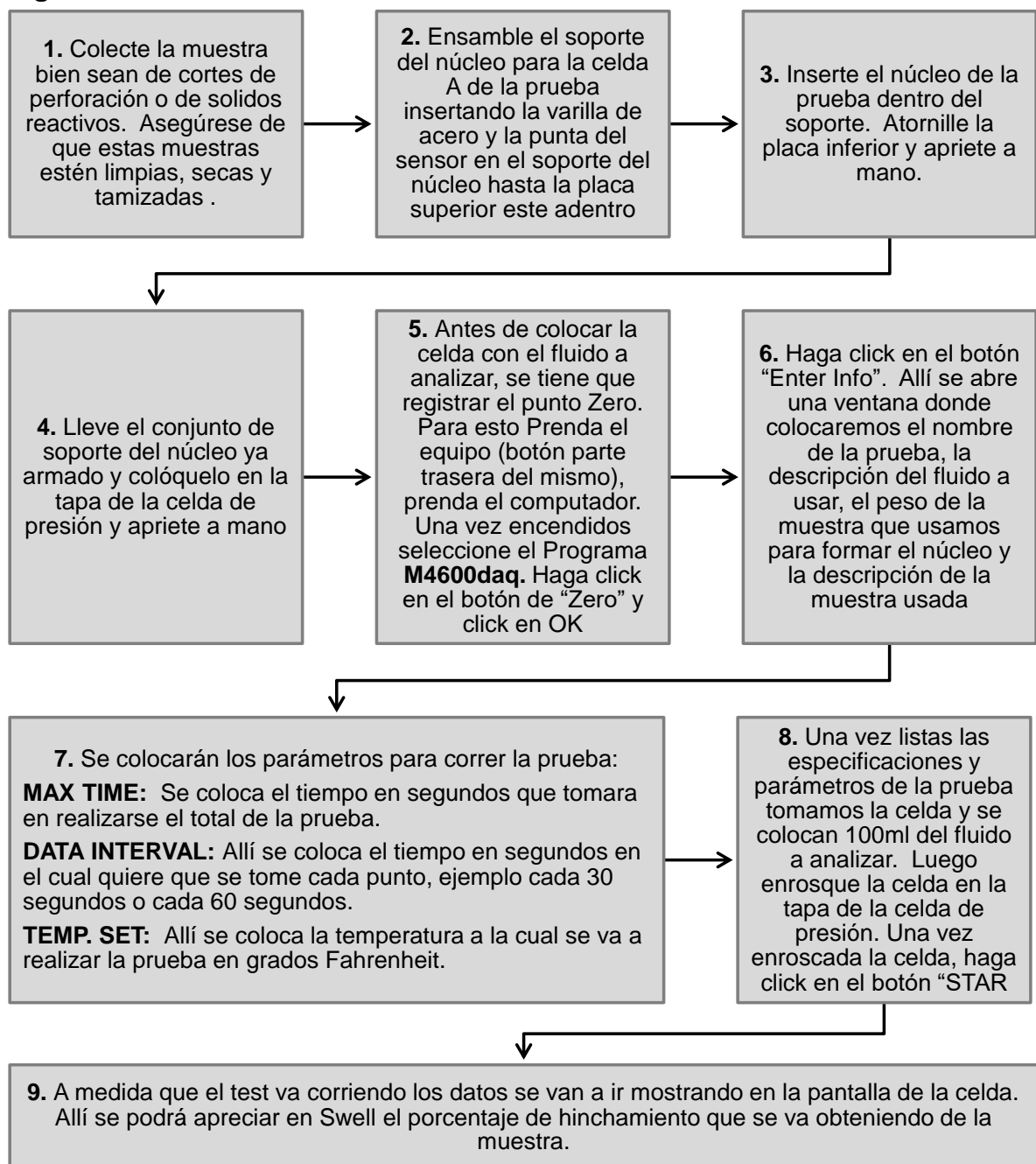
$$Cl (ppm) = ml AgNO_3[0.0282] (gastados) \times 1000$$

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

El valor de Cloruros medido para el fluido limpio se reporta como mg/L (ppm).

2.2.13 Hinchamiento Lineal. Para realizar esta prueba se hace uso del equipo **M4600HPHT Linear Swell Meter** con el fin de determinar el porcentaje de hinchamiento de una muestra de sólido reactivo con el fin de evaluar la inhibición de los productos usados en los fluidos de perforación tal como se muestra a continuación.

Figura 14. Hinchamiento lineal



Fuente: elaboración propia, con base en: DUARTE PRADA, Felipe. Procedimiento para hinchamiento lineal. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2005

El tiempo configurado para desarrollar las pruebas es la toma de un dato cada 8 minutos durante 24 horas, con el fin de tener suficientes datos (180).

Luego de caracterizar completamente el fluido original se procede a contaminar el fluido con diferentes concentraciones de arcilla de la Formación Umir (20, 30, 50 ppb). Siguiendo los procedimientos descritos anteriormente se corre el mismo set de pruebas que al fluido original (Exceptuando la prueba de hinchamiento lineal, la cual se corre una única vez por fluido, con fluido limpio) con el fin de determinar el cambio de propiedades del fluido al entrar en contacto con diferentes concentraciones de arcillas reactivas (Formación Umir).

2.3 PREPARACIÓN DE DIFERENTES MUESTRAS DE FLUIDO INHIBIDO

Durante la perforación del pozo TG1, las propiedades del fluido Terraform original cumplieron las funciones de control de presión, lubricación de la sarta de perforación y control de filtrado, las principales falencias se evidencian en la remoción de los cortes el mantenimiento de la estabilidad del hueco y la suspensión y descarga de los recortes, lo que se puede asociar a la pérdida de propiedades reológicas y tixotrópicas, esta condición empeora al entrar en contacto por largo plazo con las arcillas reactivas de la Formación Umir.

Por este motivo y con el fin de mantener la mayoría de propiedades del fluido original (Filtrado, densidad, retorta) se preparan tres muestras con la formulación del Terraform original referenciados en la **Tabla 2** adicionando a cada muestra la formulación de inhibidor y encapsulante tal como se muestra a continuación:

Tabla 3. Inhibidores propuestos

MUESTRA No.	PRODUCTO	PROGRAMADO	MINIMA	MAXIMA
1	Traxx Block, gal/bbl	0.3 – 0.4	0.36	0.41
2	NOV Glycol GP, %V/V	1.0 – 2.0	1.55	2.2
3	Formiato de Potasio, ppm	6000 - 8000	7624	8334
1, 2, 3	PHPA, ppb	0.9 – 1.1	0.9	1.1

Fuente: JARA ROMERO, Mario Alberto. Programa de Fluidos JGL-1. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019

Tal como se evidencia en la **Tabla 3** las concentraciones varían dependiendo del producto y las recomendaciones del proveedor de los siguientes inhibidores los cuales son proporcionados por la compañía National Oilwell Varco (NOV). Teniendo en cuenta los problemas presentados con las arcillas de la fase de producción durante la perforación del pozo TG1 se inició cargando el sistema con las máximas concentraciones de inhibidores y encapsulantes cubriendo al máximo la interacción de arcillas. Es necesario resaltar que los inhibidores utilizados para cada una de las muestras son los únicos tres productos proporcionados por la compañía NOV y los más utilizados en industria de los fluidos de perforación para la inhibición de arcillas.

Se procede con la preparación de tres muestras de Terraform original tal como se llevó a cabo en el procedimiento inicial, posteriormente teniendo en cuenta los inhibidores propuestos en la **Tabla 3** y las concentraciones máximas de los mismos a cada una de las muestras previamente preparadas y rotuladas con el fin de poder diferenciarlas.

Es importante que la agitación de los productos añadidos se realice de forma continua hasta la homogenización de los productos inhibidores + PHPA.

2.4 SELECCIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN INHIBIDO ÓPTIMO PARA LA PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN UMIR

Con el fin de identificar cuál de los sistemas preparados anteriormente tiene el mejor comportamiento con respecto al control de las arcillas de la Formación Umir, se procede a evaluar mediante el set de pruebas de laboratorio descrito anteriormente (Densidad, viscosidad de embudo, reología, filtración, contenido de sólidos, prueba de MBT, alcalinidad, cloruros, dureza, y pH) cuáles de las propiedades reológicas se ven afectadas negativamente a diferentes concentraciones de contaminante.

Se realiza a cada uno de los fluidos preparados la prueba de hinchamiento lineal descrita en la **Figura 14** con el fin de identificar su comportamiento de hinchamiento al estar en contacto con un núcleo de la Formación Umir.

Posteriormente se separan las muestras de fluido en tres recipientes diferentes cada uno para poder contaminar todos los fluidos propuestos con una concentración de arcillas diferente (20, 30, 50 ppb). Con la comparación de los resultados obtenidos en cada uno de los fluidos simulando las condiciones de perforación en la Formación Umir, aquel fluido que mantenga sus propiedades dentro de los rangos permitidos es candidato para ser implementado.

Demostrando el efecto inhibidor del fluido modificado mediante las pruebas realizadas en el laboratorio, aquel fluido que presenta un óptimo comportamiento en las pruebas de reología, un aumento mínimo del MBT al contaminar el fluido con arcilla de la Formación Umir y mantenerse dentro de las propiedades típicas del fluido se procederá a implementar el fluido de perforación "Terraform modificado" en la perforación del pozo exploratorio JGL1 cuya prognosis contempla la perforación de 2000 pies de la Formación Umir en la sección de producción.

2.5 IMPLEMENTACION Y PRUEBA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN SELECCIONADO

El pozo JGL1 se perfora en el bloque La Paloma ubicado en el sector norte de la cuenca Valle Medio del Magdalena, en el Departamento de Santander, jurisdicción del Municipio de Rionegro.

La información general del pozo JGL1 se muestra a continuación:

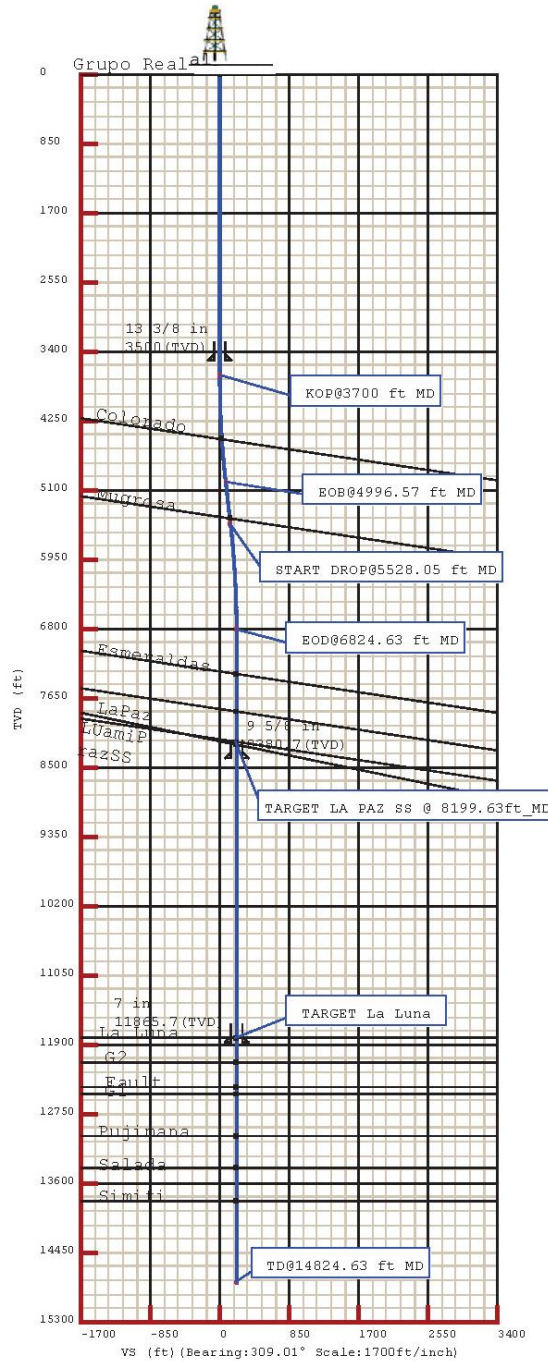
Tabla 4. Detalles del pozo JGL1

DETALLES DEL POZO	
Nombre de la instalación/Tipo	Bloque La paloma
Operador de la Perforación	Gran Tierra Energy Colombia Ltd.
Contrato	E&P LA PALOMA
Locación	JGL
Número del pozo	JGL1
Fluido de Perforación	Spud Mud / Drill In / Terraform Inhibido / Salmuera
Compañía de lodos	NOV
Profundidad Final Perforada	10,649 ft MD / 10,633 ft TVD
Secciones del Pozo	16" / 12 ¼" / 8 ½" / 6"
PERSONAL DE PERFORACIÓN	
Company Man	Ricardo Valenzuela / Oscar Salas
Ingeniero de Perforación	Juan Camilo Botero Florez
Ingeniero Jr. de Perforación	Luis Germán Rubio Lugo
Ingenieros de Fluidos	Gustavo Matos / José Trespacios
PERSONAL DE NOV	
Ingeniero de Proyecto	Mario Jara

Fuente: JARA ROMERO, Mario Alberto. Programa de Fluidos JGL-1. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019

El pozo JGL1, pozo exploratorio tipo "J" el cual tiene como objetivo principal producir de la Formación La Paz como lo hace el pozo TG1. Adicionalmente se cuenta con un objetivo exploratorio secundario en la Formación La Luna (Lo que obliga la perforación de 2000ft de la Formación Umir) y demostrar la existencia de aceite en esta formación que se estima esté altamente fracturada, el programa direccional del pozo se encuentra a continuación:

Figura 15. Perfil direccional (Survey) Pozo JGL1



Fuente: SALAZAR VARGAS, Héctor. Programa Direccional Pozo JGL1. Weatherford. Departamento Direccional. 2019

Se inicia la perforación del pozo JGL con la sección de 16" y un fluido spud Mud preparado a base de bentonita, esta sección tiene una duración de 6 días hasta

3490ft (Profundidad Total de la primer sección), se realiza la operación de corrida y cementación de casing sin ningún inconveniente.

Se prepara un fluido Drill In con el cual se inicia la perforación de la sección de 12 ¼" la cual se lleva a cabo en 9 días incluyendo los tiempos de corrida y cementación de casing, el zapato de esta sección se encuentra a 8450ft, las operaciones se llevan a cabo sin ningún contratiempo operacional.

Seguido al fragüe del cemento del casing de 9 5/8" se inicia la perforación de la sección que por prognosis perfora la Formación Umir por lo que se prepara el Fluido de perforación base agua Terraform inhibido el cual está basado en los resultados obtenidos así:

Preparó 500 bbls de lodo Terraform 12.2 ppg. Se ajustaron propiedades de acuerdo al programa mediante la adición de inhibidores y encapsulantes para iniciar la perforación de la sección de 8 ½". El drill out se realizó en circuito corto hacia el tanque de píldora utilizando lodo DRILL IN de 11.5 ppg usado para el desplazamiento del cemento en la cementación del casing de 9 5/8". Una vez finalizado el drill out a 8396 ft se desplazó por el lodo Terraform de 12,2 ppg. El lodo descartado se bombeó hacia los tanques de almacenamiento de NOV para su tratamiento y reacondicionamiento.

Después de realizar prueba FIT y continuar perforando desde 8450 ft los excesos de los inhibidores se mantuvieron, La Formación Umir se encuentra a una profundidad de 8960ft, las propiedades del fluido y las concentraciones de los productos se mantuvieron siempre dentro del rango programado aunque se evidenciaba un aumento controlable de las propiedades reológicas. Para el mantenimiento del sistema y reponer niveles de lodo por la construcción del pozo se realizaron adiciones de lodo nuevo al sistema activo con lodo nuevo. Durante todo el intervalo se operan centrifugas decantadoras para control de peso y MBT variando parámetros para optimizar la eficiencia de la limpieza del lodo. Se realizó monitoreo continuo de las propiedades del fluido /Pruebas de laboratorio cada 3 Hrs) y se mantuvo el exceso en la concentración de los inhibidores para garantizar la estabilidad del hueco.

Luego de 1600ft de perforación de la Formación Umir y aproximadamente 460 ft de la Fm, La Luan se realiza viaje a superficie para correr revestimiento de 7", el viaje se realiza en elevadores y sin ningún tipo de problema operacional, se corre Casing de 7" hasta 10960ft y se realiza cementación del mismo.

Se termina la sección de la Formación Umir sin ningún tipo de pérdida de propiedades reológicas del Fluido de perforación.

Se realiza el Arme del BHA de perforación para la sección de 6" con salmuera y haciendo uso de MPD, se lleva la sección hasta 11400ft dentro de la Formación la Luna, donde se toma la decisión de viajar a superficie y probar el pozo mediante tecnología DST. El pozo es asegurado, se instala el cabezal y se hace entrega al equipo de completamiento.

3. RESULTADOS Y ANALISIS

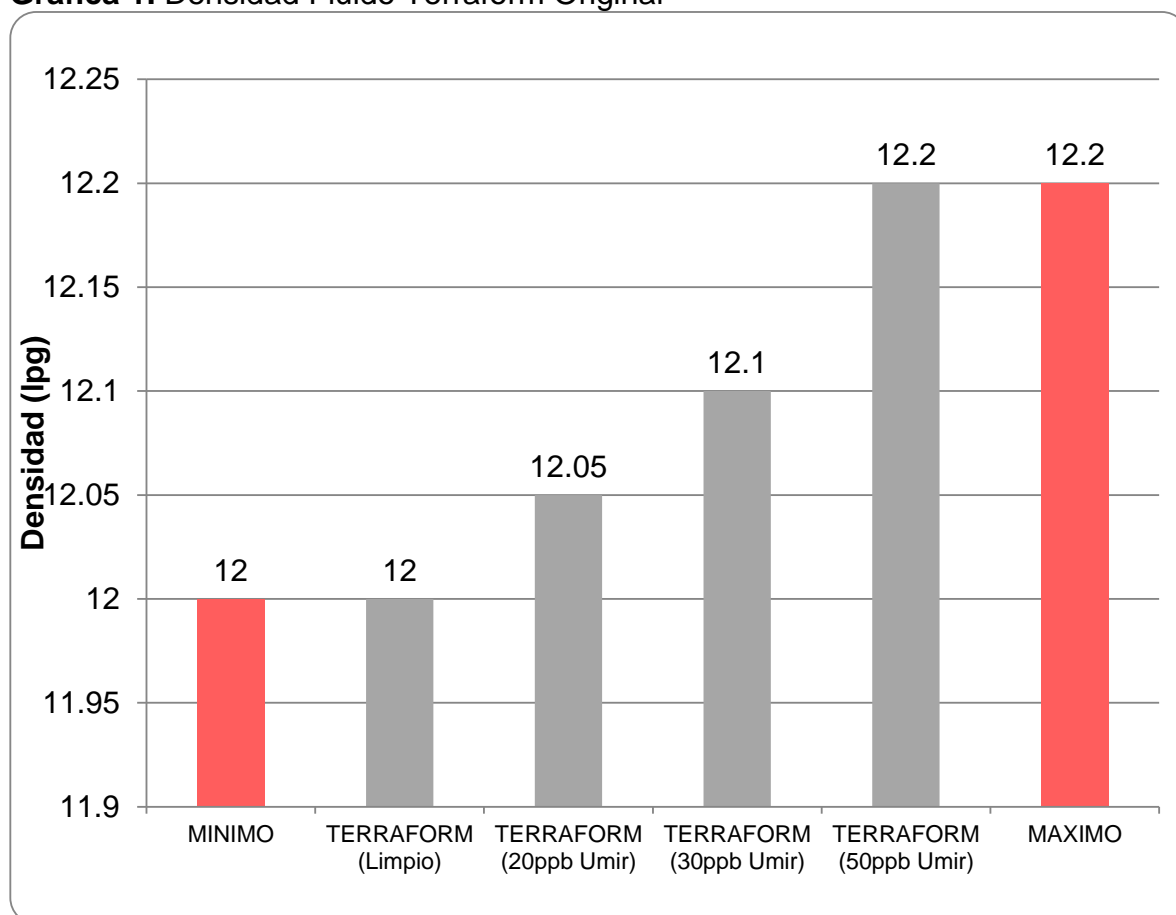
Para cumplir con los objetivos propuestos para este trabajo de grado se desarrolla la metodología mencionada anteriormente, a continuación se muestran los resultados y el respectivo análisis de la información recolectada:

3.1 PROPIEDADES DEL FLUIDO TERRAFORM ORIGINAL

A continuación se presentan y comparan los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio realizadas al fluido Terraform original antes y después de ser contaminado con concentraciones controladas de Arcilla de la Formación Umir. La hoja de laboratorio se encuentra en el **Anexo 1**.

3.1.1 Densidad. La densidad medida para el fluido de perforación Terraform Original se muestra a continuación:

Gráfica 1. Densidad Fluido Terraform Original

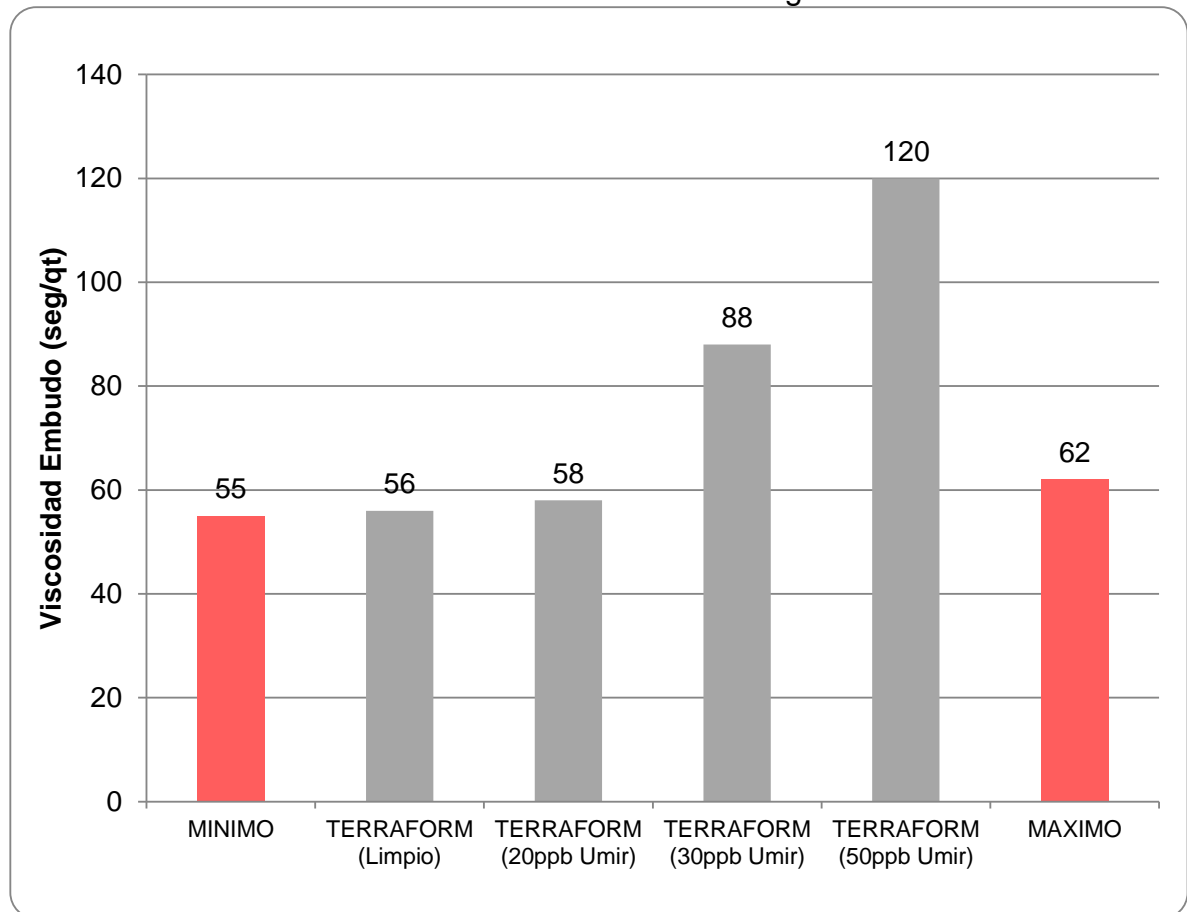


Fuente: elaboración propia

La densidad del fluido se mantuvo dentro de los parámetros típicos para un fluido inhibido, esta propiedad no es representativa para determinar el efecto de las arcillas en el fluido.

3.1.2 Viscosidad de embudo. La viscosidad de embudo medida para el fluido de perforación Terraform Original se muestra a continuación:

Gráfica 2. Viscosidad de embudo Fluido Terraform Original

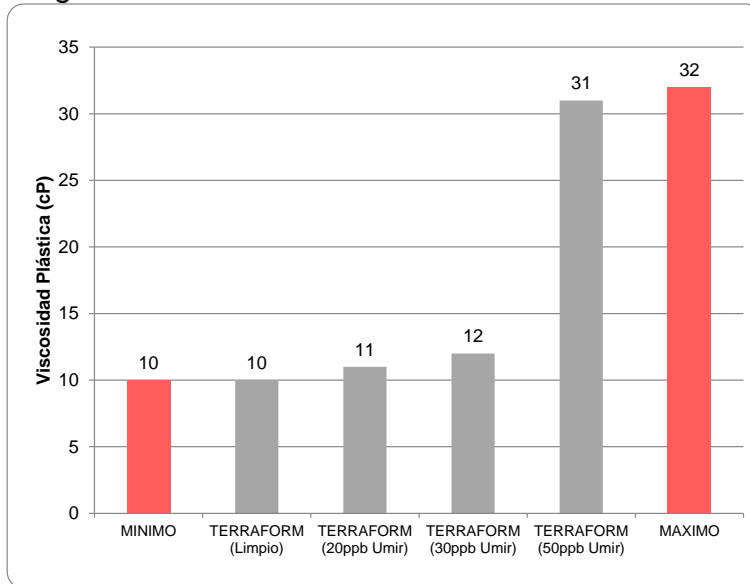


Fuente: elaboración propia

A partir de una concentración de 30ppb la viscosidad de embudo incrementa rápidamente hasta alcanzar valores mayores al rango máximo para este tipo de fluido, esto indica que las arcillas empiezan a incorporarse en el sistema y el fluido pierde la capacidad para inhibir arcillas a esta concentración, esta propiedad es representativa para determinar el efecto de las arcillas en el fluido. Un valor tan alto de viscosidad de embudo indica pérdida de propiedades reológicas, debería aplicarse inhibidor y refrescar el sistema con fluido fresco.

3.1.3 Propiedades Reológicas. Las propiedades calculadas para el Terraform Original (Viscosidad plástica, Punto cedente) se muestra a continuación:

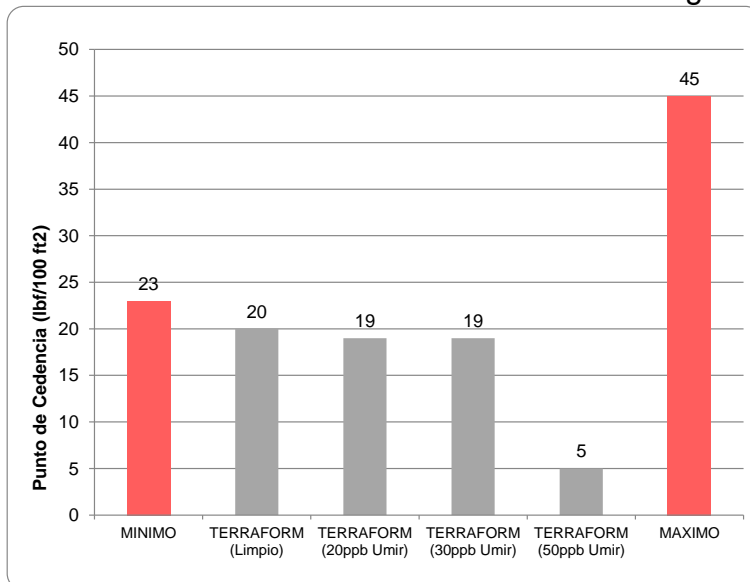
Gráfica 3. Viscosidad Plástica Fluido Terraform Original



Fuente: elaboración propia

Se evidencia que los valores de viscosidad plástica calculados son cercanos al límite inferior con respecto al rango típico para este fluido, lo que indica un excelente comportamiento para la tasa de perforación (ROP) y manteniendo el ECD, al aumentar la concentración de la contaminación esta propiedad se ve fuertemente afectada aunque no supera el rango máximo permitido esta propiedad es representativa para determinar el efecto de las arcillas en el fluido.

Gráfica 4. Punto. Cedente Fluido Terraform Original

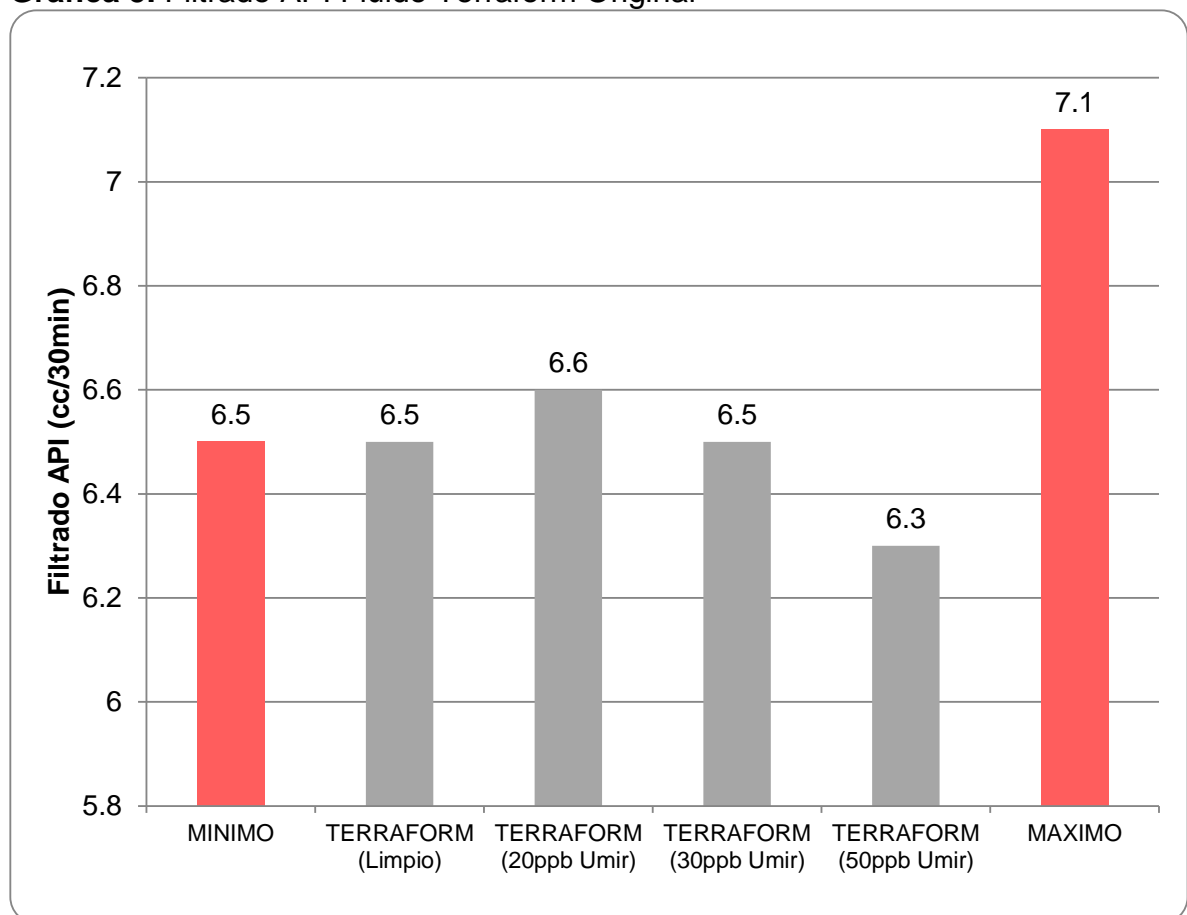


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que los valores de punto cedente calculados son desde el principio más cercanos al límite inferior con respecto al rango típico para este fluido, lo que indica una falencia para la limpieza del hueco y un deficiente comportamiento manteniendo los recortes y la tixotropía suficiente para limpiar el hueco, al aumentar la concentración de la contaminación esta propiedad se ve fuertemente afectada, esta propiedad es representativa para determinar el efecto de las arcillas en el fluido.

3.1.4 Filtrado API. El Filtrado API medido para el fluido de perforación Terraform Original se muestra a continuación:

Gráfica 5. Filtrado API Fluido Terraform Original

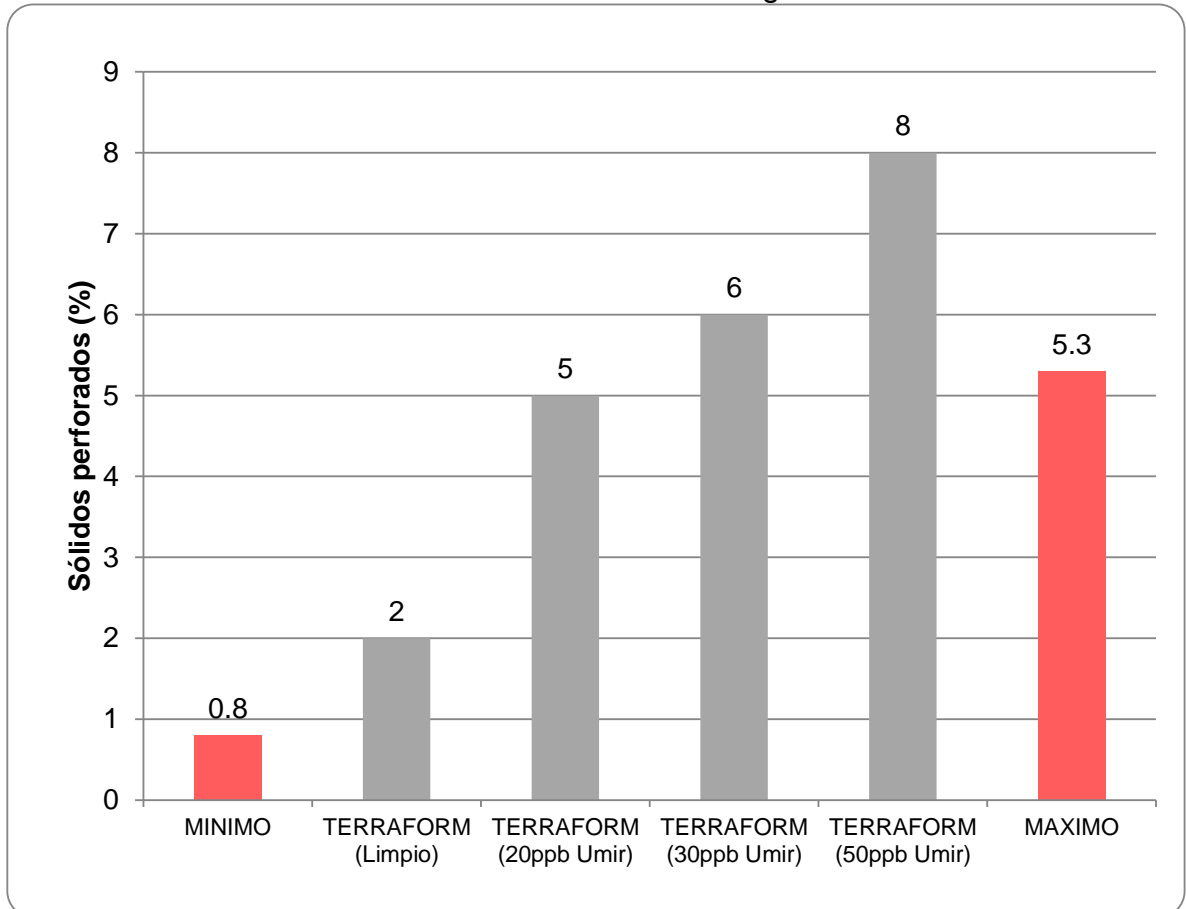


Fuente: elaboración propia

Es posible evidenciar que al incrementar la concentración de contaminante reduce el filtrado debido al comportamiento de las arcillas para mejorar el revoque, aunque esta propiedad no es representativa para determinar el efecto de las arcillas en el fluido debe controlarse para evitar un revoque demasiado grueso que pueda generar pegas diferenciales.

3.1.5 Contenido de sólidos. El contenido de solidos medido para el fluido de perforación Terraform Original se muestra a continuación:

Gráfica 6. Contenido de Solidos Fluido Terraform Original

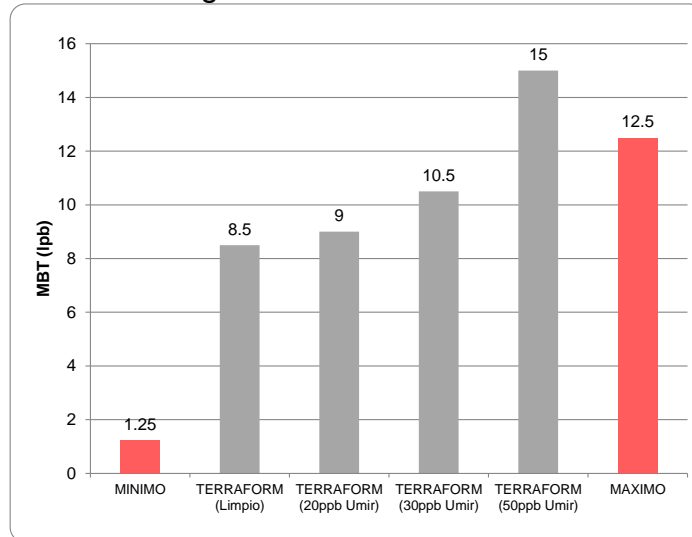


Fuente: elaboración propia

Se puede evidenciar que al incrementar la concentración de contaminante aumenta el contenido de solidos del fluido, lo que es normal ya que se está simulando la incorporación los recortes de la Formación, durante la perforación de un pozo este problema no debería afectar el desempeño del fluido ya que se cuenta con un sistema de control de sólidos.

3.1.6 Test de azul de Metileno. El test de azul de metileno medido para el fluido de perforación Terraform Original se muestra a continuación:

Gráfica 7. Test de azul de metileno Fluido Terraform Original

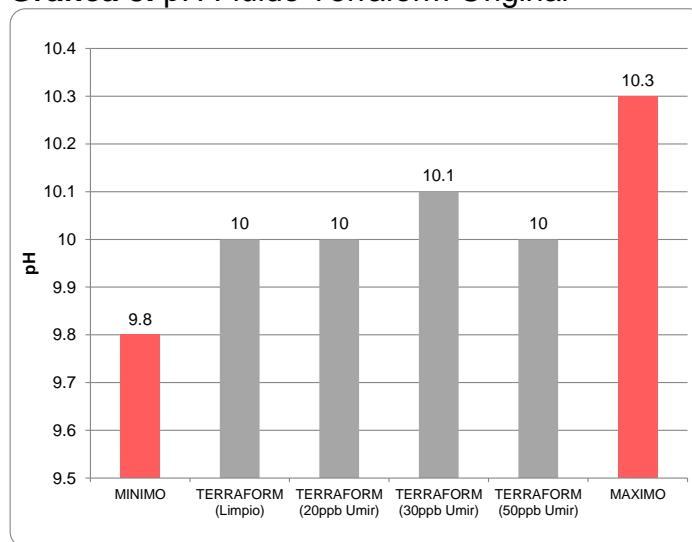


Fuente: elaboración propia

Se puede evidenciar que al incrementar la concentración de contaminante aumenta el contenido de materiales arcillosos disueltos en el fluido, el MBT es un indicador representativo para determinar el efecto de las arcillas en el fluido aportados por la Formación, en este caso a causa de la adición de recortes de la Formación Umir. Para este tipo de fluido el MBT solo puede alcanzar un máximo de 12.5ppb, un valor de MBT superior compromete el desempeño del fluido ya que pierde estabilidad entre las fases del sistema.

3.1.7 pH. El pH medido para el Terraform Original se muestra a continuación:

Gráfica 8. pH Fluido Terraform Original

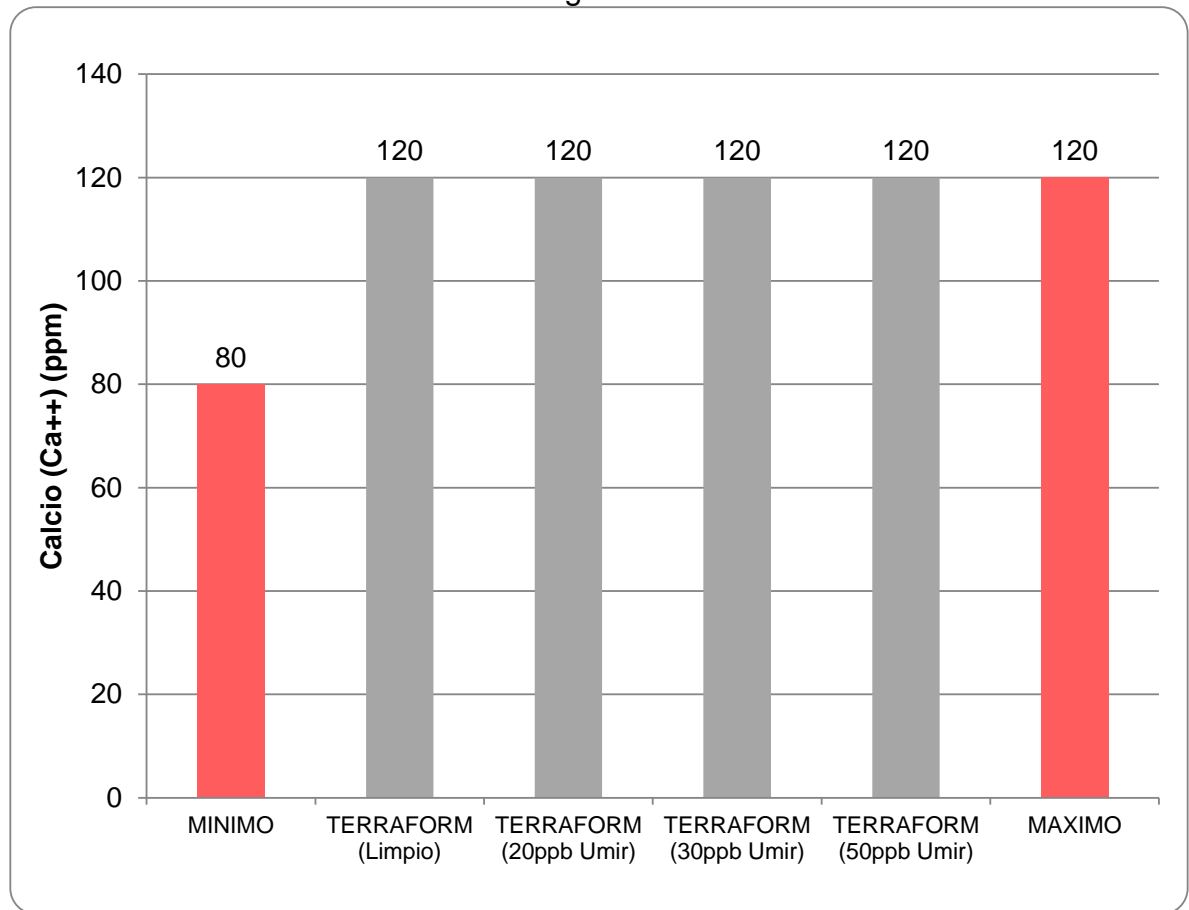


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que la adición de contaminante no afecta el pH del fluido, por lo que esta no es una propiedad representativa para determinar el efecto de las arcillas en el fluido.

3.1.8 Dureza. La dureza calculada para el fluido de perforación Terraform Original se muestra a continuación:

Gráfica 9. Dureza Fluido Terraform Original

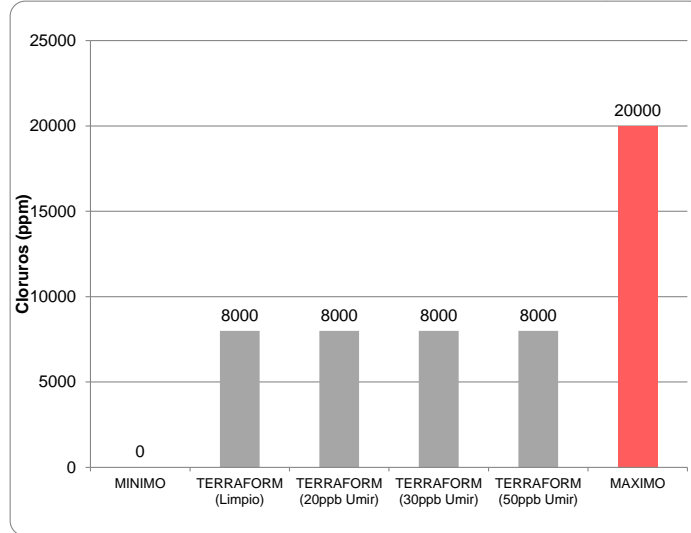


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que la adición de contaminante no afecta el cálculo de Dureza del fluido, por lo que esta no es una propiedad representativa para determinar el efecto de las arcillas en el fluido.

3.1.9 Cloruros. Los cloruros calculados para el fluido de perforación Terraform Original se muestra a continuación:

Gráfica 10. Cloruros Fluido Terraform Original

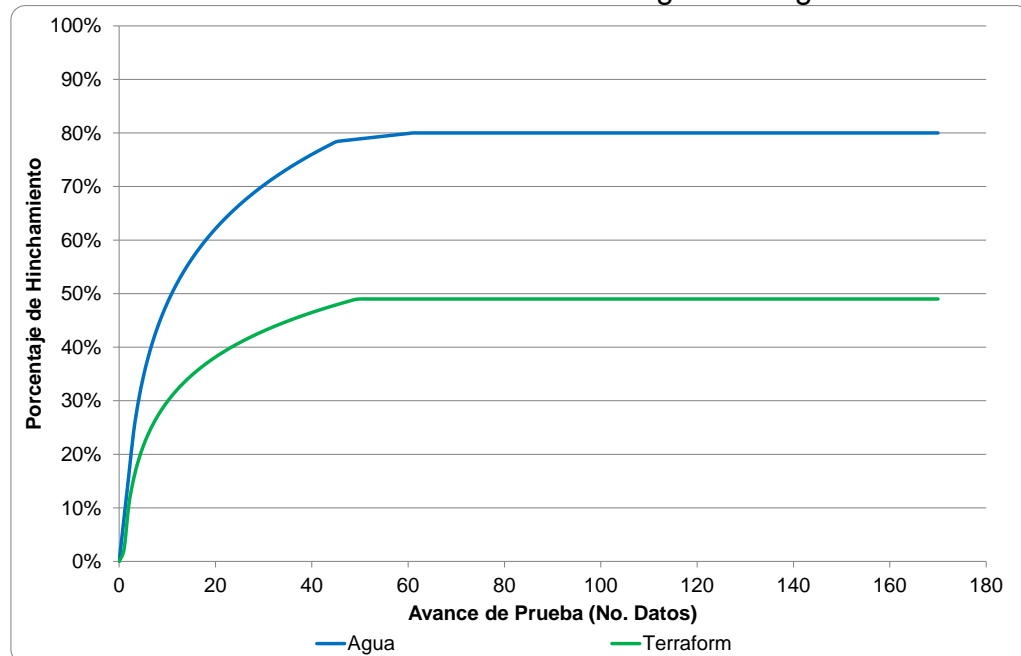


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que la adición de contaminante no afecta el contenido de cloruros del fluido, por lo que esta no es una propiedad representativa para determinar el efecto de las arcillas en el fluido.

3.1.10 Hinchamiento lineal. La prueba de hinchamiento lineal solo se realiza al fluido limpio y los resultados obtenidos se ven en la siguiente gráfica:

Gráfica 11. Hinchamiento lineal Terraform Original vs Agua



Fuente: JARA ROMERO, Mario Alberto, DUARTE, Felipe. Análisis Hinchamiento lineal. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019

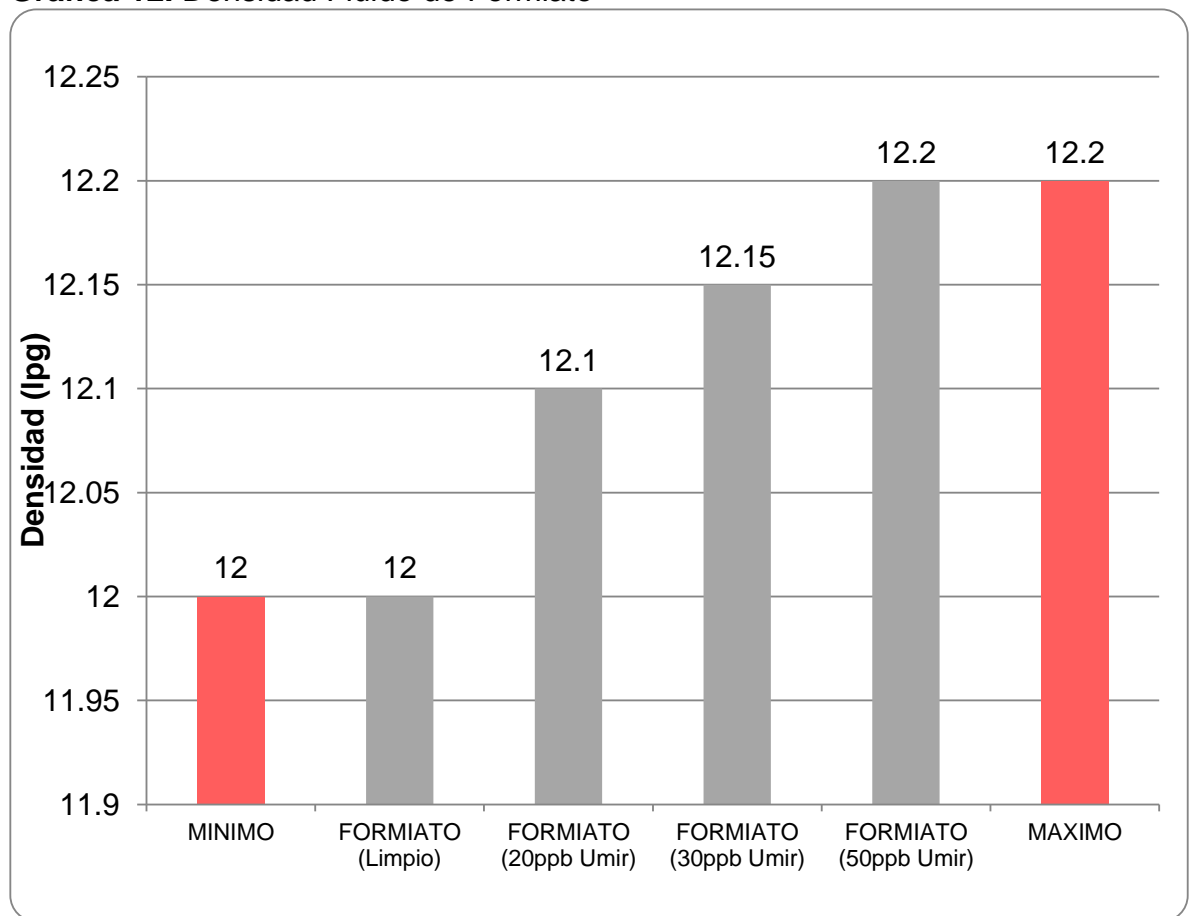
Se puede evidenciar que el fluido tiene un comportamiento de hinchamiento lineal con un hinchamiento máximo de aproximadamente 50% por 24 horas, lo que está por debajo con respecto al agua fresca pero aun así sigue siendo un hinchamiento acelerado con respecto a las necesidades operacionales para la perforación de la formación Umir.

3.2 PROPIEDADES DEL FLUIDO DE FORMIATO

A continuación se presentan y comparan los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio realizadas al fluido Terraform modificado con la adición de Formiato y PHPA antes y después de ser contaminado con concentraciones controladas de Arcilla de la Formación Umir. La hoja de laboratorio se encuentra en el **Anexo 2**.

3.2.1 Densidad. La densidad medida para el fluido de perforación de Formiato se muestra a continuación:

Gráfica 12. Densidad Fluido de Formiato

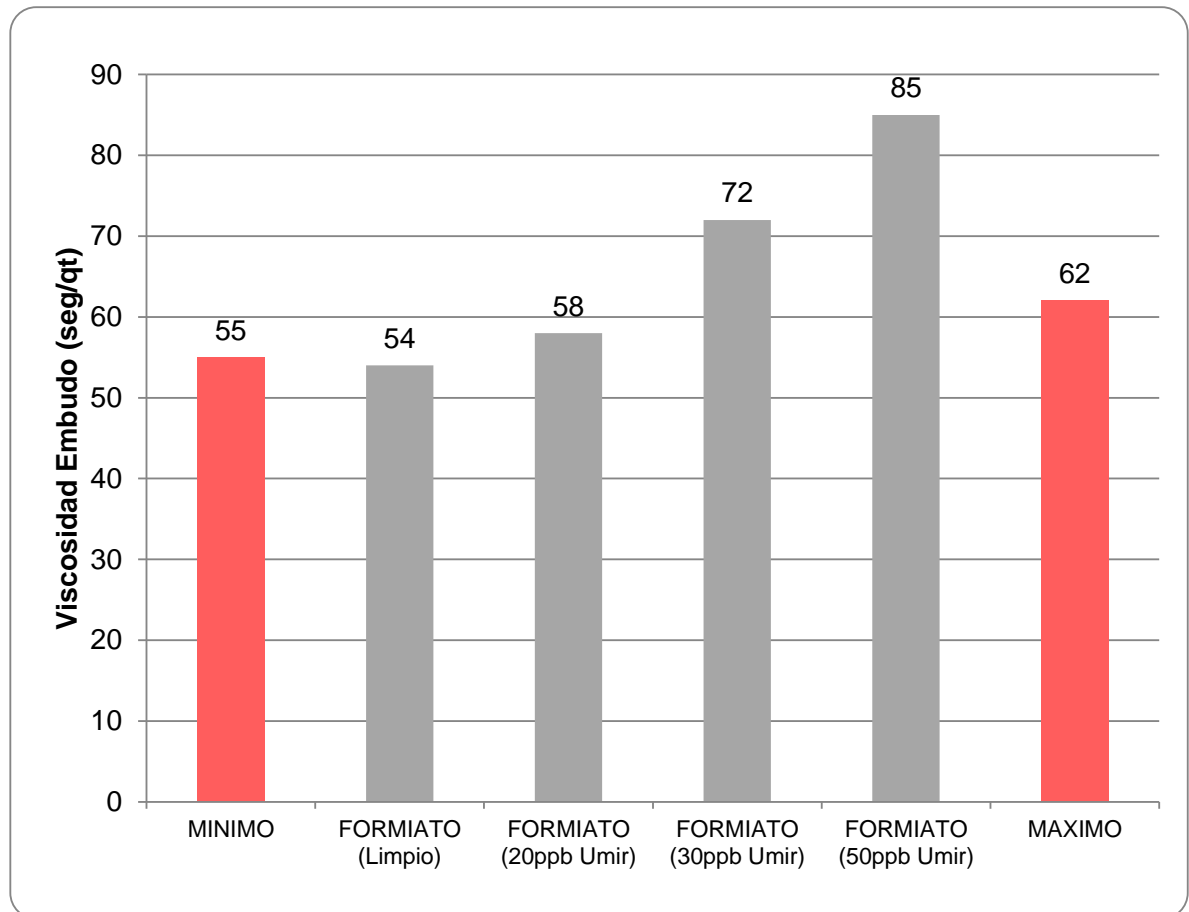


Fuente: elaboración propia

La densidad del fluido se mantuvo dentro de los parámetros típicos para un fluido inhibido, esta propiedad no es representativa para determinar el efecto de las arcillas en el fluido.

3.2.2 Viscosidad de embudo. La viscosidad de embudo medida para el fluido de perforación Formiato se muestra a continuación:

Gráfica 13. Viscosidad de embudo Fluido de Formiato

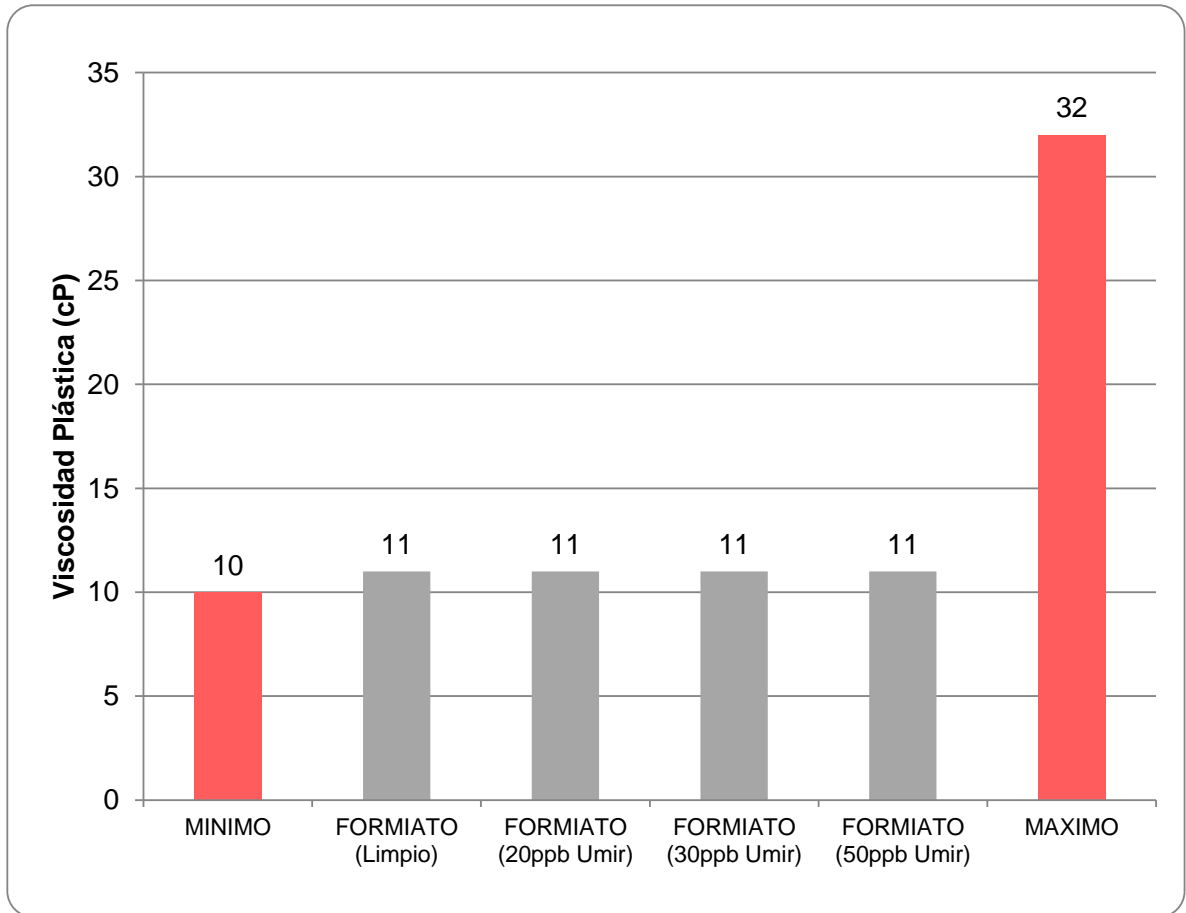


Fuente: elaboración propia

En el Fluido de Formiato la viscosidad de embudo incrementa hasta alcanzar valores mayores al rango máximo para este tipo de fluido, esto indica que las arcillas empiezan a incorporarse en el sistema y el fluido pierde la capacidad para inhibir arcillas a esta concentración, este fluido muestra una mejor inhibición de arcillas con respecto al fluido original pero su eficiencia continua sin ser óptima para controlar el comportamiento arcilloso de la Formación Umir a altas concentraciones de arcillas.

3.2.3 Propiedades Reologicas. Las propiedades reologicas calculadas para el fluido de perforación de Formiato (Viscosidad plástica, Punto cedente) se muestra a continuación:

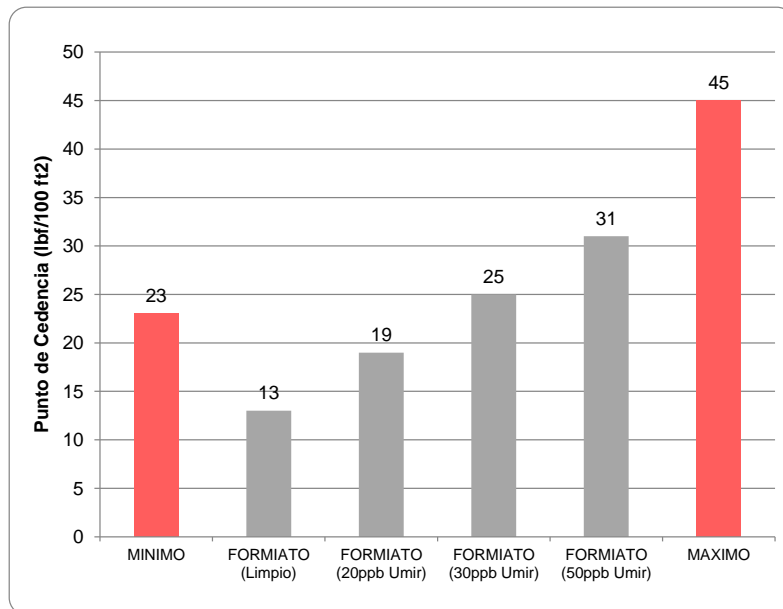
Gráfica 14. Viscosidad Plástica Fluido de Formiato



Fuente: elaboración propia

Se evidencia que los valores de viscosidad plástica calculados se mantienen constantes y muy cercanos al límite inferior con respecto al rango típico para este fluido, lo que indica un buen comportamiento para mejorar la tasa de perforación (ROP) y mantenimiento del ECD, al aumentar la concentración de la contaminación esta propiedad no se ve afectada lo que permite evidenciar el trabajo realizado por el inhibido y el PHPA adicionado a esta muestra de fluido.

Gráfica 15. Punto cedente Fluido de Formiato

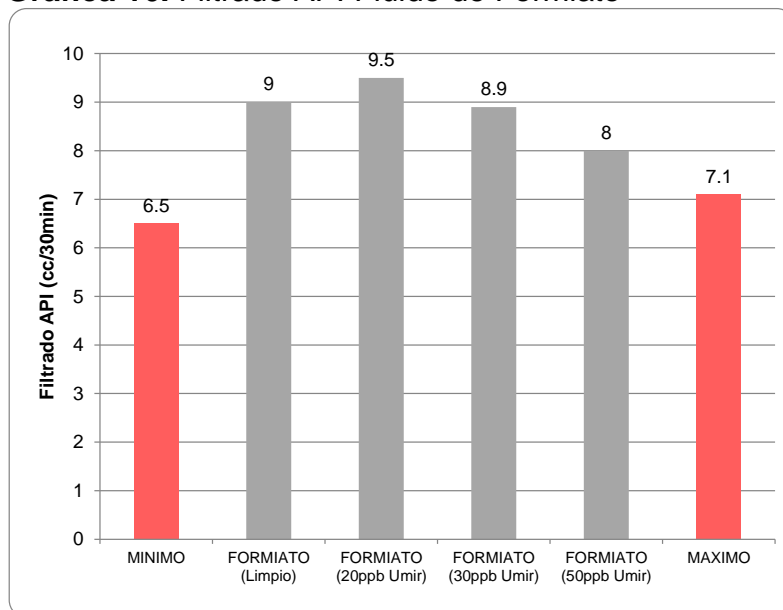


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que la respuesta del punto cedente es buena al contacto con el contaminante lo que indica buena limpieza del hueco y un comportamiento aceptable manteniendo los recortes a flote y la tixotropía.

3.2.4 Filtrado API. El Filtrado API medido para el fluido de perforación de Formiato:

Gráfica 16. Filtrado API Fluido de Formiato

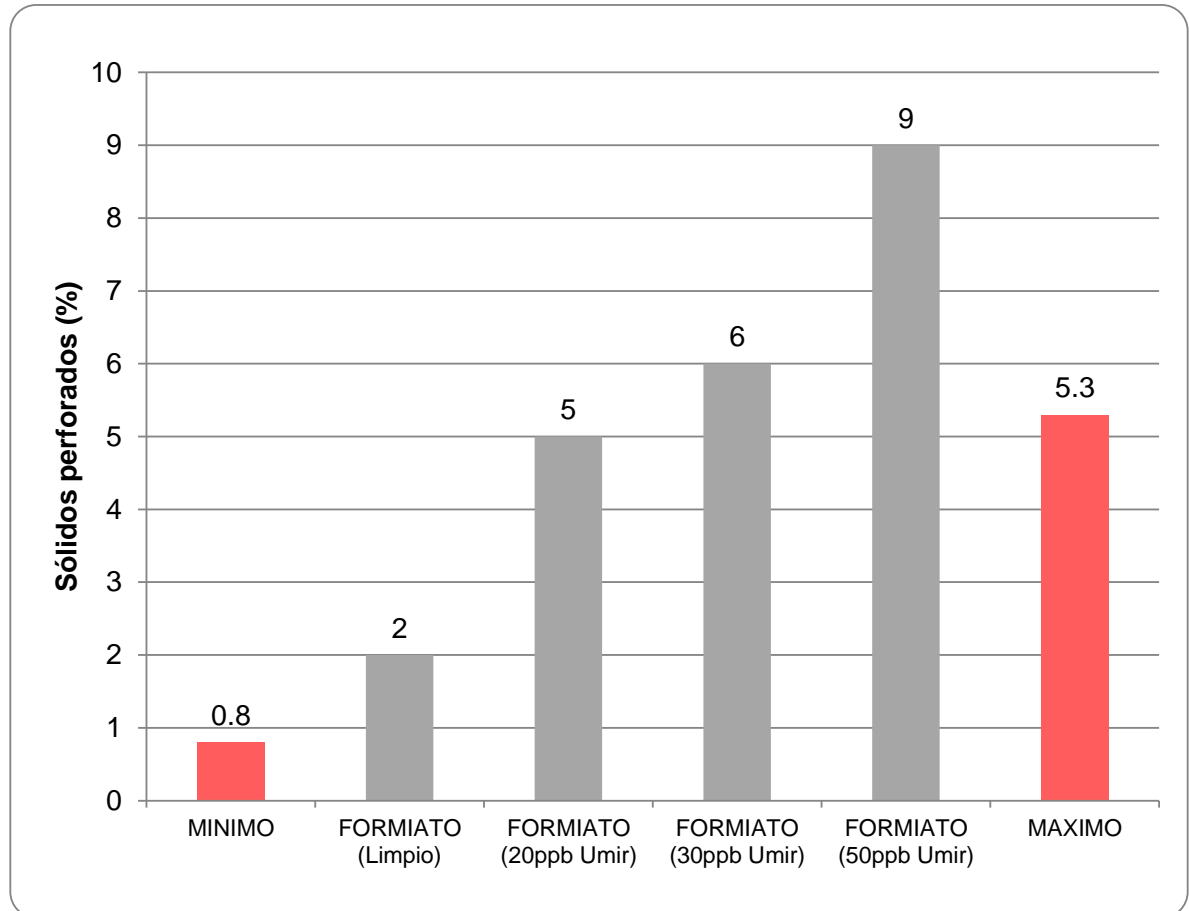


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que al incrementar la concentración de contaminante reduce el filtrado debido al comportamiento de las arcillas para mejorar el revoque, aunque el filtrado en este fluido inicia en valores mayores a los típicos para este tipo de fluido de perforación.

3.2.5 Contenido de sólidos. El contenido de sólidos medido para el fluido de perforación de Formiato se muestra a continuación:

Gráfica 17. Contenido de Sólidos Fluido de Formiato

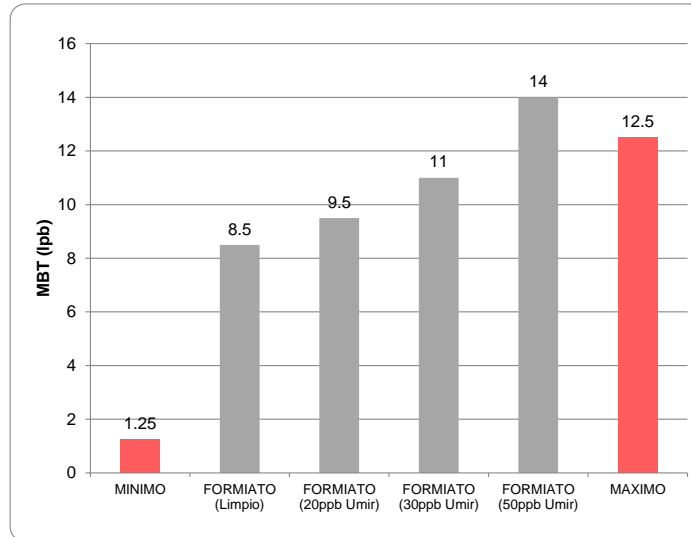


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que al incrementar la concentración de contaminante aumenta el contenido de sólidos del fluido, lo que es normal ya que se está simulando la incorporación los recortes de la Formación, durante la perforación de un pozo este problema no debería afectar el desempeño del fluido ya que se cuenta con un sistema de control de sólidos.

3.2.6 Test de azul de Metileno. El test de azul de metileno medido para el fluido de perforación de Formiato se muestra a continuación:

Gráfica 18. Test de azul de metileno Fluido de Formiato

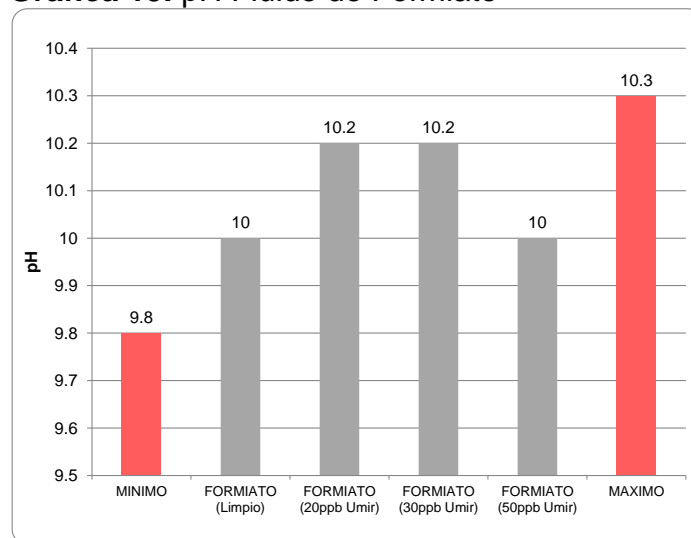


Fuente: elaboración propia

Es posible evidenciar que al incrementar la concentración de contaminante aumenta el contenido de materiales arcillosos disueltos en el fluido, el MBT se mantiene en los rangos permitidos hasta una concentración de 30ppb de Arcilla de la Fm. Umir, pero al incrementar la concentración a 50ppb, el MBT supera el valor máximo (12.5ppb) por lo que debería procederse con una dilución, que incrementa los costos de fluido fresco preparado.

3.2.7 pH. El pH medido para el fluido de perforación de Formiato se muestra a continuación:

Gráfica 19. pH Fluido de Formiato

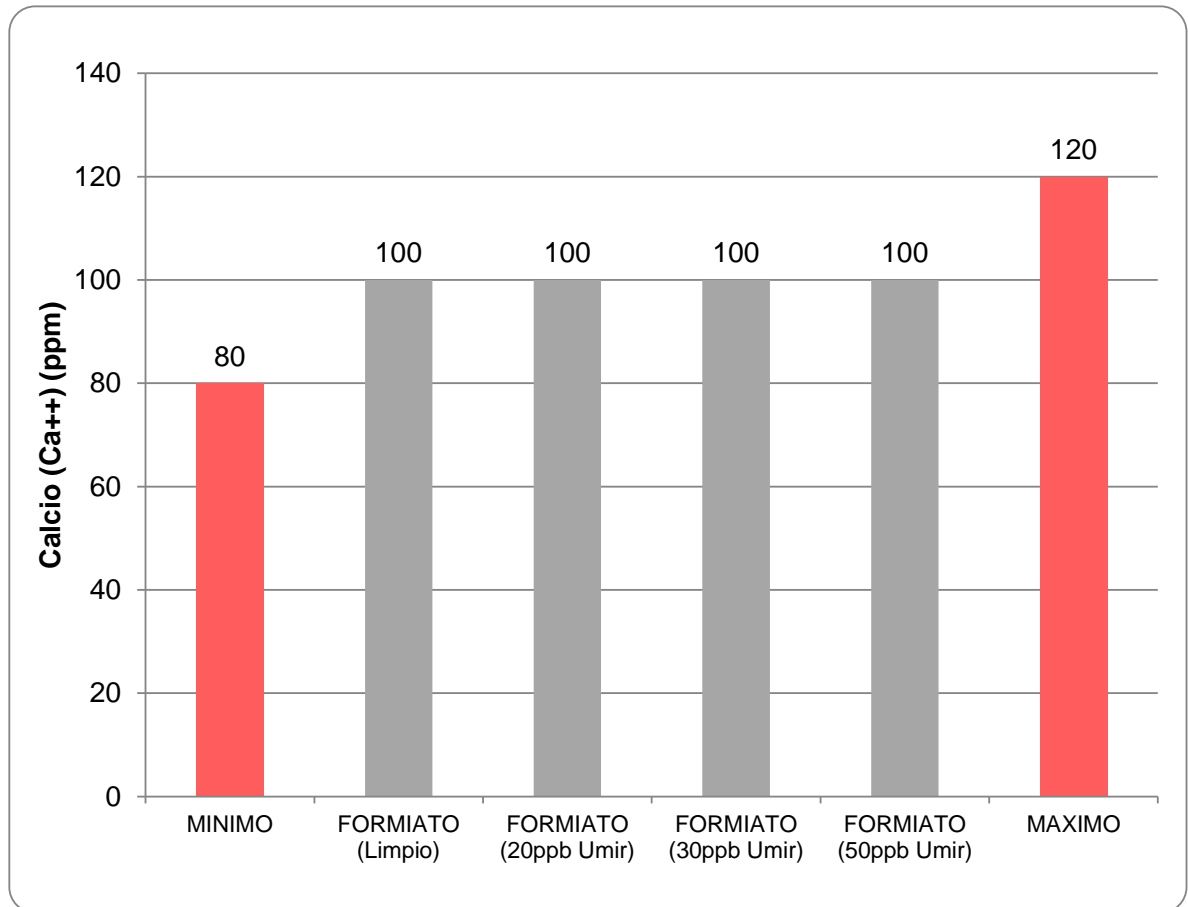


Fuente: elaboración propia

Se observa que la adición de contaminante no afecta el pH del fluido de forma relevante.

3.2.8 Dureza. La dureza calculada para el fluido de perforación de Formiato se muestra a continuación:

Gráfica 20. Dureza Fluido de Formiato

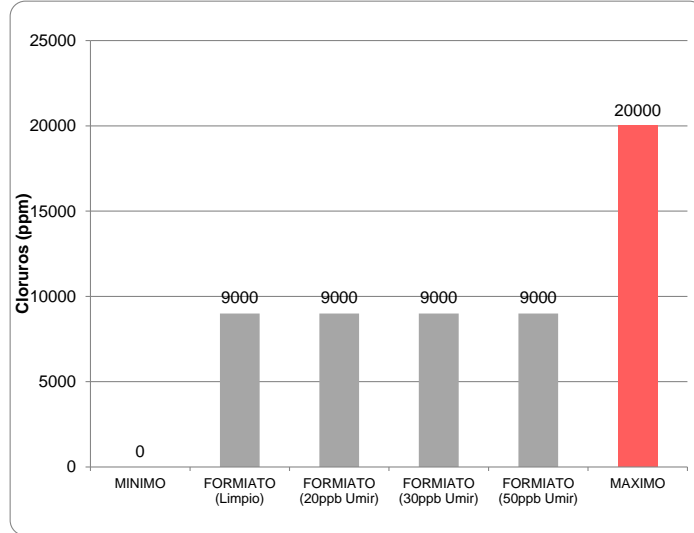


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que la adición de contaminante no afecta el cálculo de Dureza del fluido.

3.2.9 Cloruros. Los cloruros calculados para el fluido de perforación de Formiato se muestra a continuación:

Gráfica 21. Cloruros Fluido de Formiato

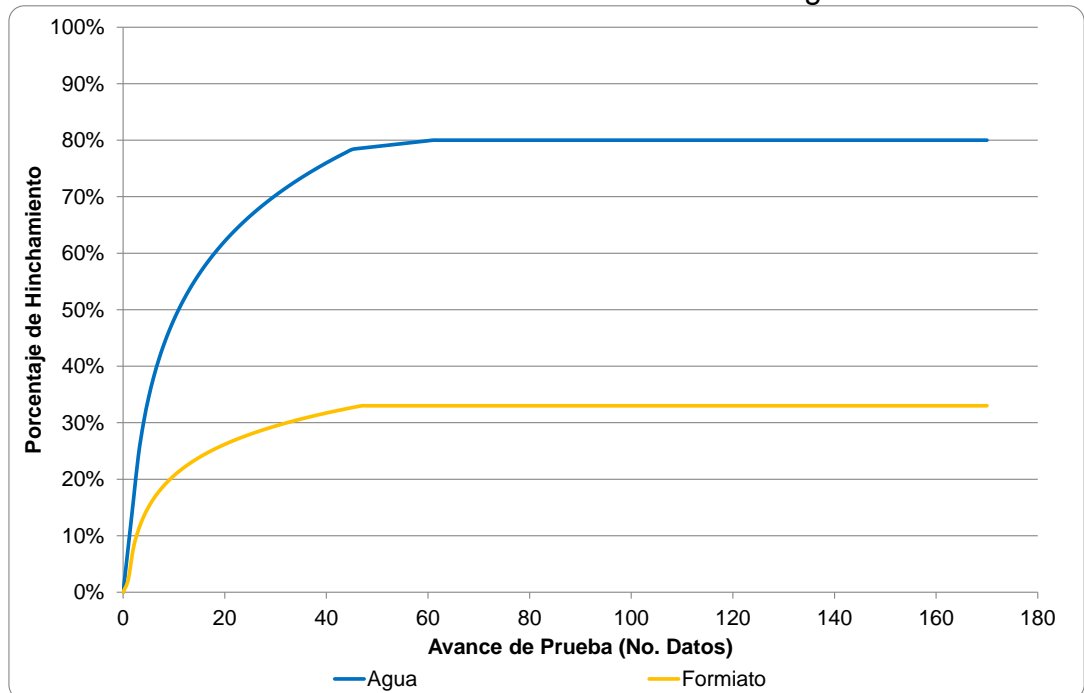


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que la adición de contaminante no afecta el contenido de cloruros del fluido.

3.2.10 Hinchamiento lineal. La prueba de hinchamiento lineal solo se realiza al fluido limpio y los resultados obtenidos se ven en la siguiente gráfica:

Gráfica 22. Hinchamiento lineal Fluido de Formiato vs Agua



Fuente: JARA ROMERO, Mario Alberto, DUARTE PRADA, Felipe. Análisis Hinchamiento lineal. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019

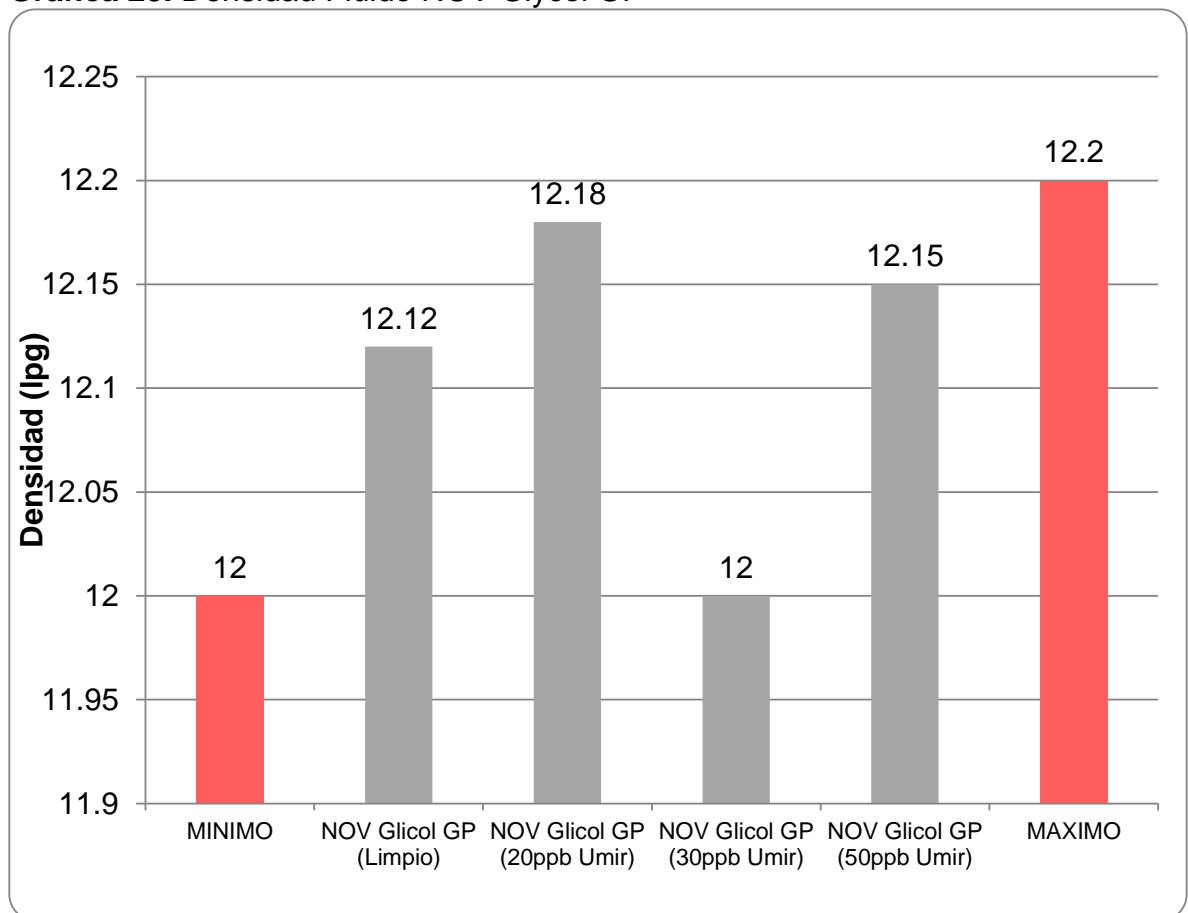
El hinchamiento lineal para el fluido de Formiato muestra resultados de hasta 30% de hinchamiento máximo, lo que es un buen resultado con respecto al resultado obtenido por la prueba de hinchamiento al fluido original y es evidenciado además en las pruebas de laboratorio realizadas.

3.3 PROPIEDADES DEL FLUIDO NOV GLYCOL GP

A continuación se presentan y comparan los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio realizadas al fluido Terraform modificado con la adición de NOV Glycol GP y PHPA antes y después de ser contaminado con concentraciones controladas de Arcilla de la Formación Umir. La hoja de laboratorio se encuentra en el **Anexo 3**.

3.3.1 Densidad. La densidad medida para el fluido de perforación NOV Glycol GP se muestra a continuación:

Gráfica 23. Densidad Fluido NOV Glycol GP

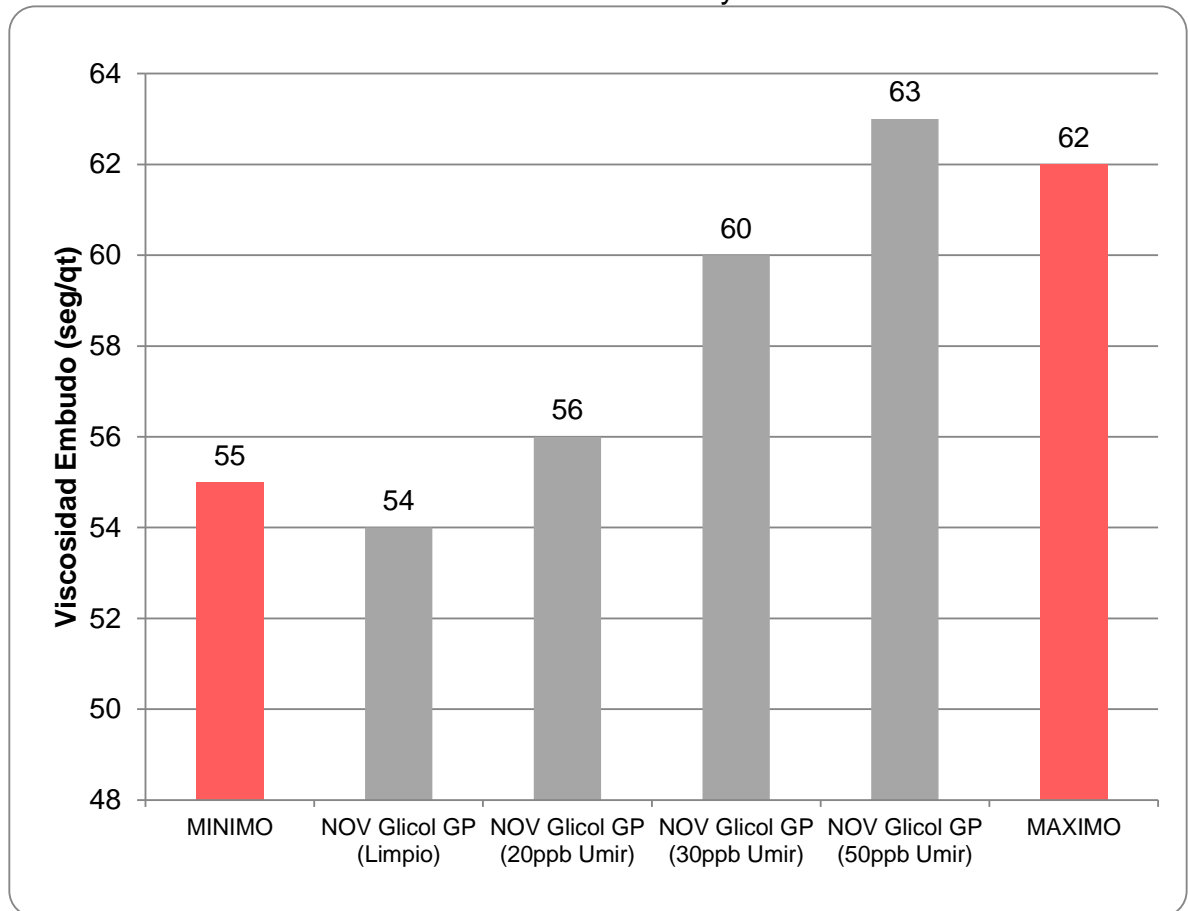


Fuente: elaboración propia

La densidad del fluido se mantuvo dentro de los parámetros típicos para un fluido inhibido, no presenta ninguna afectación relevante al contacto con las arcillas.

3.3.2 Viscosidad de embudo. La viscosidad de embudo medida para el fluido NOV Glycol GP se muestra a continuación:

Gráfica 24. Viscosidad de embudo Fluido NOV Glycol GP

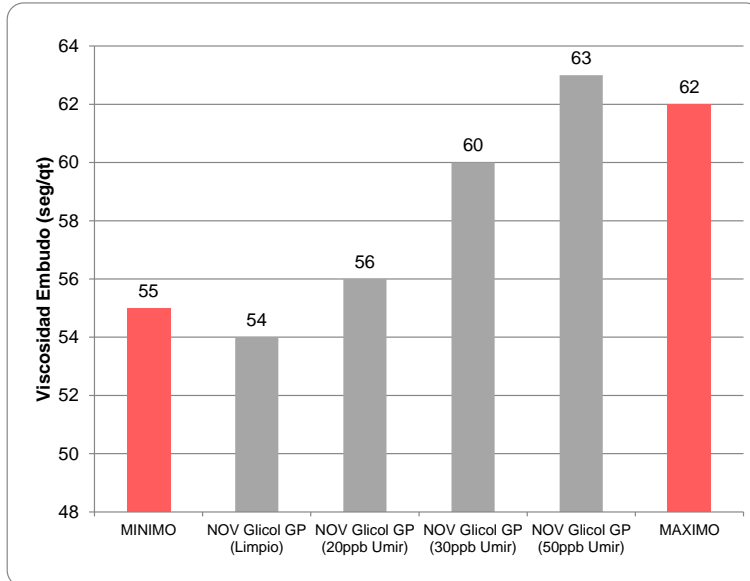


Fuente: elaboración propia

Los resultados de la prueba de viscosidad de embudo realizada al fluido NOV Glycol GP indican un incremento lineal de la viscosidad con respecto a la adición de contaminante, el valor alcanzado a la máxima concentración de arcilla es levemente mayor al rango máximo para este tipo de fluido, esto indica que el fluido tiene la capacidad para controlar las incorporación de arcillas en el sistema. Su rendimiento podría decaer si la concentración de arcillas es superior o si se prolonga el tiempo de contacto del sistema de fluido con la Formación Umir, por lo que aunque cumple su función no es óptimo para controlar el alto contenido de arcillas durante la perforación.

3.3.3 Propiedades Reologicas. Las propiedades calculadas para el fluido NOV Glycol GP (Viscosidad plástica, Punto cedente) se muestra a continuación:

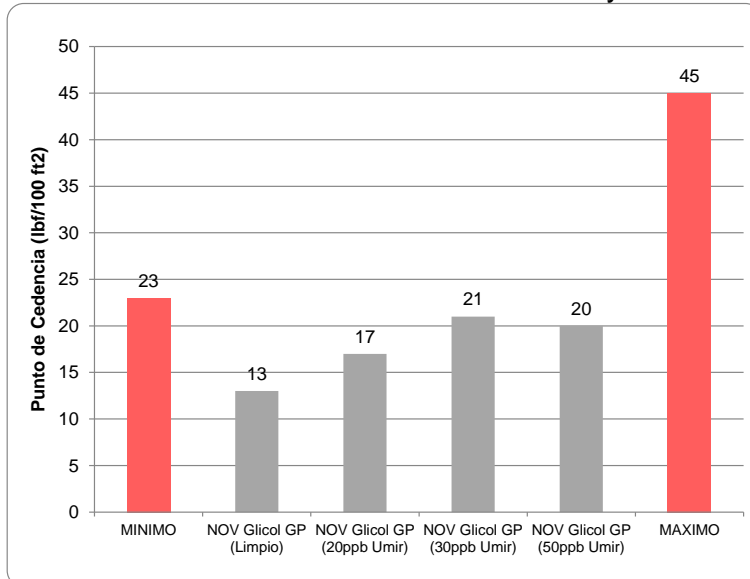
Gráfica 25. Viscosidad Plástica Fluido NOV Glycol GP



Fuente: elaboración propia

Los valores de viscosidad plástica calculados para esta muestra de fluido se mantienen cercanos a los límites teóricos de un fluido inhibido, lo que indica un buen comportamiento del fluido al contacto con la Formación Umir.

Gráfica 26. Punto cedente Fluido NOV Glycol GP

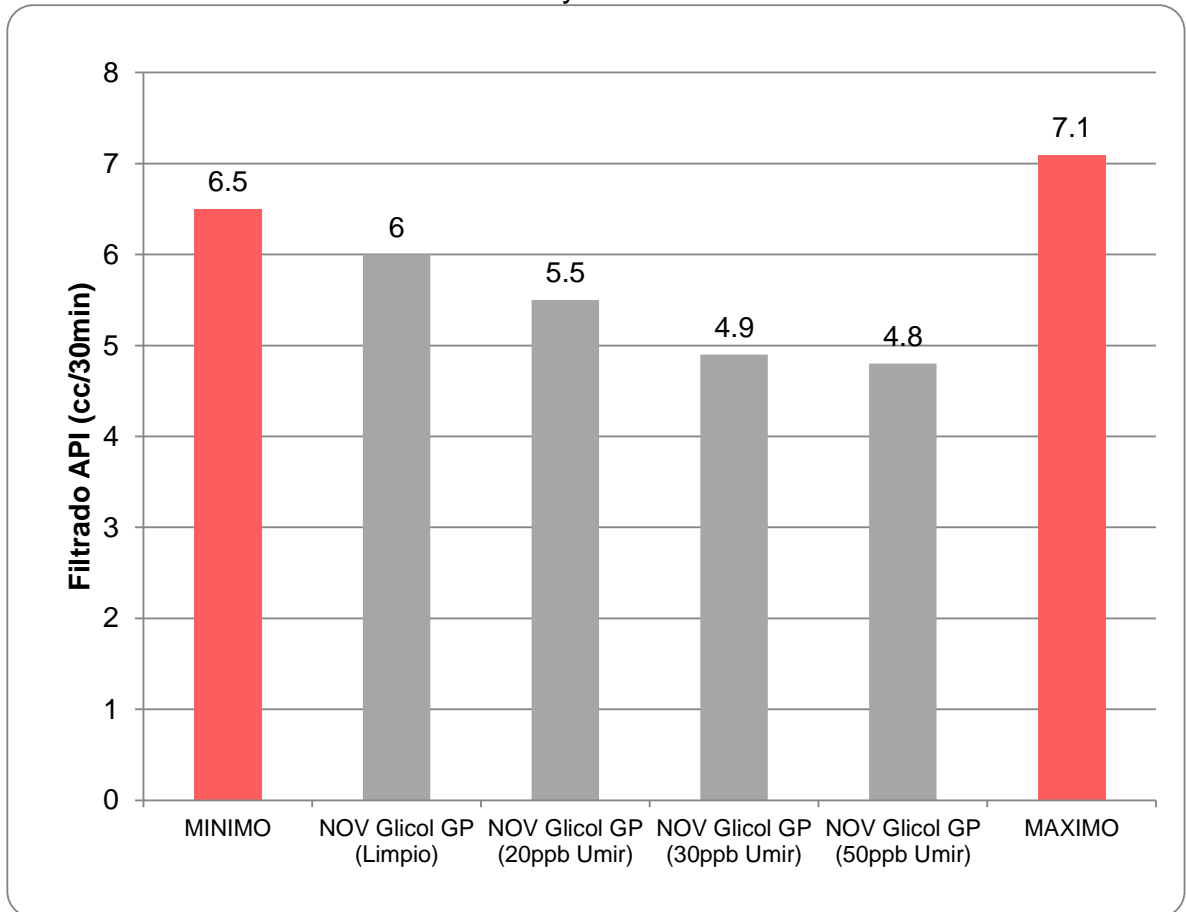


Fuente: elaboración propia

La respuesta del punto cedente es buena al contacto con el contaminante lo que indica que el fluido posee buenas propiedades con respecto a la limpieza del hueco y un comportamiento bueno manteniendo los recortes a flote y la tixotropía.

3.3.4 Filtrado API. El Filtrado API medido para el fluido de perforación NOV Glycol GP

Gráfica 27. Filtrado API Fluido NOV Glycol GP

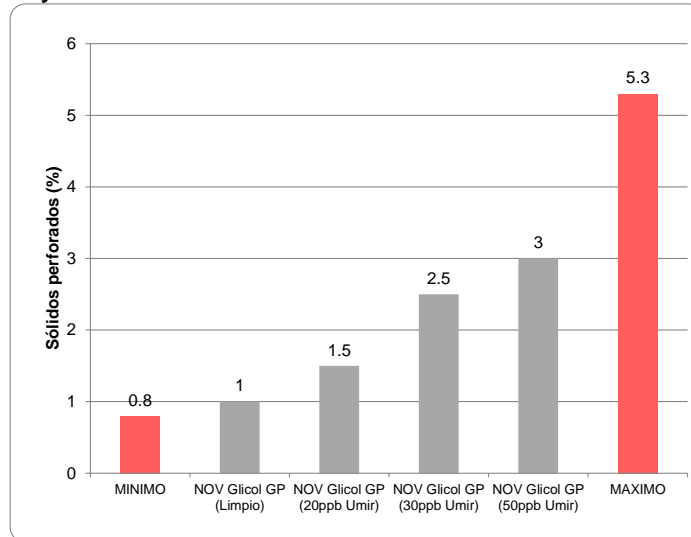


Fuente: elaboración propia

Al igual que en los fluidos anteriormente analizados se evidencia que al incrementar la concentración de contaminante reduce el filtrado debido al comportamiento de las arcillas para mejorar el revoque, el filtrado en este fluido se mantiene por debajo de los rangos típicos para un fluido inhibido pero este no es un parámetro requerido por la operadora así que es un buen resultado.

3.3.5 Contenido de sólidos. El contenido de sólidos medido para el fluido de perforación NOV Glycol GP se muestra a continuación:

Gráfica 28. Contenido de Sólidos Fluido NOV Glycol GP

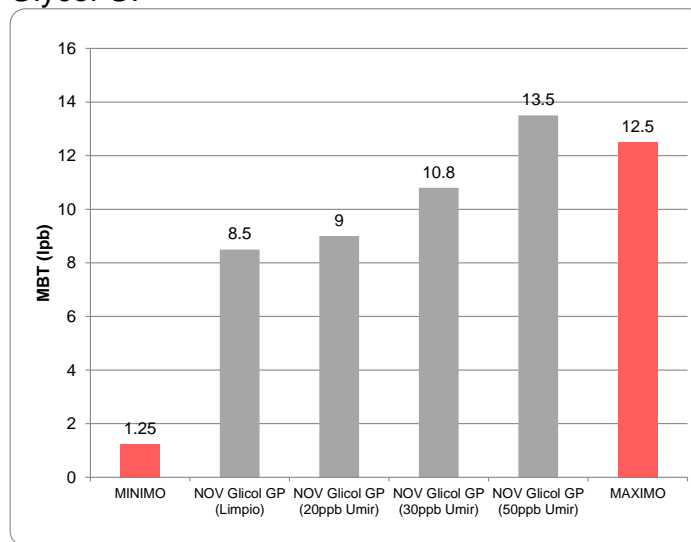


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que al incrementar la concentración de contaminante aumenta el contenido de sólidos del fluido, lo que es un comportamiento normal ya que se está simulando la incorporación los recortes de la Formación, durante la perforación de un pozo este problema no debe afectar el desempeño del fluido ya que se cuenta con un sistema de control de sólidos.

3.3.6 Test de azul de Metileno. El test de azul de metileno medido para el fluido de perforación NOV Glycol GP se muestra a continuación:

Gráfica 29. Test de azul de metileno NOV Glycol GP

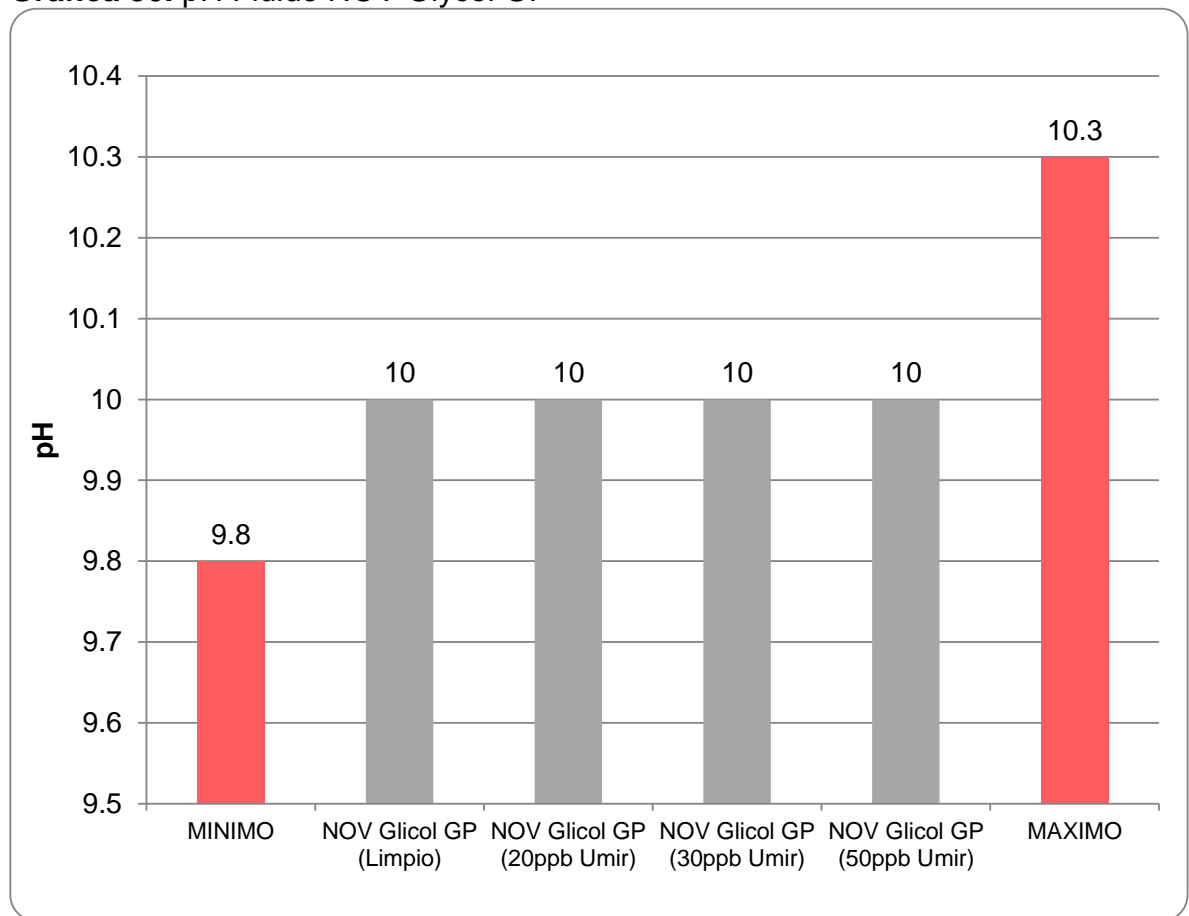


Fuente: elaboración propia

El MBT se mantiene en los rangos permitidos hasta una concentración de 30lpb de Arcilla de la Fm. Umir, pero al incrementar la concentración a 50lpb, el MBT supera el valor máximo (12.5lpb) por 1lpb, lo que puede ser controlado sin incurrir en altos costos pero si la Formación aporta una mayor concentración de la esperada de arcilla puede afectar el rendimiento del fluido.

3.3.7 pH. El pH medido para el fluido de perforación NOV Glycol GP se muestra a continuación:

Gráfica 30. pH Fluido NOV Glycol GP

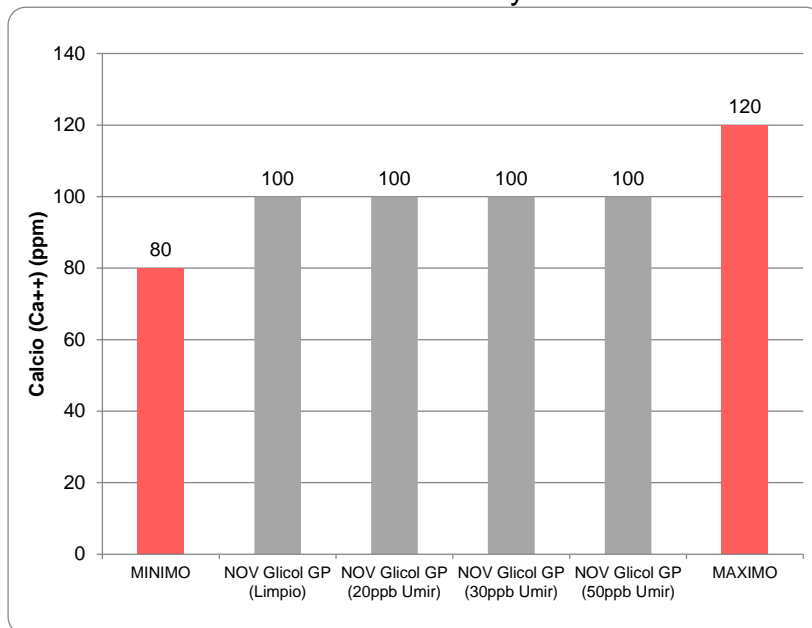


Fuente: elaboración propia

Se observa que la adición de contaminante no afecta el pH del fluido de forma relevante.

3.3.8 Dureza. La dureza calculada para el fluido de perforación NOV Glycol GP se muestra a continuación:

Gráfica 31. Dureza Fluido NOV Glycol GP

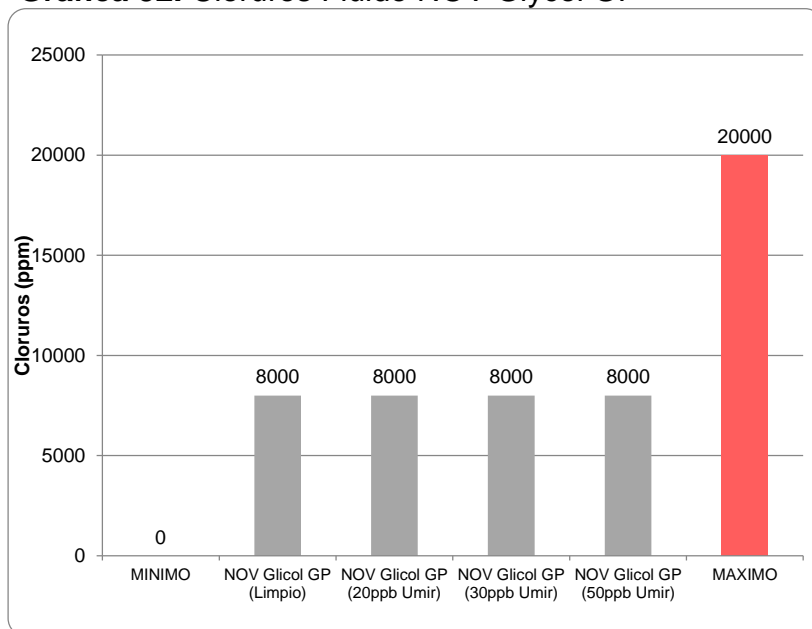


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que la adición de contaminante no afecta el cálculo de Dureza del fluido.

3.3.9 Cloruros. Los cloruros calculados para el fluido de perforación NOV Glycol GP se muestra a continuación:

Gráfica 32. Cloruros Fluido NOV Glycol GP

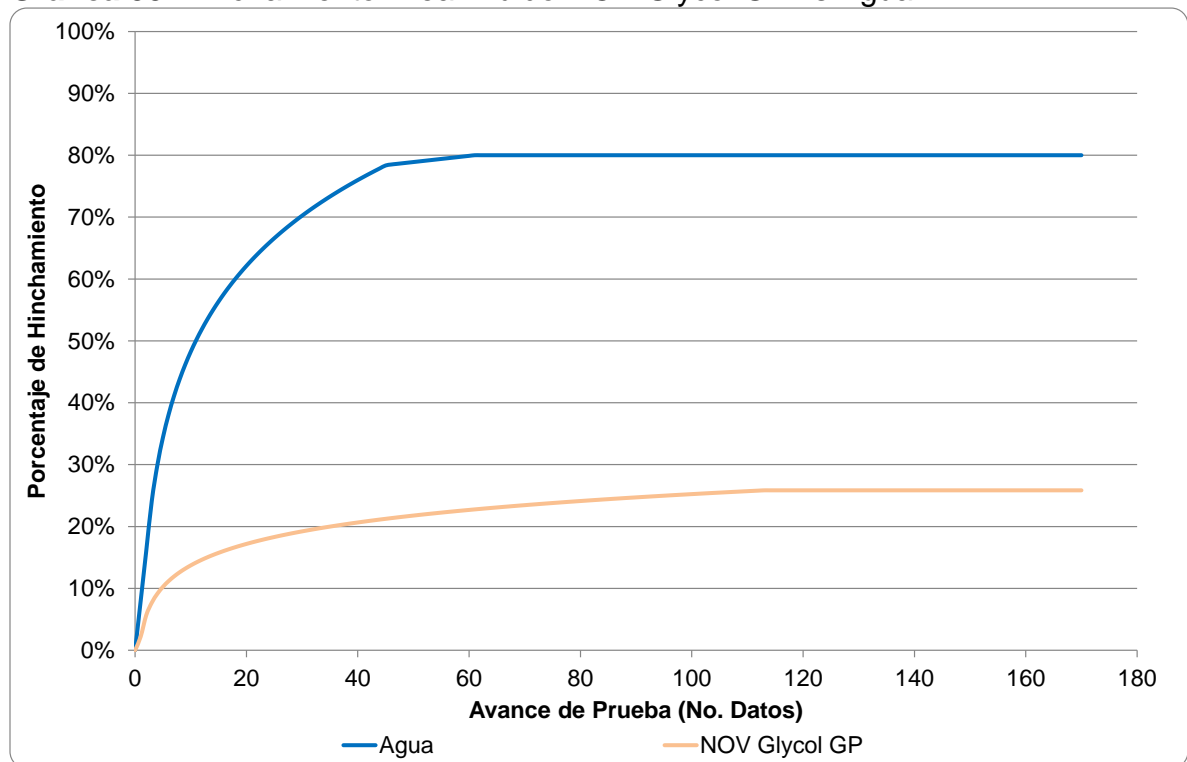


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que la adición de contaminante no afecta el contenido de cloruros del fluido.

3.3.10 Hinchamiento lineal. La prueba de hinchamiento lineal solo se realiza al fluido limpio y los resultados obtenidos se ven en la siguiente gráfica:

Gráfica 33. Hinchamiento lineal Fluido NOV Glycol GP vs Agua



Fuente: JARA ROMERO, Mario Alberto, DUARTE PRADA, Felipe. Análisis Hinchamiento lineal. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019

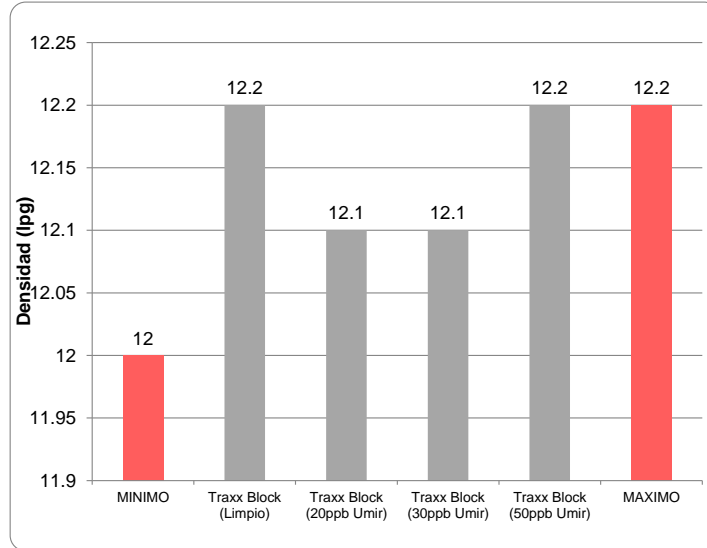
El hinchamiento lineal para el fluido de Formiato muestra resultados de hasta 25% de hinchamiento máximo, este resultado de la prueba de hinchamiento lineal es apoyado por las pruebas de laboratorio corridas al fluido e indica un buen comportamiento inhibidor y encapsulante del mismo.

3.4 PROPIEDADES DEL FLUIDO TRAXX BLOCK

A continuación se presentan y comparan los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio realizadas al fluido Terraform modificado con la adición de Traxx Block y PHPA antes y después de ser contaminado con concentraciones controladas de Arcilla de la Formación Umir. La hoja de laboratorio se encuentra en el **Anexo 4**.

3.4.1 Densidad. La densidad medida para el fluido de perforación Traxx Block se muestra a continuación:

Gráfica 34. Densidad Fluido Traxx Block

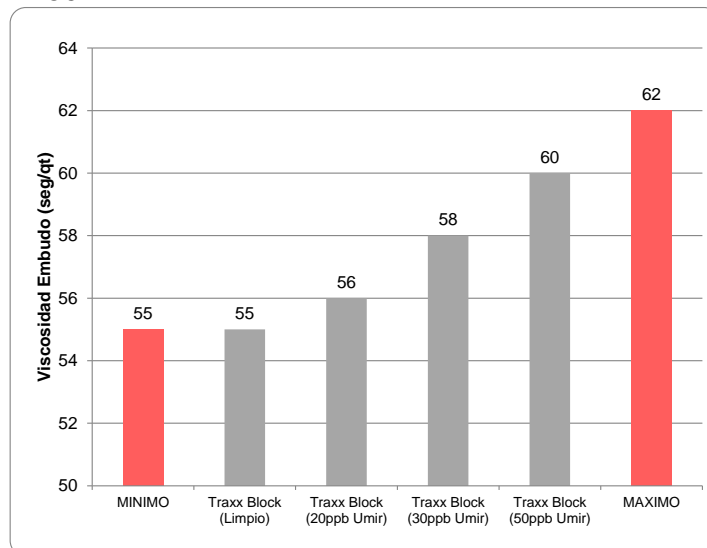


Fuente: elaboración propia

La densidad del fluido se mantuvo dentro de los parámetros típicos para un fluido inhibido y no presenta variación con respecto a la adición de contaminante.

3.4.2 Viscosidad de embudo. La viscosidad de embudo medida para el fluido Traxx Block se muestra a continuación:

Gráfica 35. Viscosidad de embudo Fluido Traxx Block

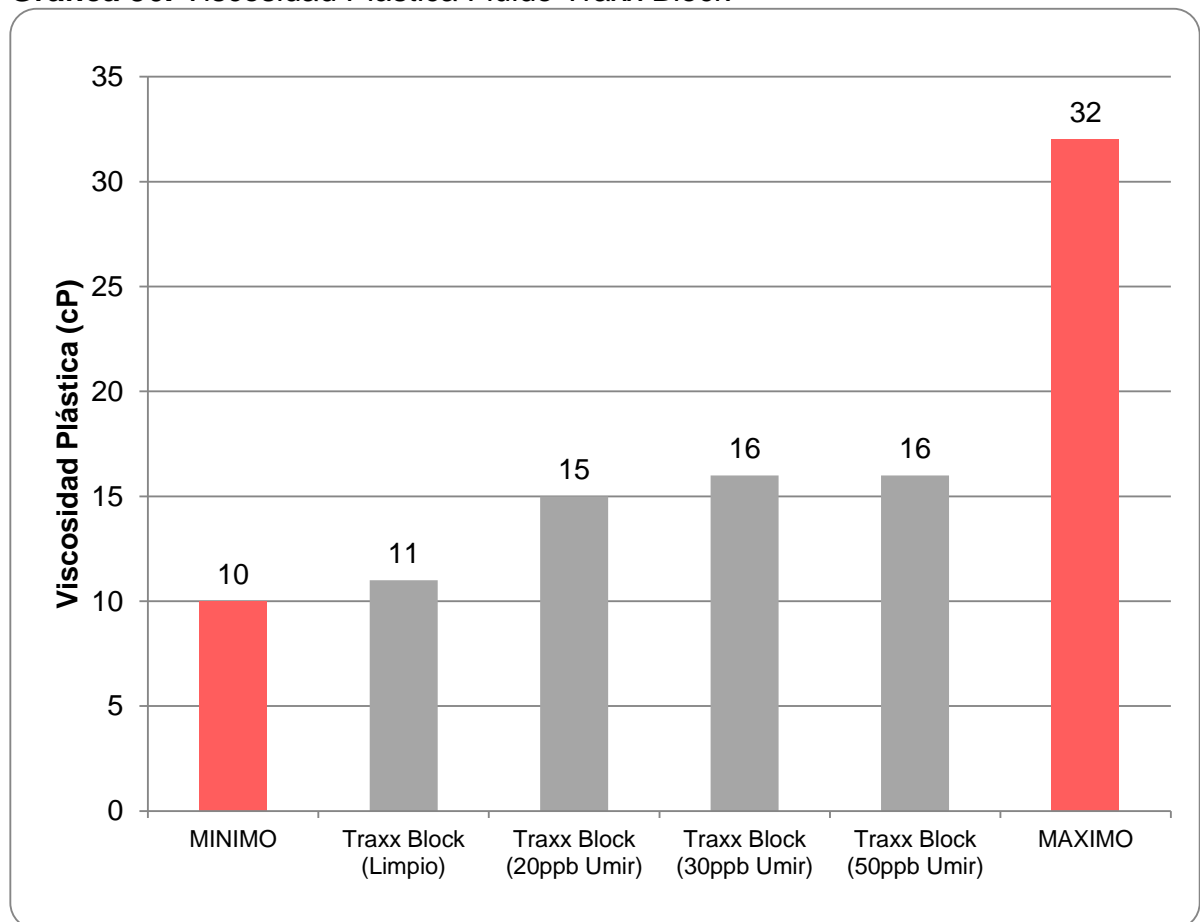


Fuente: elaboración propia

Para el Traxx Block la viscosidad de embudo incrementa al aumentar la concentración de contaminante sin exceder el rango máximo para este tipo de fluido, esto indica que el fluido tiene la capacidad para controlar la incorporación de arcillas en el sistema y puede ser implementado sin riesgo a perder propiedades reologicas o tixotrópicas.

3.4.3 Propiedades Reologicas. Las propiedades reologicas calculadas para el fluido Traxx Block (Viscosidad plástica, Punto cedente) se muestra a continuación:

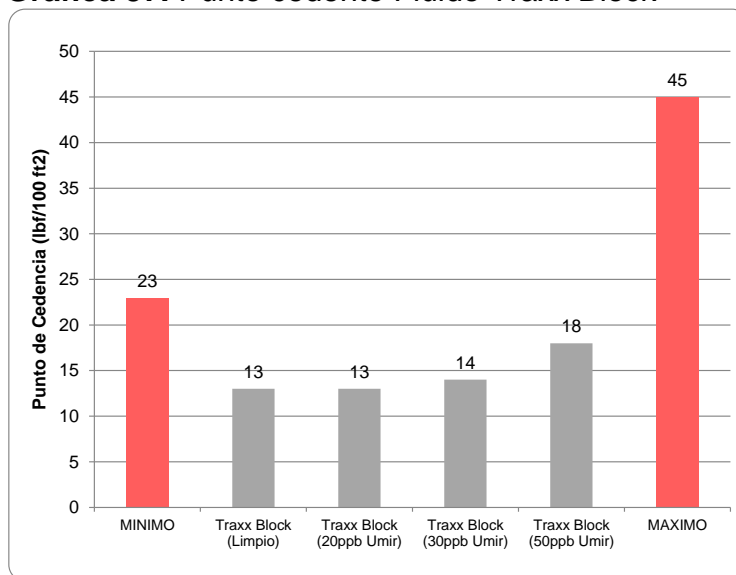
Gráfica 36. Viscosidad Plástica Fluido Traxx Block



Fuente: elaboración propia

Se evidencia que los valores de viscosidad plástica calculados se mantienen entre los rangos típicos de un fluido inhibido, lo que asegura un óptimo comportamiento del fluido comportamiento para incrementar la rata de perforación (ROP) y mantener el ECD al aumentar la concentración de la contaminación esta propiedad no se ve se afectada lo que permite evidenciar el buen trabajo del inhibidor y el PHPA adicionado.

Gráfica 37. Punto cedente Fluido Traxx Block

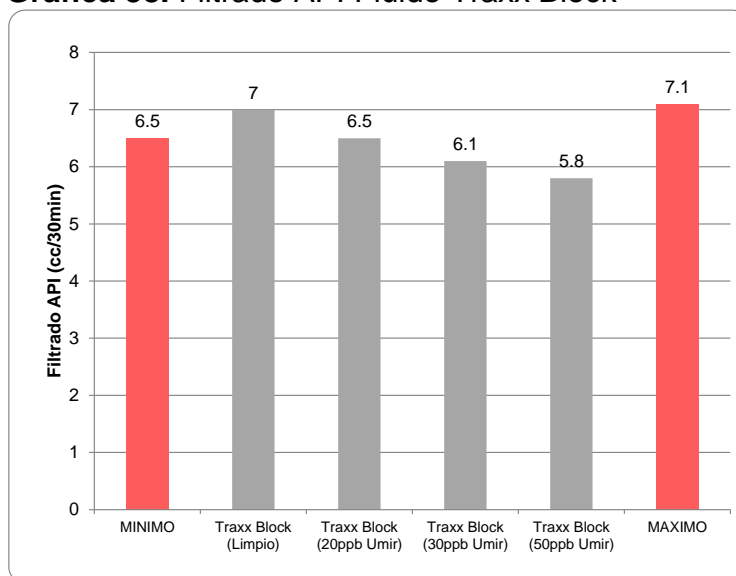


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que la respuesta del punto cedente no se encuentra entre los límites típicos para un fluido inhibido lo que se debe al comportamiento de los geles del fluido pero su reacción es buena al contacto con el contaminante lo que indica que el fluido proveerá limpieza del hueco y un comportamiento aceptable manteniendo los recortes a flote y la tixotropía,

3.4.4 Filtrado API. El Filtrado API medido para el fluido de perforación Traxx Block

Gráfica 38. Filtrado API Fluido Traxx Block

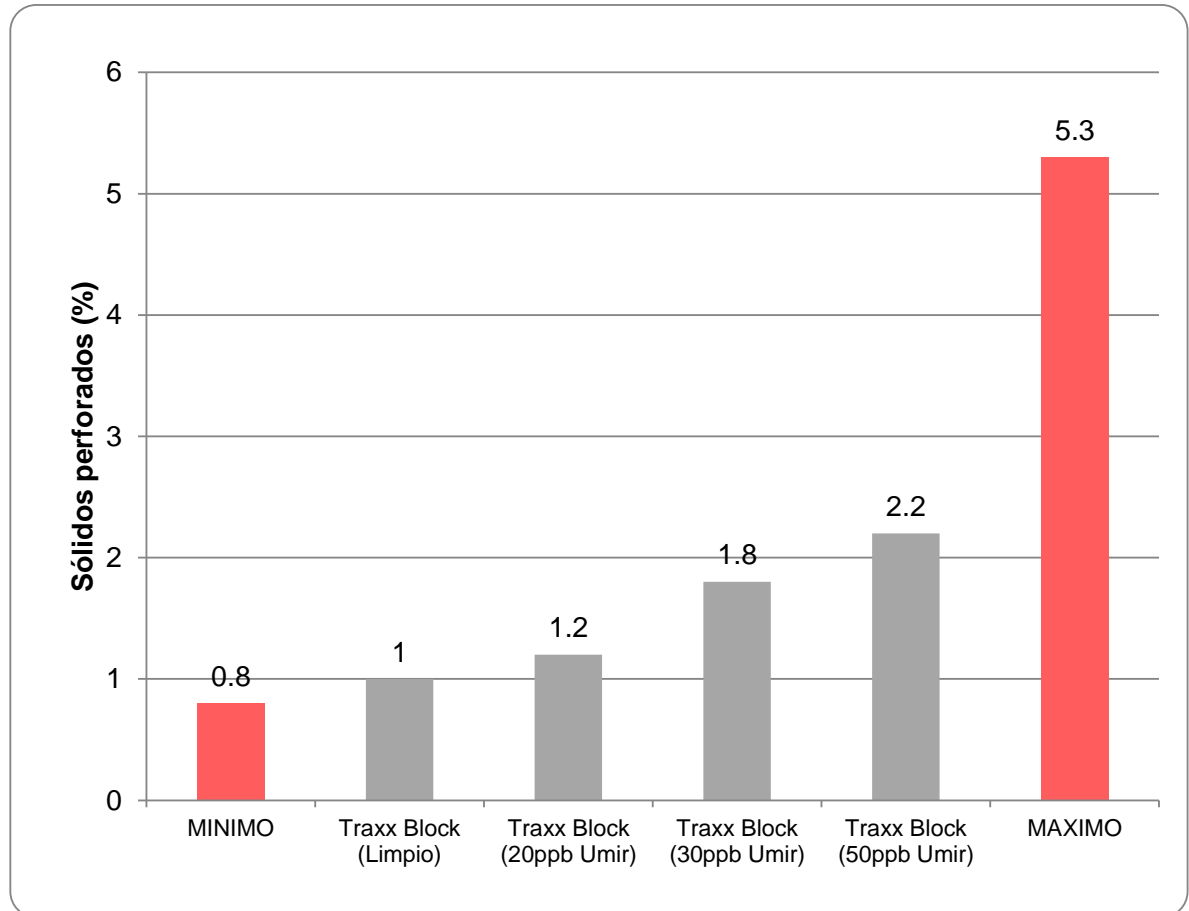


Fuente: elaboración propia

Al incrementar la concentración de contaminante reduce el filtrado debido al comportamiento de las arcillas para mejorar el revoque, aunque el filtrado en este fluido alcance valores inferiores al mínimo permitido, este no es un requerimiento de la operadora, por lo que puede ser usado para perforar.

3.4.5 Contenido de sólidos. El contenido de sólidos medido para el fluido de perforación Traxx Block se muestra a continuación:

Gráfica 39. Contenido de Sólidos Fluido Traxx Block

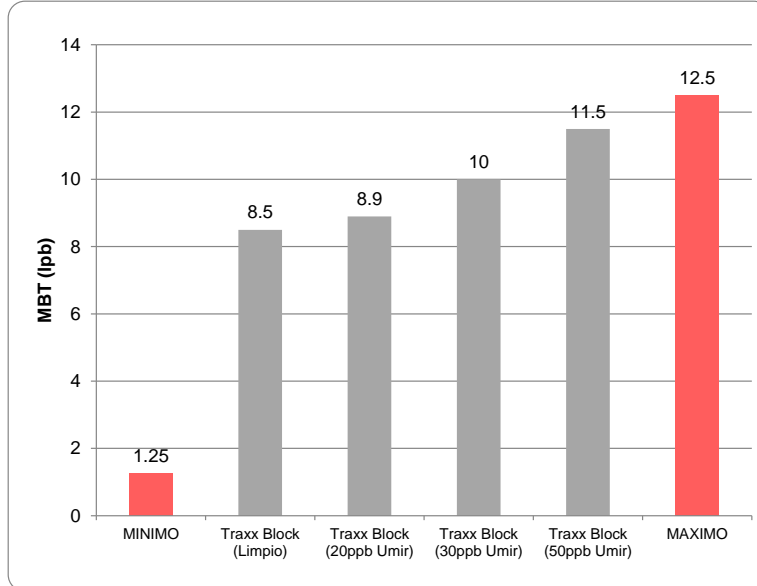


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que al incrementar la concentración de contaminante aumenta el contenido de sólidos del fluido, lo que es un comportamiento normal ya que se está simulando la incorporación los recortes de la Formación, durante la perforación de un pozo este problema no debe afectar el desempeño del fluido ya que se cuenta con un sistema de control de sólidos y no se exceden los rangos típicos para un fluido inhibido.

3.4.6 Test de azul de Metileno. El test de azul de metileno medido para el fluido de perforación Traxx Block se muestra a continuación:

Gráfica 40. Test de azul de metileno Traxx Block

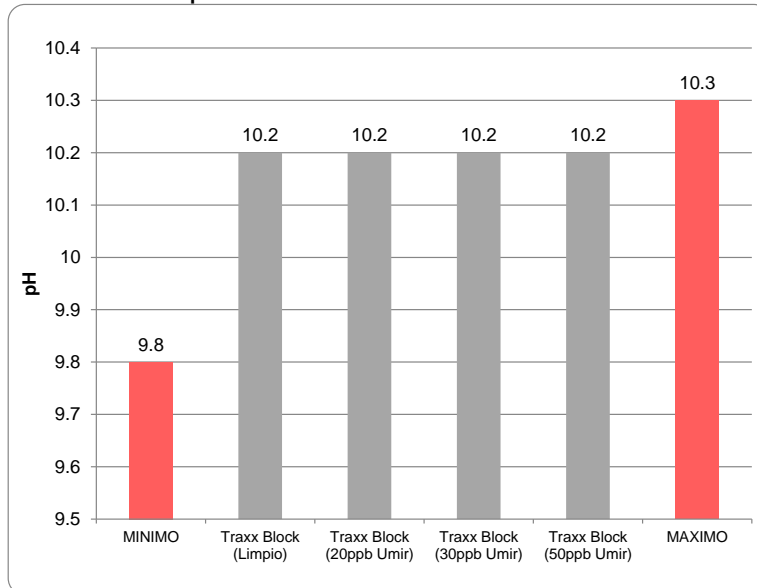


Fuente: elaboración propia

Es posible observar que al incrementar la concentración de contaminante aumenta de forma controlada el contenido de materiales arcillosos disueltos en el fluido, el MBT se mantiene en los rangos permitidos por lo que se evidencia que el inhibidor Traxx Block y el PHPA están cumpliendo con su función de forma óptima

3.4.7 pH. El pH medido para el fluido de perforación Traxx Block se muestra a continuación:

Gráfica 41. pH Fluido Traxx Block

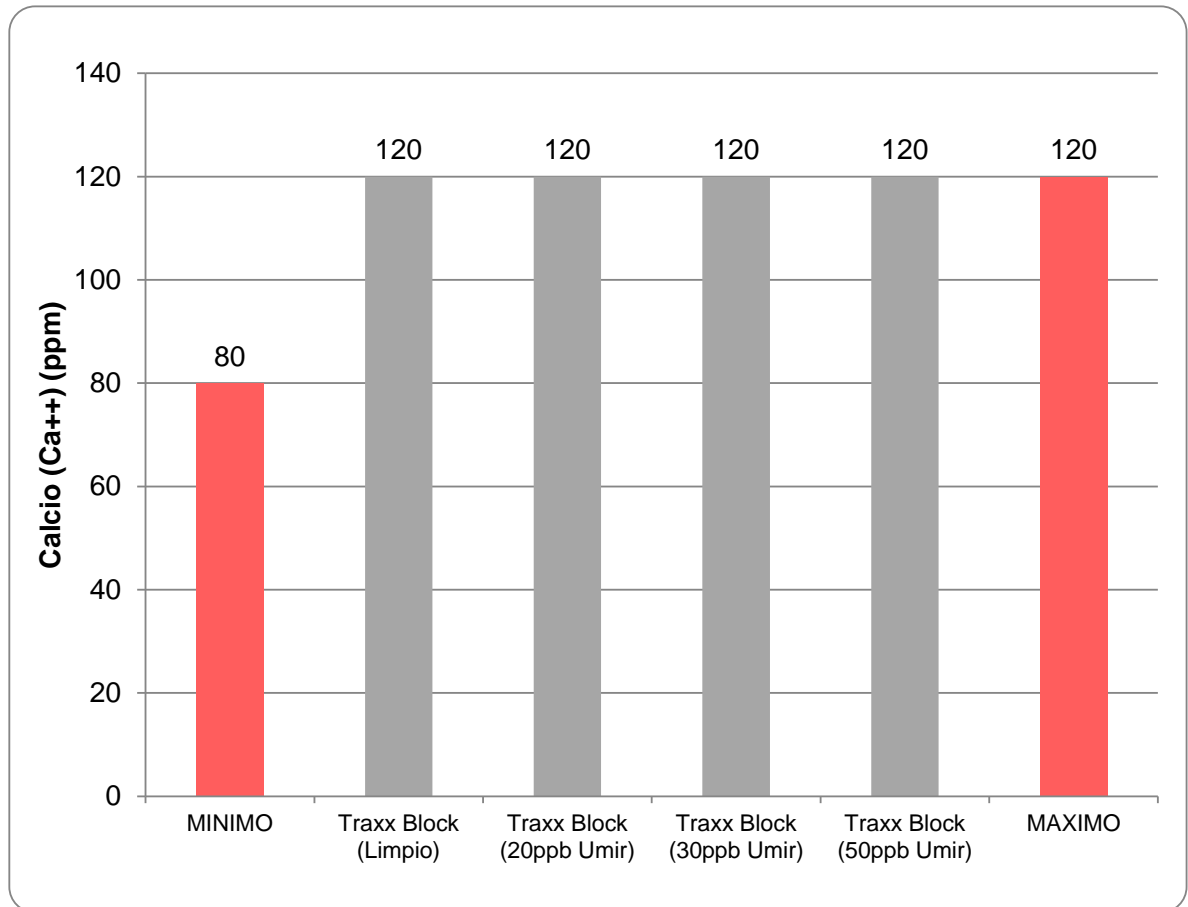


Fuente: elaboración propia

Se observa que la adición de contaminante no afecta el pH del fluido de forma relevante.

3.4.8 Dureza. La dureza calculada para el fluido de perforación Traxx Block se muestra a continuación:

Gráfica 42. Dureza Fluido Traxx Block

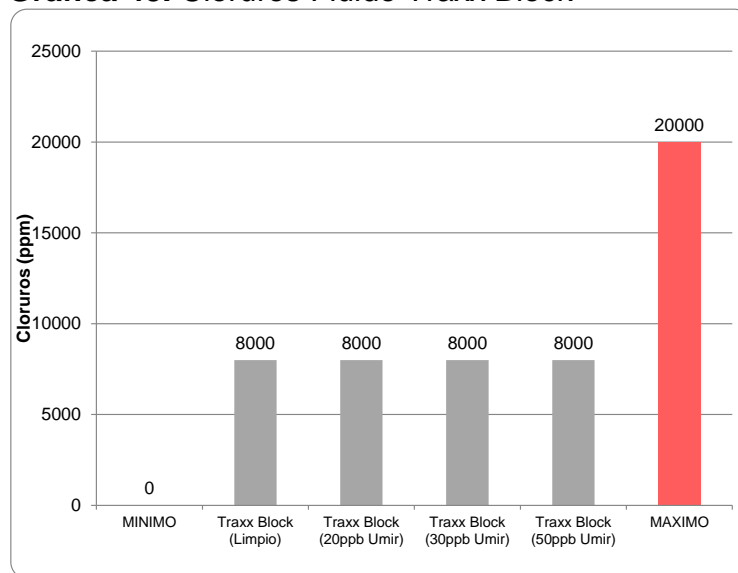


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que la adición de contaminante no afecta el cálculo de Dureza del fluido.

3.4.9 Cloruros. Los cloruros calculados para el fluido de perforación Traxx Block se muestra a continuación:

Gráfica 43. Cloruros Fluido Traxx Block

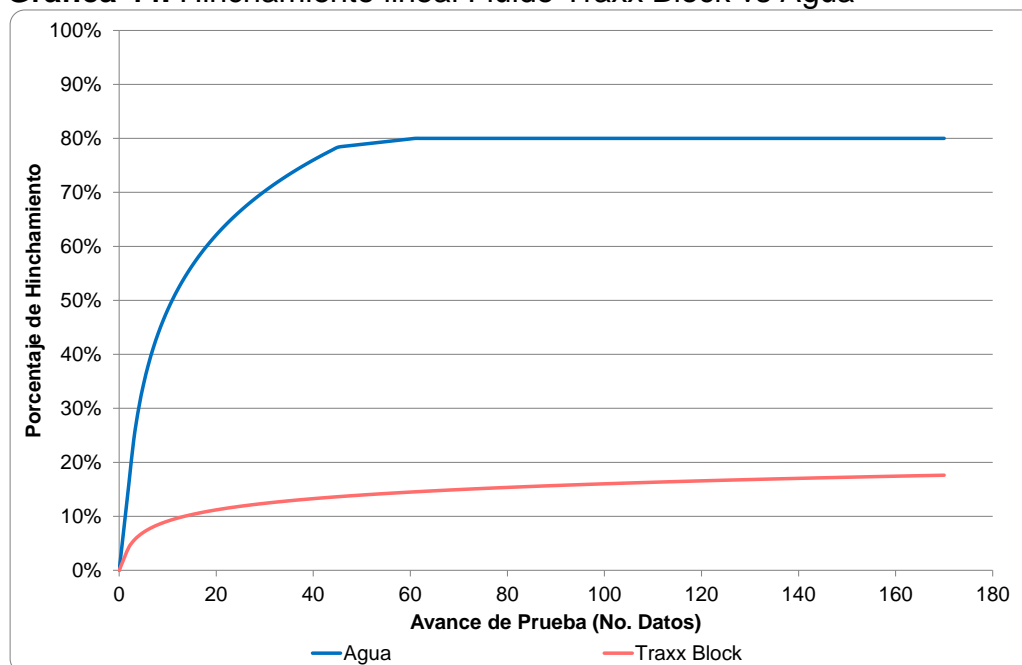


Fuente: elaboración propia

Se evidencia que la adición de contaminante no afecta el contenido de cloruros

3.4.10 Hinchamiento lineal. La prueba de hinchamiento lineal solo se realiza al fluido limpio y los resultados obtenidos se ven en la siguiente gráfica:

Gráfica 44. Hinchamiento lineal Fluido Traxx Block vs Agua



Fuente: JARA ROMERO, Mario Alberto, DUARTE PRADA, Felipe. Análisis Hinchamiento lineal. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019

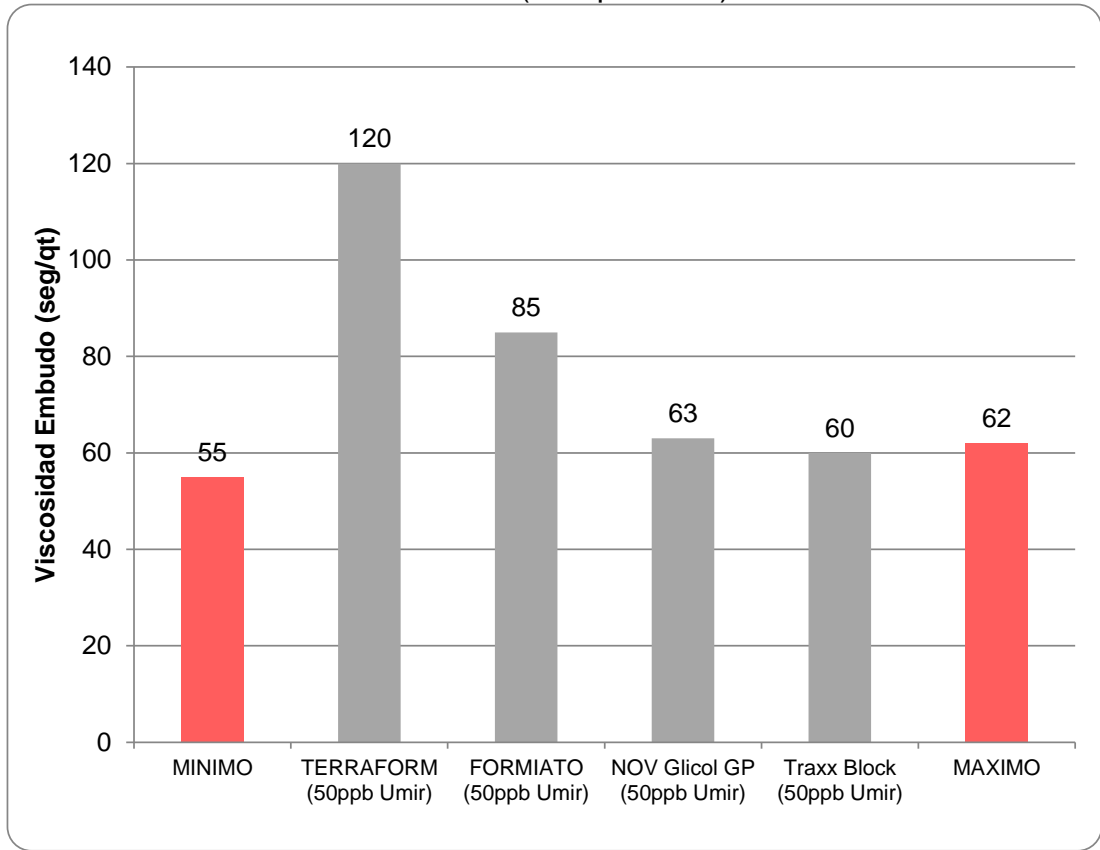
El hinchamiento lineal para el fluido con Traxx Block muestra resultados de menos de 18% de hinchamiento máximo, lo que es un excelente resultado teniendo en cuenta la naturaleza de la formación adicionalmente este comportamiento es evidenciado en las pruebas de laboratorio realizadas donde el fluido cumple con todos los parámetro establecidos para un fluido inhibido.

3.5 SELECCIÓN DEL FLUIDO ÓPTIMO

Basado en el análisis de los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio a cada una de las propuestas de fluido para la perforación de la Formación Umir es posible identificar que las pruebas más relevantes para realizar la selección del fluido óptimo son viscosidad de embudo, reología, MBT e hinchamiento lineal, la comparación de estas propiedades medidas con el fluido contaminado con la mayor concentración de muestra de la Formación Umir (50ppb) se presenta al detalle a continuación.

3.5.1 Viscosidad de embudo. La viscosidad de embudo medida para cada uno de los fluidos contaminados con 50ppb de arcilla de la Formación Umir puede observarse en la siguiente gráfica:

Gráfica 45. Viscosidad de embudo (Comparación)

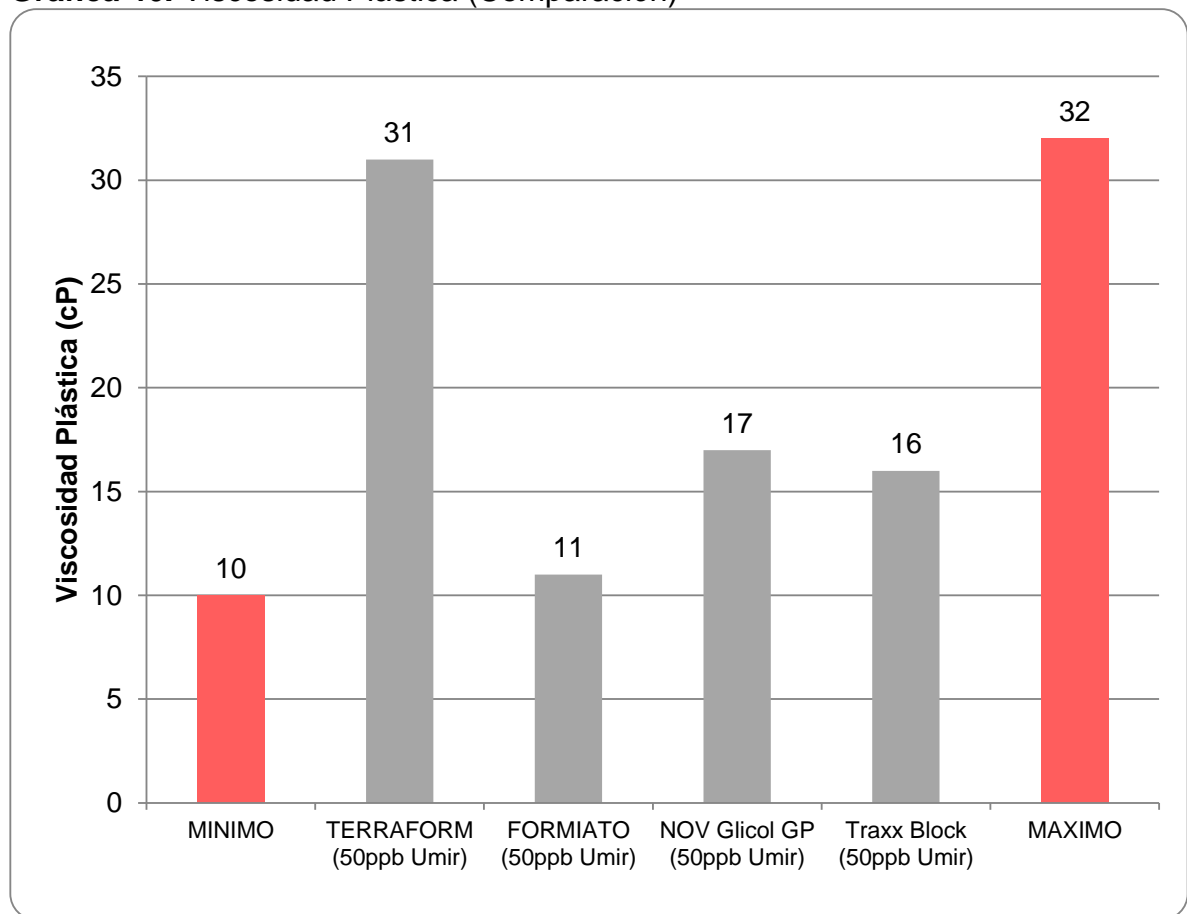


Fuente: elaboración propia

Esta Viscosidad es utilizada como parámetro referencial para detectar cambios relativos en las propiedades del fluido. Aunque carece de base científica y no proporciona suficiente información para determinar la reología de un fluido, es una buena guía rápida para determinar si un lodo a base de agua se está espesando o adelgazando. Podemos evidenciar que el fluido Traxx Block es el único que se mantiene dentro de los rangos típicos para un fluido inhibido, lo que indica que la viscosidad del fluido se mantiene óptima a altas concentraciones de contaminante. El comportamiento del fluido Traxx Block a comparación de las otras tres muestras a las cuales se realizaron las pruebas de laboratorio indica que el fluido tiene la capacidad para controlar la incorporación de arcillas en el sistema y puede ser implementado en la perforación de la Formación Umir garantizando la tixotropía del fluido.

3.5.2 Propiedades Reologicas. Las propiedades reologicas calculadas para cada uno de los fluidos contaminados con 50ppb de arcilla de la Formación Umir puede observarse en la siguiente gráfica:

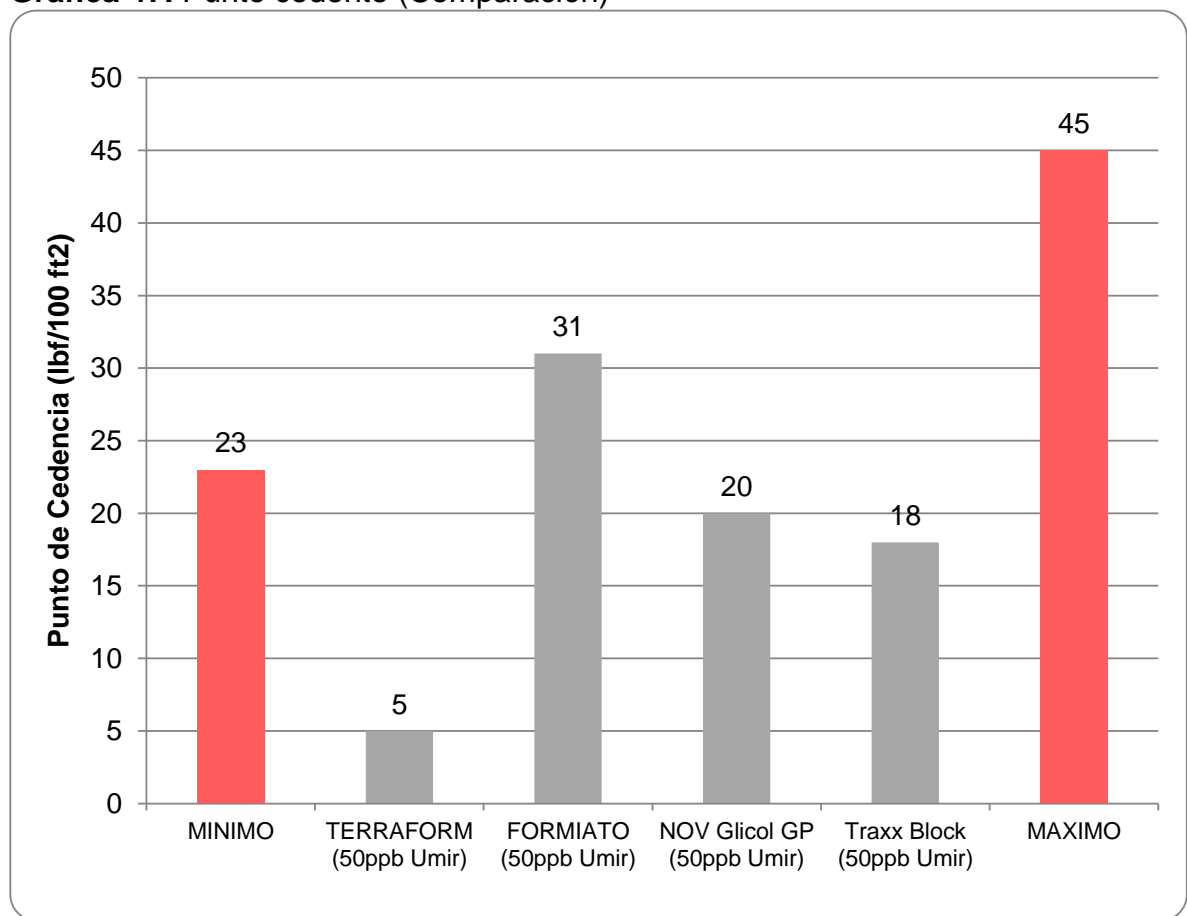
Gráfica 46. Viscosidad Plástica (Comparación)



Fuente: elaboración propia

Se evidencia que los valores de viscosidad plástica calculados se mantienen entre los rangos típicos de un fluido inhibido para todas la muestra a las cuales se realizaron las pruebas, lo que asegura un óptimo comportamiento del fluido. Los valores de viscosidad plástica deberían mantenerse lo más bajo posible, ya que la viscosidad plástica es la resistencia del fluido al fluir y un valor alto resultaría en un fluido grumoso que no cumple con la función de lubricación, estabilidad y limpieza del hueco. Los fluidos con mejor comportamiento de viscosidad plástica a altas concentraciones de arcillas son el Formiato y el Traxx Block los cuales garantizan optimas ratas de perforación (ROP) y control del ECD al aumentar sin importar la arcillosidad de la formación evidenciando el buen trabajo del inhibidor y el PHPA adicionado a cada uno de estos dos fluidos

Gráfica 47. Punto cedente (Comparación)



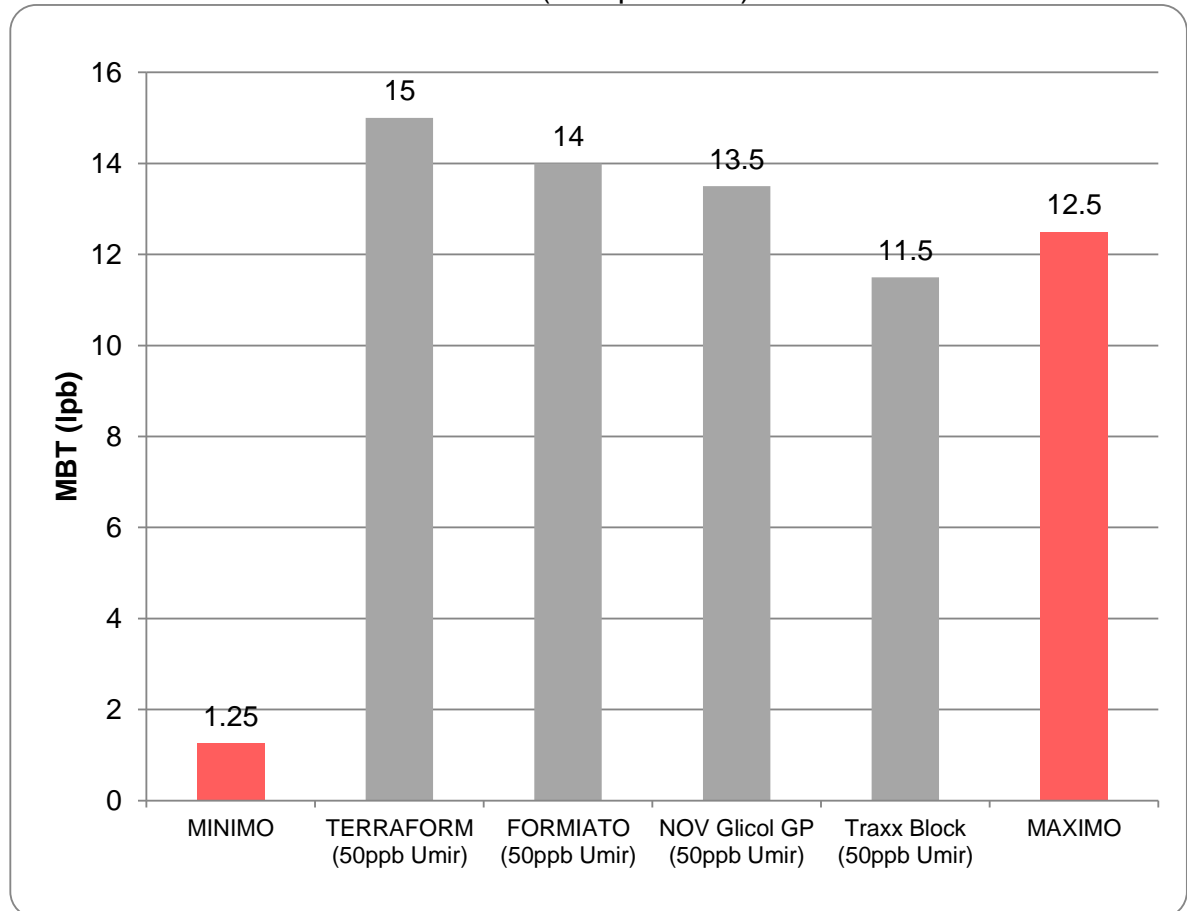
Fuente: elaboración propia

Se evidencia que la respuesta del punto cedente no se encuentra entre los límites típicos para un fluido inhibido lo que se debe al alto contenido arcilloso de la Formación y obliga a un fluido con puntos cedentes bajos para que al contacto con las cargas entregadas por las arcillas no afecten la suspensión del material particulado (Recortes de pozo). El Fluido Terraform, al igual que el Traxx Block

presentan los mejores valores de punto cedente al contacto con las arcillas de la Formación Umir. Esto garantiza que estos fluidos proveerán limpieza del hueco y un comportamiento aceptable manteniendo los recortes a flote y la tixotropía.

3.5.3 Test de azul de Metileno. El test de azul de metileno calculado para cada uno de los fluidos contaminados con 50ppb de arcilla de la Formación Umir puede observarse en la siguiente gráfica:

Gráfica 48. Test de azul de metileno (Comparación)



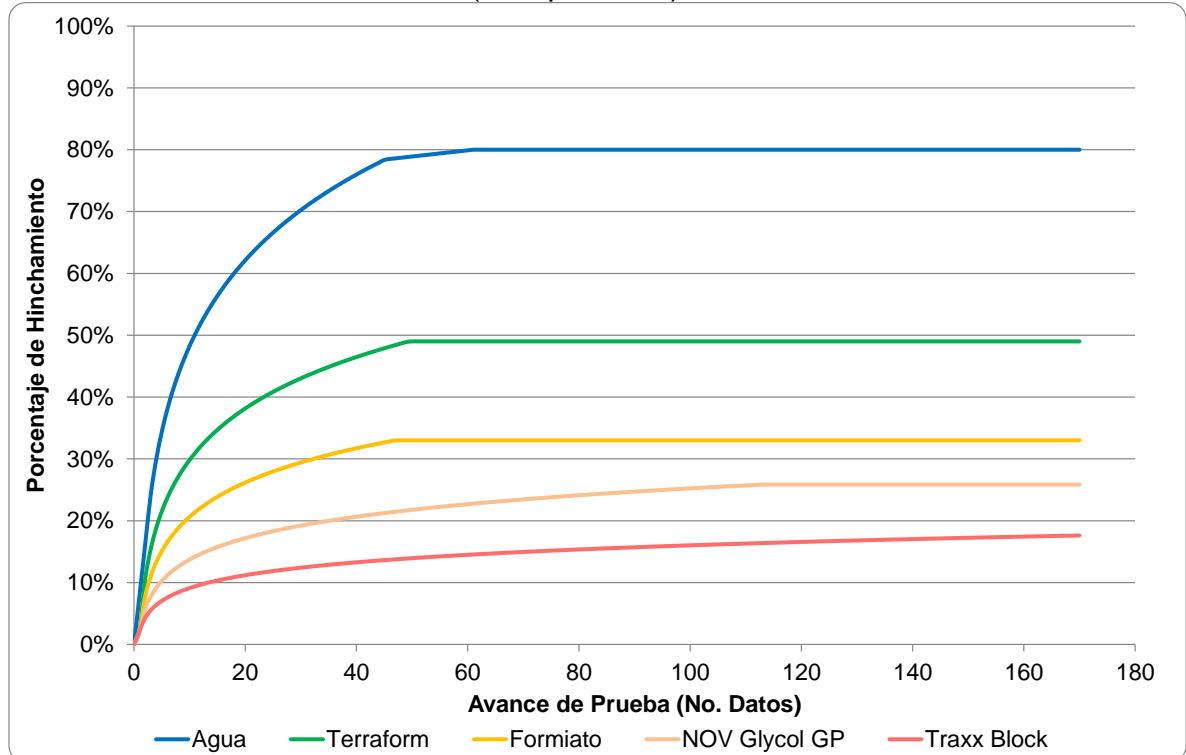
Fuente: elaboración propia

La prueba de azul de metileno determina la cantidad de materiales similares a la arcilla contenidos en un fluido de perforación a base de agua según la cantidad de colorante azul de metileno que es absorbido por la muestras por lo que es posible observar que al incrementar la concentración de contaminante aumenta el contenido de materiales arcillosos disueltos en el fluido, el MBT se mantiene en los rangos permitidos solo para el fluido Traxx Block, en el cual su valor máximo es de 11.5ppb. Los otros fluidos sobrepasan los valores óptimos de MBT para un fluido inhibido y su aplicación podría resultar en riesgos operacionales o sobrecostos

debido al acondicionamiento del fluido para no perder propiedades tixotrópicas del mismo.

3.5.4 Hinchamiento lineal. La prueba de hinchamiento lineal solo se realiza al fluido limpio y los resultados obtenidos para cada una de las muestras preparadas se pueden comparar contra el hinchamiento del núcleo al contacto con el agua en la siguiente gráfica:

Gráfica 49. Hinchamiento lineal (Comparación)



Fuente: JARA ROMERO, Mario Alberto, DUARTE PRADA, Felipe. Análisis Hinchamiento lineal. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019


La prueba de hinchamiento lineal es la prueba más contundente para la selección del fluido inhibidor para la perforación de la Formación Umir, donde el fluido con menor porcentaje de hinchamiento es el Traxx Block, lo que garantiza que el fluido está inhibiendo y encapsulando las arcillas provenientes de la Formación Umir.

El fluido seleccionado basado en cada uno de los análisis mencionados anteriormente, el cual se encuentra entre las propiedades óptimas del fluido inhibido es el Traxx Block ya que adicionalmente presenta un hinchamiento lineal máximo por debajo del 18% respaldado por buenos resultados en la reología y MBT en las pruebas realizadas.

3.6 RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN

Durante la perforación del pozo JGL1 se preparan 500 bbls de lodo Terraform modificado para perforar la sección de 8 ½". Los parámetros del fluido fueron controlados cada 12 horas por recomendación de la operadora hasta que se encontrara el tope de la Formación Umir, al estar en contacto con la Formación Umir las pruebas se intensifican a una prueba de viscosidades y MBT cada 3 horas y caracterización completa del fluido Traxx Block cada 6 Horas, los resultados obtenidos durante la perforación se reportan a continuación como un resumen de los días de operación.

Figura 16 Resumen Implementación Traxx Block (Pozo JGL1)

 NATIONAL OILWELL VARCO		TOMA DE DATOS FLUIDOS BASE AGUA - WBM					
PROPIEDADES DEL FLUIDO:	Traxx Block	Dia 1	Dia 2	Dia 3	Dia 4	Dia 5	Dia 6
Densidad	1.46	1.45	1.45	1.46	1.46	1.47	1.48
Peso, ppg	12.2	12.1	12.1	12.15	12.2	12.25	12.3
Reologia @ 120 °F							
600 rpm	35	42	43	42	46	45	42
300 rpm	24	28	26	27	25	29	26
200 rpm	20	26	26	24	26	25	26
100 rpm	19	23	24	24	23	25	24
6 rpm	8	10	12	14	10	8	8
3 rpm	6	6	6	8	7	9	7
PV, cp	11	14	17	15	21	16	16
YP, lb/100ft²	13	14	9	12	4	13	10
Filtrado API							
Filtrado API, ml	7	6.5	6.5	6.1	6.4	5.8	4.9
Cake, 1/32 inch	0.03125	0.0438	0.0465	0.0475	0.0468	0.0538	0.0448
Análisis Químico							
Alcalinidad del lodo, Pm, ml	0.93	0.8		0.6		0.48	
Alcalinidad del Filtrado, Pf/Mf,	0.4/0.7	0.3/0.4		0.2/0.3		0.2/0.2	
Cloruros, mg/L	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
Dureza Total / Calcio, mg/L	120	120	120	120	120	120	120
MBT, ppb	8.5	12.5	13	12.5	12.8	13.1	12.2
pH	10	10	10	10	10	10	10

Fuente: JARA ROMERO, Mario Alberto. RECAP e informe final de pozo JGL-1 en la cuenca del Valle Medio del Magdalena para GranTierra Energy Colombia LTD. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019.

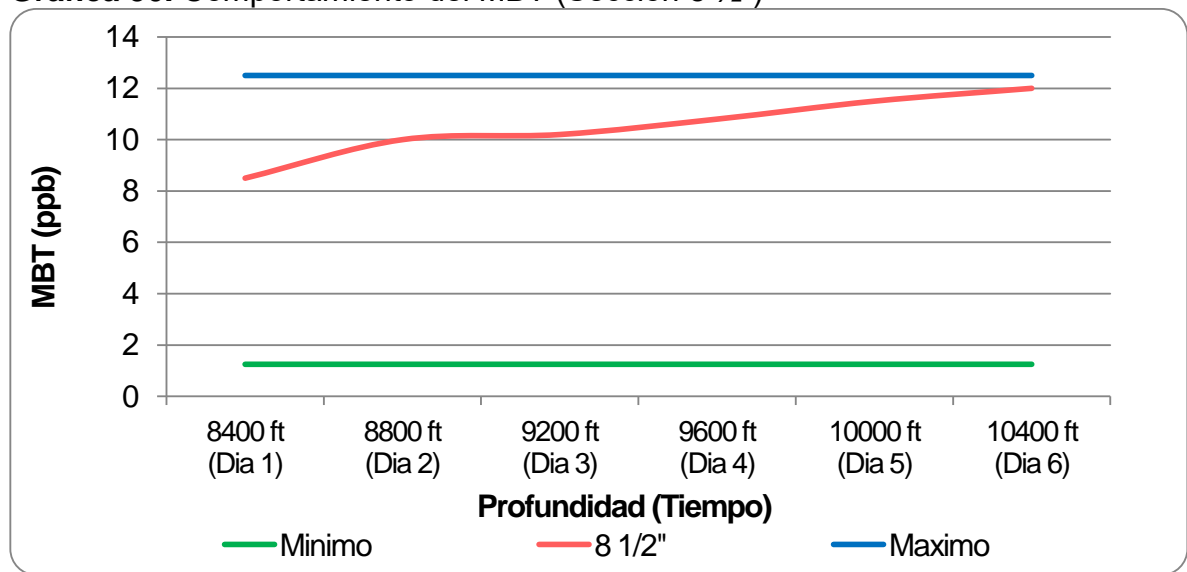
Las propiedades durante toda la fase se mantuvieron dentro del rango programado. Es posible evidenciar que durante la perforación de esta sección (8

½”) tanto las viscosidades como los valores de MBT no se disparan al contacto con la Formación Umir como en el caso del fluido Terraform original, los retornos en las Shakers siempre estuvieron cargados de recortes lo que indica consistencia del fluido y por lo tanto buena limpieza del hueco.

No fueron necesarias diluciones para acondicionar el fluido de perforación durante los seis días en que estuvo expuesto a la Formación Umir.

En las siguientes gráficas se muestra el comportamiento de las propiedades más importantes durante la perforación de la sección:

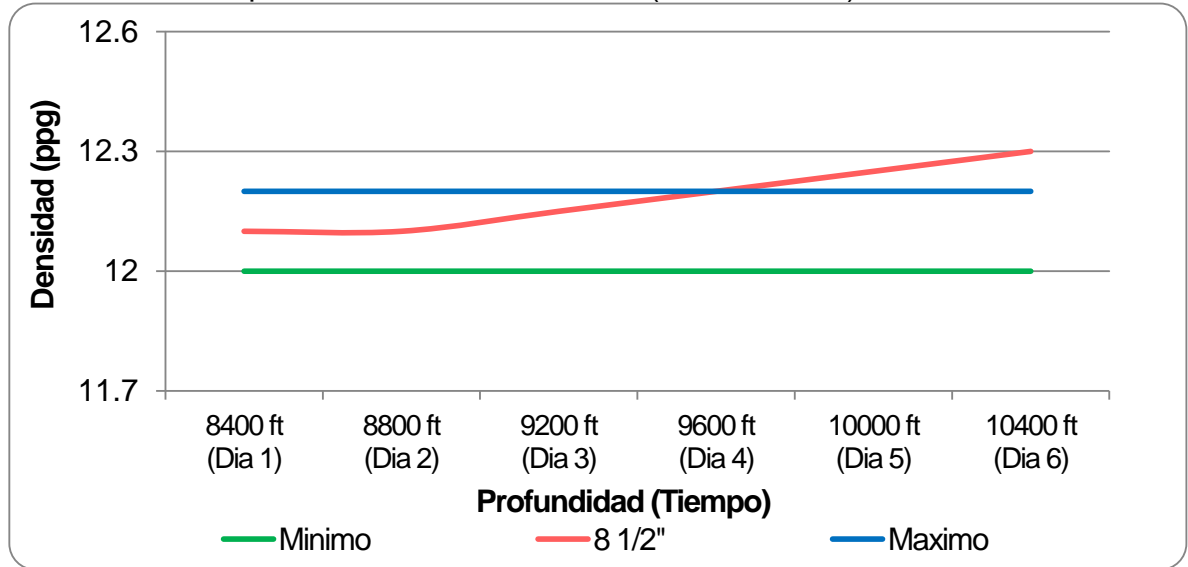
Gráfica 50. Comportamiento del MBT (Sección 8 ½”)



Fuente: elaboración propia, con base en: JARA ROMERO, Mario Alberto. RECAP e informe final de pozo JGL-1 en la cuenca del Valle Medio del Magdalena para GranTierra Energy Colombia LTD. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019.

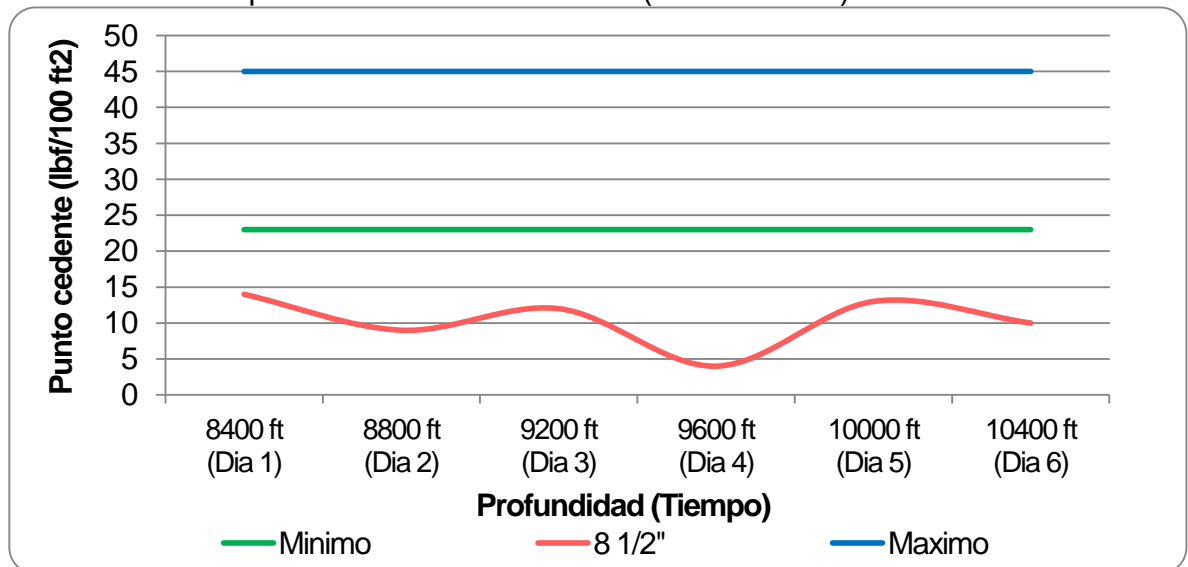
Durante la perforación del pozo se controló el MBT gracias a la inhibición y el uso del encapsulador de arcilla PHPA que se utilizó para este pozo. No fue necesaria hacer ninguna dilución de lodo durante toda la sección adicional al lodo utilizado para reponer niveles. Durante la perforación de la sección se observa un incremento del MBT más rápido durante el intervalo comprendido entre 9000-9400ft, puede ser debido a que se reutilizó parte del lodo de la sección inicial y se perforó una zona inesperada de 100% lutita.

Gráfica 51. Comportamiento de la Densidad (Sección 8 1/2")



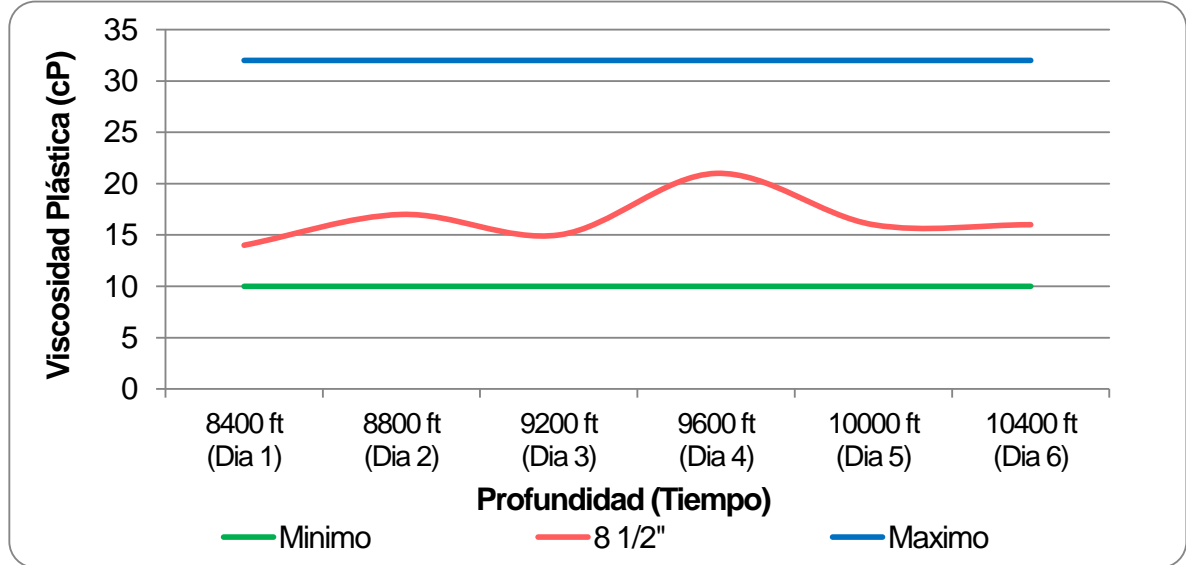
Fuente: elaboración propia, con base en: JARA ROMERO, Mario Alberto. RECAP e informe final de pozo JGL-1 en la cuenca del Valle Medio del Magdalena para GranTierra Energy Colombia LTD. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019.

Gráfica 52. Comportamiento Punto cedente (Sección 8 1/2")



Fuente: elaboración propia, con base en: JARA ROMERO, Mario Alberto. RECAP e informe final de pozo JGL-1 en la cuenca del Valle Medio del Magdalena para GranTierra Energy Colombia LTD. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019.

Gráfica 53. Comportamiento Viscosidad Plástica (Sección 8 ½")



Fuente: elaboración propia, con base en: JARA ROMERO, Mario Alberto. RECAP e informe final de pozo JGL-1 en la cuenca del Valle Medio del Magdalena para GranTierra Energy Colombia LTD. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2019.

La nueva formulación del lodo Terraform con los aditivos Traxx Block y PHPA cumplió con el objetivo de mitigar los agresivos incrementos reológicos que a menudo se presentaron cuando el MBT sobrepasó las 12.5lpb en otros proyectos (TG1). La reología se mantuvo estable en todo momento lo que representa un gran logro para GranTierra Energy Colombia ya que el pozo **JGL1** se perforó sin ningún inconveniente operacional relacionado a la Fm. Umir y su ejecución tanto de tiempo como de costo estuvo entre los límites permitidos con respecto al plan y la Formación La Luna pudo ser probada gracias a que se llegó al objetivo geológico. Esto permitiría a la compañía desarrollar una campaña de desarrollo de la zona norte del Valle Medio del Magdalena evitando costos adicionales y mitigando al máximo los riesgos operativos gracias a la implementación del fluido inhibido.

4. CONCLUSIONES

- Se determina que las propiedades del fluido Terraform original que sufren un mayor impacto al contacto con las arcillas de la formación Umir son la viscosidad de embudo, Reología y MBT en las que se evidencia una variación de entre 50 y 60% reduciendo el desempeño del fluido.
- Se preparan tres (3) diferentes muestras de fluido inhibido basado en la formulación base del fluido original adicionando inhibidores de arcilla de alto desempeño obteniendo menos de 5% de variación en propiedades básicas tales como densidad, filtrado y pH.
- Los fluidos propuestos se someten a pruebas de laboratorio con el fin de caracterizar sus propiedades fisicoquímicas y su desempeño al entrar en contacto con arcillas de la Formación Umir donde se evidenció un impacto más controlado a las propiedades reológicas de los fluidos alcanzando valores de variación máximos de 30% con respecto a los parámetro típicos.
- Se selecciona el fluido de perforación Terraform con Traxx block ya que es la muestra de fluido que mantiene las mejores condiciones de inhibición y encapsulamiento de arcillas mostrando menos del 20% de variación en las propiedades reológicas y tixotrópicas con respecto a los rangos típicos para un fluido inhibido.
- La prueba de hinchamiento lineal permite evidenciar el buen funcionamiento del Fluido Traxx Block logrando menos del 18% de hinchamiento, comparado con el 25 y 30% de hinchamiento conseguido con NOV Glycol GP y Formiato respectivamente.
- La nueva formulación del lodo Terraform con los aditivos Traxx Block y PHPA es implementado en la perforación de un pozo con el cual se demuestra que el fluido cumplió con el objetivo de mitigar los agresivos incrementos reológicos que se presentan al perforar la Formación Umir sin necesidad de acondicionar el fluido, adicionar química o diluir con fluido fresco permitiendo perforar el 100% del espesor de la Formación Umir manteniendo una variación menor al 20% en los parámetros básicos del fluido.

5. RECOMENDACIONES

- Monitorear el comportamiento del fluido de perforación Terraform modificado (Traxx Block) para la perforación de otras Formaciones con altos contenidos de arcillas reactivas.
- Proponer el uso de fluidos no acuosos (NAF) para la perforación de Formaciones arcillosas para evitar la interacción roca-fluido y el hinchamiento de las mismas considerando costos e impacto ambiental.
- Determinar las características del fluido Terraform modificado (Traxx Block) que le otorgan propiedades inhibidoras para poder replicarlo a futuros proyectos con Formaciones de características similares.
- Llevar a cabo una completa caracterización geológica, química y petrofísica de la Formación Umir en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena para identificar y mitigar los impactos de su naturaleza arcillosa en los fluidos de perforación base agua.

BIBLIOGRAFÍA

BAKER Hughes INTEQ. Fluidos, Manual De Ingeniería. Houston. Technical Communications Group. 1998.

ENERGY API, American Petroleum Institute. MANUAL DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN: Procedimiento Estándar para las Pruebas de Fluidos de Perforación. 2001.

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

HALLIBURTON, Baroid Fluids Handbook. MANUAL DE FLUIDOS. Second ed. Houston, Texas, 1999.

HALLIBURTON. Fluidos de perforación. Houston, Texas. 1999.

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

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.

JARA ROMERO, Mario Alberto. RECAP e informe final de pozo TG-1 en la cuenca del Valle Medio del Magdalena para GranTierra Energy Colombia LTD. National Oilwell Varco. Dependencia de Fluidos de Perforación. 2018.

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

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

PRIETO OLARTE, Mónica Andrea. VARGAS BIERMANN, Alvaro Andres. Evaluación del desempeño de inhibidores de arcillas, en los lodos de perforación para los pozos del campo la Cira del Valle medio del Magdalena. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2014.

ANEXOS


ANEXO A PRUEBA TERRAFORM

	TOMA DE DATOS FLUIDOS BASE AGUA - WBM
---	--


Operador:	Vanessa Suarez	Numero de ID:	107809564
Pozo:	Laboratorio	Reportado Por:	Luis German Rubio
Tipo de Lodo:	Inhibido	Observaciones:	Pruebas de Caracterización realizadas en laboratorio

FORMULACION DEL FLUIDO:	Terraform Original	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Soda Cáustica, ppb	0.6	0.6	0.6	0.6
Óxido de Magnesio, ppb	0.6	0.6	0.6	0.6
Cor Check H2S, ppm	100	100	100	100
Nov Xan D, ppb	1	1	1	1
Aqua-Film W, ppb	3	3	3	3
NOV PAC LV, ppb	1.5	1.5	1.5	1.5
NOV Fiber, ppb	5	5	5	5
CaCO3 Malla 600, ppb	12	12	12	12
CaCO3 Malla 1200, ppb	15	15	15	15
CaCO3 Malla 325, ppb	7	7	7	7
Formación Umir, ppb	-	20	30	50
PROPIEDADES DEL FLUIDO:	Terraform Original	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Densidad	1.44	1.45	1.45	1.46
Peso, ppg	12	12.05	12.1	12.2
Reologia @ 120 °F	Terraform Original	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
600 rpm	40	41	43	67
300 rpm	30	30	31	36
200 rpm	26	26	27	30
100 rpm	20	21	24	29
6 rpm	8	10	10	16
3 rpm	7	6	8	15
PV, cp	10	11	12	31
YP, lb/100ft2	20	19	19	5
Filtrado API	Terraform Original	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Filtrado API, ml	6.5	6.6	6.5	6.3
Cake, 1/32 inch	0.03125	0.046875	0.0625	0.125
Análisis Químico	Terraform Original	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Alcalinidad del lodo, Pm, ml	0.8	0.7	0.6	0.56
Alcalinidad del Filtrado, Pf/Mf, ml/ml	0.3/0.5	0.3/0.4	0.2/0.3	0.2/0.25
Cloruros, mg/L	8000	8000	8000	8000
Dureza Total / Calcio, mg/L	120	120	120	120
MBT, ppb	8.5	9	10.5	15
pH	10	10	10.1	10


**ANEXO B
PRUEBA FORMIATO**

		TOMA DE DATOS FLUIDOS BASE AGUA - WBM		
Operador:	Vanessa Suarez	Numero de ID:	107809564	
Pozo:	Laboratorio	Reportado Por:	Luis German Rubio	
Tipo de Lodo:	Formiato de potasio (3)	Observaciones:	Pruebas de Caracterización realizadas en laboratorio	
FORMULACION DEL FLUIDO:	Formiato de Potasio	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Soda Cáustica, ppb	0.6	0.6	0.6	0.6
Óxido de Magnesio, ppb	0.6	0.6	0.6	0.6
Cor Check H2S, ppm	100	100	100	100
Nov Xan D, ppb	1	1	1	1
Aqua-Film W, ppb	3	3	3	3
NOV PAC LV, ppb	1.5	1.5	1.5	1.5
NOV Fiber, ppb	5	5	5	5
CaCO3 Malla 600, ppb	12	12	12	12
CaCO3 Malla 1200, ppb	15	15	15	15
CaCO3 Malla 325, ppb	7	7	7	7
Formiato de Potasio, ppm	8000	8000	8000	8000
PHPA, ppb	1.1	1.1	1.1	1.1
Formación Umir, ppb	-	20	30	50
PROPIEDADES DEL FLUIDO:	NOV Glycol GP	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Densidad	1.44	1.45	1.46	1.46
Peso, ppg	12	12.1	12.15	12.2
Reología @ 120 °F	NOV Glycol GP	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
600 rpm	35	41	47	53
300 rpm	24	30	36	42
200 rpm	20	26	32	38
100 rpm	19	25	31	37
6 rpm	8	14	20	26
3 rpm	6	12	18	24
PV, cp	11	11	11	11
YP, lb/100ft²	13	19	25	31
Filtrado API	NOV Glycol GP	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Filtrado API, ml	9	9.5	8.9	8
Cake, 1/32 inch	0.03125	0.03125	0.03125	0.03125
Análisis Químico	NOV Glycol GP	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Alcalinidad del lodo, Pm, ml	1.1	0.9	0.7	0.7
Alcalinidad del Filtrado, Pf/Mf,	0.7/0.8	0.6/0.6	0.5/0.4	0.5/0.3
Cloruros, mg/L	9000	9000	9000	9000
Dureza Total / Calcio, mg/L	100	100	100	100
MBT, ppb	8.5	9.5	11	14
pH	10	10.2	10.2	10

**ANEXO C
PRUEBA NOV GLYCOL GP**

		TOMA DE DATOS FLUIDOS BASE AGUA - WBM		
Operador:	Vanessa Suarez	Numero de ID:	107809564	
Pozo:	Laboratorio	Reportado Por:	Luis German Rubio	
Tipo de Lodo:	NOV Glycol GP (2)	Observaciones:	Pruebas de Caracterización realizadas en laboratorio	
FORMULACION DEL FLUIDO:	NOV Glycol GP	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Soda Cáustica, ppb	0.6	0.6	0.6	0.6
Óxido de Magnesio, ppb	0.6	0.6	0.6	0.6
Cor Check H2S, ppm	100	100	100	100
Nov Xan D, ppb	1	1	1	1
Aqua-Film W, ppb	3	3	3	3
NOV PAC LV, ppb	1.5	1.5	1.5	1.5
NOV Fiber, ppb	5	5	5	5
CaCO3 Malla 600, ppb	12	12	12	12
CaCO3 Malla 1200, ppb	15	15	15	15
CaCO3 Malla 325, ppb	7	7	7	7
NOV Glycol GP, %V/V	2	2	2	2
PHPA, ppb	1.1	1.1	1.1	1.1
Formación Umir, ppb	-	20	30	50
PROPIEDADES DEL FLUIDO:	NOV Glycol GP	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Densidad	1.45	1.46	1.44	1.46
Peso, ppg	12.12	12.18	12	12.15
Reología @ 120 °F	NOV Glycol GP	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
600 rpm	35	39	45	54
300 rpm	24	28	33	37
200 rpm	20	29	30	33
100 rpm	19	24	23	25
6 rpm	8	15	15	18
3 rpm	6	7	12	14
PV, cp	11	11	12	17
YP, lb/100ft²	13	17	21	20
Filtrado API	NOV Glycol GP	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Filtrado API, ml	6	5.5	4.9	4.8
Cake, 1/32 inch	0.03125	0.034375	0.034375	0.04375
Análisis Químico	NOV Glycol GP	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Alcalinidad del lodo, Pm, ml	0.9	0.7	0.5	0.43
Alcalinidad del Filtrado, Pf/Mf,	0.4/0.8	0.3/0.3	0.2/0.3	0.2/0.25
Cloruros, mg/L	8000	8000	8000	8000
Dureza Total / Calcio, mg/L	100	100	100	100
MBT, ppb	8.5	9	10.8	13.5
pH	10	10	10	10

**ANEXO D
PRUEBA TRAXX BLOCK**

		TOMA DE DATOS FLUIDOS BASE AGUA - WBM		
Operador:	Vanessa Suarez	Numero de ID:	107809564	
Pozo:	Laboratorio	Reportado Por:	Luis German Rubio	
Tipo de Lodo:	Traxx Block (1)	Observaciones:	Pruebas de Caracterización realizadas en laboratorio	
FORMULACION DEL FLUIDO:	Traxx Block	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Soda Cáustica, ppb	0.6	0.6	0.6	0.6
Óxido de Magnesio, ppb	0.6	0.6	0.6	0.6
Cor Check H2S, ppm	100	100	100	100
Nov Xan D, ppb	1	1	1	1
Aqua-Film W, ppb	3	3	3	3
NOV PAC LV, ppb	1.5	1.5	1.5	1.5
NOV Fiber, ppb	5	5	5	5
CaCO3 Malla 600, ppb	12	12	12	12
CaCO3 Malla 1200, ppb	15	15	15	15
CaCO3 Malla 325, ppb	7	7	7	7
Traxx Block, gal/bbl	0.4	0.4	0.4	0.4
PHPA, ppb	1.1	1.1	1.1	1.1
Formación Umir, ppb	-	20	30	50
PROPIEDADES DEL FLUIDO:	Traxx Block	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Densidad	1.46	1.45	1.45	1.46
Peso, ppg	12.2	12.1	12.1	12.2
Reología @ 120 °F	Traxx Block	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
600 rpm	35	43	46	50
300 rpm	24	28	30	34
200 rpm	20	30	30	30
100 rpm	19	24	24	25
6 rpm	8	16	15	16
3 rpm	6	6	8	9
PV, cp	11	15	16	16
YP, lb/100ft²	13	13	14	18
Filtrado API	Traxx Block	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Filtrado API, ml	7	6.5	6.1	5.8
Cake, 1/32 inch	0.03125	0.0625	0.0765	0.0875
Análisis Químico	Traxx Block	20 ppb Fm. Umir	30 ppb Fm. Umir	50 ppb Fm. Umir
Alcalinidad del lodo, Pm, ml	0.93	0.8	0.6	0.48
Alcalinidad del Filtrado, Pf/Mf,	0.4/0.7	0.3/0.4	0.2/0.3	0.2/0.25
Cloruros, mg/L	8000	8000	8000	8000
Dureza Total / Calcio, mg/L	120	120	120	120
MBT, ppb	8.5	8.9	10	11.5
pH	10.2	10.2	10.2	10.2