

EVALUACIÓN A NIVEL DE LABORATORIO DEL EFECTO DEL USO DE
EMULSIONANTE EN UN LODO BASE ACEITE SOBRE LA MOJABILIDAD DE LA
ROCA Y LA TENSION INTERFACIAL EN LA ZONA INVADIDA

JORGE ANDRÉS GARCÍA NIETO

Informe de pasantía para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

JUAN PABLO ESTEBAN

Ingeniero de petróleos

Orientador

NELSON FERNÁNDEZ BARRERO

Ingeniero químico

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

2024

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre

Firma del presidente Jurado

Nombre
Firma del director

Nombre

Firma del Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Bogotá, D.C. de 2024

DIRECTIVOS 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

Dra. María Fernanda Vega de Mendoza

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión

Dra. Susan Margarita Benavides Trujillo

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decana de la Facultad de Ingeniería

Ing. Naliny Guerra Prieto

Directora de Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. Naliny Guerra Prieto

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.

TABLA DE CONTENIDO

1.	BAKER HUGHES COMPANY	11
1.1	Reseña histórica	11
1.2	Estrategia de la empresa	12
1.3	Rol de la línea Fluidos de perforación	13
2.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
3.	OBJETIVOS	17
3.1	Objetivo general	17
3.2	Objetivos específicos	17
4.	MARCO TEORICO	18
4.1	Fluidos de perforación	18
4.1.1	Funciones principales de los fluidos de perforación	18
4.1.2	Propiedades de los fluidos de perforación	18
4.2	Lodos base aceite	19
4.2.1	Ventajas y desventajas de los lodos base aceite.	19
4.3	API 13-B 2	20
4.3.1	Estabilidad eléctrica	20
4.3.2	Viscosidad	21
4.3.3	Filtrado HTHP	21
4.4	Emulsión inversa	22
4.5	Bases	23
4.6	Aditivos	23
4.6.1	Surfactantes y emulsionantes	23

4.7	Mojabilidad	24
5.	PROPUESTA DE DESARROLLO DEL PROBLEMA	25
6.	METODOLOGÍA Y DATOS	27
6.1	Caracterización del lodo y recuperación de filtrado.	27
6.1.1	Estabilidad eléctrica	27
6.1.2	Reología	27
6.1.3	Filtrado HTHP	30
6.2	Caracterización de los fluidos de formación	31
6.2.1	Crudo de formación del Piedemonte	31
6.2.2	Agua de formación del Piedemonte	32
6.3	Procedimiento para condiciones iniciales de la roca	34
6.4	Mediciones iniciales del ángulo de contacto	39
6.5	Mediciones iniciales de la tensión interfacial	43
6.6	Contaminación del crudo e invasión de núcleos	46
6.7	Mediciones finales del ángulo de contacto	46
6.8	Mediciones finales de la tensión interfacial	49
6.9	Generación de comparaciones con el software Krüss	52
7.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	57
7.1	Mediciones del ángulo de contacto	57
7.2	Mediciones de tensión interfacial	58
8.	CONCLUSIONES	60
9.	RECOMENDACIONES	62

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. FILTRADO HPHT.	31
FIGURA 3. LIMPIEZA DE LOS NÚCLEOS	36
FIGURA 4. SATURACIÓN AL VACÍO CON AGUA DE FORMACIÓN.	37
FIGURA 5. SATURACIÓN AL VACÍO CON CRUDO.	38
FIGURA 6. SATURACIÓN POR SUMERSIÓN.	39
FIGURA 7. MONTAJE PARA MEDICIÓN DE ÁNGULO DE CONTACTO.	40
FIGURA 8. ÁNGULO DE CONTACTO A CONDICIONES INICIALES.	41
FIGURA 9. COMPARACIÓN ÁNGULO DE CONTACTO A CONDICIONES INICIALES.	42
FIGURA 10. MONTAJE PARA MEDICIÓN DE TENSIÓN INTERFACIAL.	43
FIGURA 11. TENSIÓN INTERFACIAL CRUDO A CONDICIONES INICIALES.	44
FIGURA 12. GRÁFICA DE TENSIÓN INTERFACIAL A CONDICIONES INICIALES.	45
FIGURA 13. ÁNGULO DE CONTACTO CONCENTRACIÓN USUAL DE EMULSIONANTE.	47
FIGURA 14. ÁNGULO DE CONTACTO CONCENTRACIÓN MÁXIMA DE EMULSIONANTE.	48
FIGURA 15. TENSIÓN INTERFACIAL CRUDO CONTAMINADO CON 5 LB/BBL DE EMULSIONANTE.	50
FIGURA 16. TENSIÓN INTERFACIAL CRUDO CONTAMINADO CON 8 LB/BBL DE EMULSIONANTE.	51
FIGURA 17. GRÁFICA CAMBIO ÁNGULO DE CONTACTO NÚCLEO 1.	53
FIGURA 18. GRÁFICA CAMBIO ÁNGULO DE CONTACTO NÚCLEO 2.	54
FIGURA 19. GRÁFICA CAMBIO ÁNGULO DE CONTACTO NÚCLEO 3.	55
FIGURA 20. GRÁFICA CAMBIO ÁNGULO DE CONTACTO NÚCLEO 4.	56
FIGURA 21. GRÁFICA COMPARATIVA DE TENSIÓN INTERFACIAL .	59

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. <i>RANGOS DEL ÁNGULO DE CONTACTO.</i>	24
TABLA 2. ESTABILIDAD ELÉCTRICA A 120 °F	27
TABLA 3. PERFIL REOLÓGICO A 150 °F	29
TABLA 4. DENSIDAD DEL CRUDO PIEDEMONTE.	32
TABLA 5. DENSIDAD MUESTRA AGUA DE FORMACIÓN.	33
TABLA 6. MEDICIONES PARA CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN.	34
TABLA 7. CARACTERÍSTICAS NÚCLEOS BERA.	35
TABLA 8. VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE CONTACTO	57

RESUMEN

El proyecto abarca el efecto generado por el emulsionante usado en un diseño de lodo base aceite, sobre tendencia de la roca a mojarse y la tensión entre el agua de la formación y el petróleo, posterior a la perforación. El lodo estudiado fue usado en la región del Piedemonte llanero. Se siguieron procedimientos de mezcla y pruebas de laboratorio adoptadas por Baker Hughes para demostrar la importancia en el uso del aditivo emulsionante para la formulación del fluido de perforación.

También se seleccionaron núcleos de roca representativos y muestras de fluidos del pozo produciendo por la formación Mirador, ubicado en el Piedemonte. Las rocas, con mineralogía parecida y baja permeabilidad, se sometieron a condiciones iniciales o anteriores a la perforación mediante procedimientos de limpieza y saturación de fluidos de la formación. Se realizaron mediciones iniciales del ángulo de contacto externo con el equipo DSA (*Drop Shape Analyzer*) en un sistema con una gota de aceite Fuel Oil en la superficie inferior de la roca, sumergido en agua destilada. También se midió la tensión entre el agua de formación y el crudo, haciendo uso del DSA.

Se mezcló lodo base Piedemonte en dos escenarios, con diferentes concentraciones de emulsionante, fresco y se envejecido bajo presión y temperatura. Los núcleos se contaminaron con el filtrado y se realizaron nuevamente las mediciones del ángulo de contacto para cada concentración de emulsionante. Del mismo modo, se contaminó el crudo con el filtrado y se realizaron pruebas finales de tensión interfacial contra el agua producida por la formación. Comparando así los resultados obtenidos desde las condiciones anteriores a la perforación y después de que se contaminara la roca y sus fluidos con filtrado del lodo.

Palabras Clave: Tensioactivos, emulsificantes, fluidos perforación, base aceite (OBM), humectabilidad, tensión interfacial, zona invadida, analizador, forma, gota.

1. BAKER HUGHES COMPANY

1.1 Reseña histórica

Según Baker Hughes Company, es una de las principales empresas de servicios petroleros que ofrece una amplia gama de productos y servicios para diversas operaciones en la industria, incluyendo la perforación de pozos, la evaluación de formaciones, la terminación, la producción y la consultoría de yacimientos. Su sede principal se encuentra en Houston, Texas, EE. UU., y la compañía opera en más de 120 países, incluyendo Estados Unidos, Arabia Saudita, Brasil, Colombia y México [1].

Según Baker Hughes Company, la historia de la empresa se remonta a 1908, cuando se fundó Hughes Tool Company por Walter Benona Sharp y Howard R. Hughes, padre de Howard Hughes Jr. En ese mismo año, ambos socios diseñaron la broca bicónica, que ofreció una alternativa innovadora para la perforación rotativa en formaciones profundas y altamente abrasivas. Tras exitosas pruebas, se creó la empresa Sharp-Hughes Tool Company, que obtuvo la patente de la broca. En 1993, la compañía patentó la broca tricónica como uno de sus avances más significativos en perforación. En 1979, la empresa adquirió Oil Base Inc., rebautizada como Hughes Drilling Fluids en 1982, y adoptó aditivos como Black Magic SFT, desarrollado por OBI en 1949 [2].

Por otro lado, de acuerdo con Baker Hughes en 1928, Baker Oil Tool Company ingresó al mercado, reemplazando el nombre de Baker Casing Shoe Company. La expansión de la compañía hasta Houston en 1920 marcó la incorporación de nuevos servicios, como equipos de completamiento, cementación y pesca [1].

Según el reporte anual de Baker Hughes el año 1956 fue uno de los periodos más exitosos para la compañía, durante el cual el fundador Reuben C. Baker se retiró como presidente, siendo sucedido por Ted Sutter, quien ejerció su cargo hasta 1964, cuando E.H. Clark asumió el liderazgo de la empresa [1].

Finalmente, como lo menciona Baker Hughes resultado de la crisis energética en 1980, Baker International y Hughes Tool Company se fusionaron en 1987, con movimientos accionarios que ascendieron a alrededor de 728 millones de dólares, formando Baker Hughes Incorporated. La parte asociada con Hughes intentó rescindir del proceso, sin embargo, Baker inició una demanda en su contra por mil millones de dólares. Ante esto, Hughes continuó con el acuerdo y se completó la transacción. Desde entonces, la compañía ha seguido innovando técnicamente y asociándose con otros pioneros para consolidarse como líder global en servicios petroleros [1].

1.2 Estrategia de la empresa

Según Baker Hughes como una empresa líder en tecnología energética, la compañía diseña, fabrica y presta servicios para impulsar el avance en la industria de la energía. Con alianzas comerciales en más de 120 países y conocimientos locales específicos, busca ofrecer los mejores resultados para cada proyecto de los clientes [2].

De acuerdo con Baker Hughes contando con una cartera diversificada de tecnologías energéticas, equipos y servicios capacitados para abarcar el valor energético e industrial. Con organización de cada equipo o servicio según las necesidades del mercado del cliente, proporcionando soluciones que se adapten a sus necesidades [2].

Por lo mencionado por Baker Hughes dentro del segmento OFSE de Operaciones en Campo y Servicios se encuentran todos los equipos y servicios diseñados y fabricados para campos petroleros, tanto en tierra como en mar, en todas las etapas de los pozos, desde la exploración, hasta el desarrollo y el abandono. Este segmento se divide en cuatro líneas principales: Construcción de pozos, que incluye perforación del pozo y componentes relacionados (Brocas, fluidos de perforación y servicios); Terminaciones e intervenciones, que abarcan la terminación de pozos, servicios de “Wireline” y bombeo a presión; Soluciones de producción, que incluyen sistemas de levantamiento artificial y productos químicos; y Sistemas de presión submarinos y de superficie, para controlar y mantener el flujo de hidrocarburos desde la cabeza del pozo hasta las instalaciones de producción [2].

Además, tiene un enfoque reciente en innovar y desarrollar tecnologías para otras fuentes energéticas, como la geotermia y la captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS). También está fortaleciendo la infraestructura digital y mejorando el análisis de datos del mercado energético, para obtener información clave de manera confiable y segura [2].

Por otro lado, Baker Hughes menciona que la compañía cuenta con un segmento para tecnología industrial y energética (IET), donde se enfocan las capacidades y la experiencia en transformar, transportar y transferir energía, con eficacia y logrando un margen de emisiones mínimo, de la mano de la transición energética, reduciendo el impacto ambiental. IET se organiza en 5 líneas de productos basados en el campo de desarrollo tecnológico de Baker Hughes [2].

Según Baker Hughes los equipos de tecnología de gas cuentan con: Diseño, pruebas e instalación de tecnología a lo largo de la cadena de valor del gas, involucrando operaciones on/offshore, tubería de transporte, GNL, almacenamiento y distribución [2].

Según Baker Hughes los servicios de tecnología de gas son: Soporte avanzado en el mercado de accesorios y disponibilidad de tiempo de actividad en entornos críticos. Mantenimiento y actualización de equipo rotario, soportando los activos del cliente con datos y seguridad, actualizaciones de sistemas y soluciones de mejora desde un equipo hasta una planta completa [2].

1.3 Rol de la línea Fluidos de perforación

Como lo menciona Baker Hughes Company, el rol principal de la línea es aumentar el rendimiento de la perforación y reducir los costos asociados con el tiempo mediante soluciones de fluidos de perforación. El equipo de fluidos de perforación y completamiento proporcionará fluidos inteligentes, junto con productos y servicios para tomar decisiones más rápidas, lograr pozos estables dentro del tiempo y presupuesto del cliente. Además, la línea se compromete a reducir los riesgos operativos y a prolongar la vida productiva del pozo [2].

De acuerdo con Baker Hughes, los fluidos diseñados tienen aplicaciones en aguas profundas, no convencionales, de alta presión y alta temperatura, y geotermia. Baker Hughes está

preparado para enfrentar estos desafíos gracias a su inversión en software avanzado, herramientas automatizadas e inteligencia artificial, lo que resulta en fluidos y procesos utilizados en la perforación, terminación y manejo de desechos. Todo esto se realiza con el objetivo de garantizar operaciones seguras y eficientes para el cliente, el medio ambiente y el personal, tanto desde una perspectiva operativa como económica [2].

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

De acuerdo con lo mencionado por Ballard, las operaciones de perforación, la industria petrolera en Colombia, particularmente en los campos del Piedemonte llanero, se ha involucrado con la participación de compañías prestadoras de servicios con trayectoria. Estas operaciones han requerido el uso de fluidos de perforación base aceite, debido a la presencia de formaciones arcillosas con tendencia a hincharse de ser contactadas con un fluido base agua, inestabilidad del pozo, altas temperaturas en fondo de pozo, altos torques por falta de lubricidad, etc. [3].

Según Bakhareva, Elizaveta, Sukhachev, Vasili, Kolchanov, Petr, Sozonov, Alexander, Zinovyeva, Anastasia, Olennikova, Olesya y Ilshat Akhmetzianov, aun cuando la base del lodo es un aceite, es necesario un porcentaje en fase acuosa, es decir, se debe generar una emulsión por motivos de estabilidad reológica, seguridad operacional y costos. Por lo tanto, el uso de emulsificantes es importante para mantener ambas sustancias en un fluido estable. Las concentraciones del emulsificante serán diferentes en cada operación, sin embargo, las variables de las que dependerá principalmente serán los porcentajes de aceite y agua. A lo largo de los años, estas prácticas han demostrado ser esenciales para garantizar la estabilidad de los pozos y reducir las pérdidas de fluido en las formaciones litológicas [4].

De acuerdo con Fan, Youyi, Wenli, Hongyan, Wenfeng, Qun y Zhou, a pesar de la experiencia acumulada por la compañía en la aplicación de emulsificantes en lodos base aceite, no se han realizado pruebas de laboratorio que evidencien cómo estos aditivos han afectado la mojabilidad de la formación en la zona de interés. La mojabilidad de la roca como tendencia a mojarse por el agua o el aceite, es un factor crítico para la recuperación de hidrocarburos en la etapa productiva del pozo [5]. Según Ballard el estudio de las concentraciones de emulsificantes que puedan modificar la mojabilidad de la roca es fundamental para optimizar las operaciones de perforación y producción [3].

Por lo tanto, según lo mencionado por Fan, Youyi, Wenli, Hongyan, Wenfeng, Qun y Zhou la importancia de llevar a cabo una evaluación del efecto de las concentraciones de emulsificantes utilizadas en lodos base aceite en la mojabilidad de la roca en la zona de operaciones de la compañía en Colombia. Este proyecto busca generar conocimiento existente y proporcionar

información específica que pueda ser utilizada para mejorar los diseños de los fluidos de perforación, que tengan el mínimo impacto negativo en la producción de la zona origen de las muestras obtenidas [5].

Con base en lo mencionado anteriormente, se plantea la pregunta de investigación: ¿Qué rangos de concentraciones de emulsificante utilizados por la compañía en la formulación del lodo base aceite se recomiendan, para reducir la alteración de la mojabilidad de la roca y la tensión interfacial de los fluidos de la formación?

3. OBJETIVOS

3.1 Objetivo general

Evaluar el efecto del uso de emulsificantes en un lodo base aceite, sobre la humectabilidad de la roca y la tensión interfacial en la zona invadida a nivel de laboratorio.

3.2 Objetivos específicos

1. Realizar pruebas de laboratorio para la medición de la tensión interfacial en muestras de fluidos y humectabilidad en un núcleo de roca a condiciones iniciales.
2. Aplicar las pruebas de laboratorio para la medición de la tensión interfacial en muestras de fluidos y la humectabilidad en muestras de roca, luego de ser invadidas con filtrado de lodo usando diferentes concentraciones de emulsificante.
3. Evaluar el efecto de las concentraciones de emulsificantes mediante la comparación de los resultados obtenidos en la medición de las propiedades de la roca y de los fluidos, antes y después de la invasión con filtrado de lodo.

4. MARCO TEORICO

4.1 Fluidos de perforación

De acuerdo con lo mencionado por Parthi y Kumar, el fluido de perforación o lodo, es una mezcla de una parte líquida junto con sólidos, también llamados aditivos, y es utilizado para la construcción del hoyo a través del subsuelo. Entre otras funciones, la principal es soportar la presión de la roca y darle estabilidad al pozo mientras se perfora. El diseño de un lodo involucra selección de la base, como agua (WBM), aceite (OBM), emulsiones o gases, e igualmente múltiples aditivos para el control de las propiedades [6].

4.1.1 Funciones principales de los fluidos de perforación

Según Caenn, Darley y Gray, las principales funciones de un fluido de perforación son ajustadas con las propiedades mediante la reformulación de las concentraciones de los aditivos químicos. Algunas de estas funciones son:

- Controlar los fluidos almacenados en las rocas permeables que se encuentran en la trayectoria del pozo, penetrando y tamponando temporalmente los poros de la cara de la roca, lo que previene injertos de agua de formación, petróleo o gas.
- Transportar los cortes de roca que se generan por debajo de la broca, mediante el flujo por el espacio anular hacia la superficie y permitir la separación optimizada en el sistema de control de sólidos.
- Mantener en suspensión los sólidos, particularmente los de alta gravedad específica. Reduciendo así la sedimentación bajo condiciones estáticas o dinámicas.
- Generar una capa delgada, llamada “cake”, la cual se forma con la invasión de una parte de la fase líquida hacia la formación, mientras los sólidos sellan los poros de la cara de la roca.
- Mantener la estabilidad del pozo en las secciones que están a hoyo abierto, mientras se logra bajar la tubería de revestimiento al siguiente punto de asentamiento [7].

4.1.2 Propiedades de los fluidos de perforación

Referente a lo mencionado por Caenn, Darley y Gray para lograr un fluido optimizado, se necesita la medición y el ajuste de las propiedades físicas y químicas. Algunas de las propiedades son:

- Densidad / peso del fluido

- Propiedades reológicas
- Densidad equivalente de circulación ECD
- Perfil de viscosidades
- Filtración
- Revoque
- Sólidos
- Porcentaje de agua
- Relación agua – aceite
- Distribución de tamaño de partícula
- Propiedades químicas
- Propiedades físicas
- Reactividad con la formación [7].

4.2 Lodos base aceite

Según Giraldo y Calderón en los sistemas de lodos no acuosos se encuentra 100% aceite, base aceite y fluidos sintéticos. El término “base aceite” hace referencia a aquellos lodos que son diseñados con un aceite, en mayor volumen, y un porcentaje entre el 1 y 5% de agua. Sin embargo, se han desarrollado técnicas para enfrentar retos ambientales y operacionales, es por esto que existen los lodos de emulsión inversa, que presentan un porcentaje de agua entre el 5 y 50% de agua [8].

4.2.1 Ventajas y desventajas de los lodos base aceite.

Por lo mencionado por Callejas y Murcia este tipo de fluidos de perforación es altamente óptimo en operaciones de condiciones específicas, con ventajas frente a los sistemas acuosos. Algunas de estas son:

- Presenta estabilidad térmica
- Es resistente a los contaminantes (Químicos y biológicos)
- Tiene mayor vida útil
- Se puede reusar en operaciones similares
- No es reactivo para formaciones arcillosas
- Es tolerante a cantidades grandes de sólidos

- Reduce la posibilidad de una pega de tubería
- Permite perforar con más ROP
- No es un agente corrosivo
- Presenta mejor lubricidad
- Causa menor daño de formación

No obstante, el lodo base aceite no es del todo ideal, lo que quiere decir que tiene desventajas en comparación con otros sistemas de fluidos de perforación, algunas de estas desventajas son:

- El costo inicial por barril es alto
- Requiera mayor esfuerzo mecánico para circular
- Reduce la detección de un influjo
- Necesita un proceso para el manejo de cortes
- Su disposición no es directa
- La limpieza del pozo requiere un diseño mejorado
- Presenta riesgos operativos adicionales
- Requiere toma de registros modificados [9].

4.3 API 13-B 2

4.3.1 Estabilidad eléctrica

Según *American Petroleum Institute* en su apartado 13B-2, en el que se detallan los procedimientos recomendados para las pruebas realizadas a fluidos de perforación base aceite, la Estabilidad Eléctrica, ES por sus siglas en inglés (Electrical Stability), se determina mediante la aplicación de una señal sinusoidal de voltaje, con precisión y en aumento, a través de dos electrodos paralelos de placa plana, los cuales están sumergidos en el fluido [10].

La prueba inicia con el acondicionamiento térmico de la muestra de lodo a $120\text{ }^{\circ}\text{F} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{F}$, y se aconseja realizar la medición después de ser completada la prueba reológica. Lo siguiente es la limpieza del electrodo y verificar su correcto funcionamiento realizando una medición al aire y comprobando que alcance el valor máximo de >1999 . Para iniciar la medición se sumerge la punta

del electrodo en la muestra de fluido, se agita por al menos 10 segundos para asegurar homogeneidad y equilibrio térmico, oprimir el botón y realizar la medición. Finalmente se repite el paso anterior mínimo una segunda vez, se calcula el promedio de las lecturas y se registra el valor final [10].

4.3.2 Viscosidad

Como lo menciona *American Petroleum Institute* en el procedimiento para llevar a cabo la prueba reológica haciendo uso de un reómetro y una muestra de lodo base aceite, se debe asegurar calibración y limpieza del equipo para obtener lecturas correctas[10].

El primer paso es verificar que la muestra de lodo sea homogénea, luego encender el viscosímetro y revisar la temperatura establecida en la termo copa. Después se debe verter el fluido en la copa del reómetro, sumergir el rotor levantando la copa, ajustar el control de velocidad a 300 rpm y permitir que se genere equilibrio térmico en toda la muestra de lodo a 150 °F, verificando con la termocupla sin que toque las paredes del recipiente. Una vez se haya calentado el fluido se debe ajustar la velocidad a 600 rpm dejando que se estabilice la lectura y se registrar el valor observado. Ajustar la velocidad y repetir los dos pasos anteriores. Calcular la Viscosidad Plástica restando la lectura de 300 rpm de la lectura de 600 rpm. También se calcula el límite elástico (Yield Point) con el valor de 300 rpm menos la VP. Finalmente medir los valores a 200, 100, 6 y 3 rpm y registrarlos [10].

4.3.3 Filtrado HTHP

Según lo mencionado por *American Petroleum Institute* en el procedimiento para determinar el volumen filtrado hacia la formación desde el fluido de perforación a través de las paredes del pozo, se hace uso de una celda de filtrado HTHP, una chaqueta de calentamiento, y una muestra de lodo, donde el fluido va a ser sometido a alta temperatura y presión para que un porcentaje de su fase líquida atraviese una malla y un papel filtro, representando la invasión en la roca [10].

El montaje de la prueba se inicia ubicando la celda con el extremo abierto hacia abajo, engrasar el asentamiento y el vástago silicona de alta temperatura, para luego enroscar la válvula con una llave de ¼ de pulgada, ajustar y mantener cerrada. Después se gira la celda con el extremo

abierto hacia arriba, igualmente se engrasa con silicona de alta temperatura en el orificio de la celda y en la rosca, se coloca la otra válvula hasta que apriete por completo y se devuelve 2 o 3 giros para que escape el aire a medida que se ajusta la tapa. El siguiente paso es verter la muestra de lodo, previamente agitada por al menos 5 minutos, dentro de la celda, dejando aproximadamente $\frac{1}{2}$ pulgada del empaque interno, esto permite la expansión del fluido durante el calentamiento. Lo siguiente que se debe ubicar en la celda es el papel filtro y la malla, para finalmente cerrar la celda apretando los tornillos prisioneros con una llave Bristol a medida. Para finalizar el montaje se debe conectar el sistema de suministro de gas para generar presión, asegurando la conexión a las válvulas, superior e inferior.

Para llevar a cabo la prueba se debe calentar la celda 10 °F por encima de la temperatura final, teniendo en cuenta la pérdida de calor transmitido por conducción, lo anterior en menos de 1 hora. Abrir las válvulas de ingreso superior e inferior ajustando 600 y 100 libras por pulgada cuadrada respectivamente, así que se genere un diferencial de presión de 500 libras en la celda. Cuando el fluido haya llegado a la temperatura de la prueba se debe abrir la válvula permitiendo el llenado de la celda de recepción con filtrado. Cumplidos los 30 minutos cerrar la válvula y permitir el flujo de filtrado hacia una probeta para la medición del volumen generado. El volumen total es el doble del volumen generado en 30 minutos [10].

4.4 Emulsión inversa

Como lo mencionan Parthi y Kumar para generar una mezcla de dos líquidos inmiscibles se requiere modificar una propiedad física del sistema, una resistencia que se presenta en la interface de los dos líquidos llamada tensión interfacial. Por ejemplo, la tensión interfacial entre un aceite Diesel y el agua es aproximadamente 50 din/cm, si estos dos fluidos se mezclan mecánicamente en un periodo de tiempo corto se separan notablemente, es por esto que se usan productos para reducir la tensión interfacial, en el ejemplo anterior incluso llegando a 10 din/cm, generando pequeñas gotas de una fase dentro de otra y lograr una emulsión estable.[6]

Según los autores Caenn, Darley† y Gray siempre que haya una tensión interfacial baja y un movimiento como agitación para mezclar dos fluidos inmiscibles, se obtendrá una emulsión. Existen emulsiones directas e inversas, las directas (O/W son en las que la fase constante es el

agua, por el contrario, las emulsiones inversas (W/O) son en las que el agua esta dispersa en otro fluido, como por ejemplo un aceite para formar un lodo base aceite [7].

4.5 Bases

Como lo menciona Fink en los lodos base aceite de emulsión inversa se utilizan aceites como base o fase continua, los cuales pueden ser hidrocarburos destilados o aceites minerales. Los aceites base proporcionan al fluido de perforación un alto rendimiento en cuanto a la tasa de penetración (ROP), la estabilidad del pozo, la lubricidad, la estabilidad térmica y la tolerancia a la sal [16].

Debido a la viabilidad económica, los hidrocarburos destilados como el Diesel o *Fuel Oil* son utilizados con mayor frecuencia en el diseño de lodos OBM [16].

4.6 Aditivos

Como lo mencionan Parthi y Kumar al momento de diseñar un lodo se tienen en cuenta tanto la base del lodo, como los productos adicionados y sus respectivas concentraciones para el ajuste de las propiedades del fluido. En otras palabras, los aditivos que se le incorporan a la mezcla. Estos reactivos o agentes físicos son usados en diferentes concentraciones para modificar las propiedades del lodo y así cumplir con las funciones en la operación. Los aditivos pueden tener más de una propiedad a modificar, a pesar de tener una función principal, también controlar otra propiedad del fluido [6].

4.6.1 *Surfactantes y emulsionantes*

Con base en lo expuesto por Salager los agentes tensioactivos son usados en superficies e interfaces para modificar propiedades como la tensión interfacial y la energía libre de una superficie. Los surfactantes presentes en los lodos de perforación desempeñan diversas funciones, como emulsionantes, dispersantes, espumantes y disminuir la hidratación de las arcillas. En el caso de los surfactantes utilizados como emulsionantes, su función principal es reducir la tensión interfacial entre la salmuera y el aceite. Pueden ser aniónicos, catiónicos o no iónicos, dependiendo de su función. Un agente emulsionante, además de cumplir su función principal, actúa como agente humectante para los aditivos sólidos [11].

4.7 Mojabilidad

Referente a lo mencionado por Caenn, Darley† y Gray la humectabilidad se define como la capacidad de un fluido para mojar la superficie de la roca, mientras que la mojabilidad es la preferencia de la roca a ser mojada por un fluido. Para el estudio de estas propiedades es importante tener presente un sistema trifásico que consiste en una roca, un líquido de fase acuosa, por ejemplo agua de formación, y un fluido de fase no acuosa, crudo de petróleo. Para determinar la preferencia de una roca a mojarse se puede relacionar el ángulo de contacto que genera una gota de agua o aceite con la superficie, como se muestra en la Tabla 1 [12].

Tabla 1.

Rangos del ángulo de contacto.

Mojabilidad	Angulo de contacto (Gota de aceite)	Angulo de contacto (Gota de agua)
Agua	0	180
Fuerte al agua	$0 < \phi < 50$	$130 < \phi < 180$
Débil al agua	$50 < \phi < 90$	$90 < \phi < 130$
Mixto	90	90
Débil al aceite	$90 < \phi < 130$	$50 < \phi < 90$
Fuerte al aceite	$130 < \phi < 180$	$0 < \phi < 50$
Aceite	180	0

Nota. A partir de los rangos del ángulo de contacto se determina la tendencia de mojabilidad de la roca. En la investigación se midió el ángulo externo de la gota en un sistema trifásico con ambiente de agua destilada, gota de aceite y superficie de la roca. Tomado de: R. Caenn, H. C. H. Darley† y G. R. Gray†, “The Surface Chemistry of Drilling Fluids”, en *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. Elsevier, 2017, pp. 285–307. Accedido el 6 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-804751-4.00008-0>

5. PROPUESTA DE DESARROLLO DEL PROBLEMA

La concentración de los emulsionantes usados en lodos base aceite es directamente proporcional a la alteración desfavorable de la mojabilidad de la roca y la tensión interfacial de los fluidos de la formación. Si la concentración de los emulsificantes se incrementa, mayor será el cambio de la tendencia por la roca a mojarse por aceite y la interfaz entre el agua de formación y el petróleo será menor que la inicial, lo que influirá negativamente en la recuperación de los hidrocarburos.

Inicialmente se han reconocido los diseños y pruebas de laboratorio de lodos base aceite usados por la compañía en operaciones de la zona del Piedemonte llanero, reconociendo la base de aceite Diesel, tipos y concentraciones de aditivos, procedimiento de mezcla, teniendo en cuenta orden de adición y tiempos de agitación, y pruebas básicas para la caracterización del fluido en el laboratorio.

Se establece un lodo base aceite de emulsión inversa como punto de partida, el cual será mencionado en esta investigación como “Lodo base Piedemonte”, con concentraciones de aditivos típicas de pozos con participación de la compañía, se mezcla acorde a los procedimientos rutinarios establecidos por el laboratorio de Baker. Del mismo modo se realizan pruebas para caracterizar el lodo base, en las que se miden propiedades principales y se obtiene el filtrado del lodo.

Además, se seleccionan núcleos y fluidos representativos de un pozo que atraviesa la formación Mirador en el Piedemonte llanero, la cual será mencionada en la investigación como “Formación productora del Piedemonte”, por otro lado se hace uso de láminas de vidrio para microscopio con el fin de ejemplificar la roca.

En el mismo orden de ideas, se acondicionan los núcleos, con alto contenido de cuarzo y baja permeabilidad garantizando la confiabilidad de las mediciones del ángulo de contacto, para representar la roca anterior a la perforación del pozo. Se limpian los espacios porosos de la roca con productos orgánicos, se deja secar, se saturan, al vacío y en sumersión, durante periodos de tiempo establecidos. Posteriormente, se realizan mediciones del ángulo de contacto con un Analizador de forma de gota (Krüss DSA), en un sistema de tres componentes (agua-aceite Diesel-

roca). Igualmente, se realizan mediciones con muestras de campo de agua y crudo de la Formación productora Piedemonte, que serán tomadas como blanco en las comparaciones.

A continuación, se procede a mezclar Lodo base Piedemonte variando únicamente la concentración de emulsionante hasta el máximo, buscando los escenarios críticos, se caracterizan los dos lodos, concentración convencional y máxima. Reproduciendo el envejecimiento del lodo en la perforación del pozo, se realiza rolado bajo presión y temperatura, así mismo, mediante la prueba de filtrado HTHP, se genera filtrado de cada uno de los fluidos, después se contaminan los núcleos con filtrado de Lodo base Piedemonte con diferentes concentraciones de emulsionantes, representando la perforación del pozo a través de la formación, saturando la roca, al vacío y por sumersión, durante periodos de tiempo establecidos.

Finalmente se realizan mediciones del ángulo de contacto, con el DSA, de los núcleos contaminados en el mismo sistema trifásico, y así determinar la alteración a la roca. De igual forma, se contamina el crudo de la formación productora Piedemonte con filtrado del Lodo base Piedemonte, variando la concentración del emulsionante, con la finalidad de medir la tensión interfacial contra el agua de formación, haciendo uso del DSA.

Por último, se comparan y evalúan los resultados de las mediciones evaluando la alteración generada en el ángulo de contacto por la contaminación a la roca con el filtrado del lodo la variación de la concentración del emulsionante.

Este proyecto no obtiene resultados de operaciones en campo; únicamente evalúa cambios en la concentración del aditivo emulsionante. No se enfoca en evaluar otras propiedades del fluido de perforación, tampoco tiene en cuenta la composición mineralógica de la formación a detalle. No analiza la viabilidad económica de la propuesta. No sigue un procedimiento estandarizado para la medición del ángulo de contacto y la tensión interfacial. Además, establece tiempos para procedimientos según la disponibilidad de equipos y herramientas en el laboratorio de la compañía, y evalúa los resultados obtenidos bajo las limitaciones de fabricación del equipo DSA.

6. METODOLOGÍA Y DATOS

6.1 Caracterización del lodo y recuperación de filtrado.

6.1.1 Estabilidad eléctrica

Después de la selección del Lodo base Piedemonte, se mezclaron 6 barriles de laboratorio, y se le realizaron pruebas básicas para caracterizarlo fresco. Así mismo, fue caracterizado posterior al envejecimiento dinámico, durante 72 horas, con presión de 150 psi y temperatura de 240 °F.

La primera prueba fue la estabilidad eléctrica (ES), para medir la capacidad de humectación y la estabilidad de la emulsión. Haciendo uso del equipo para medición directa de estabilidad eléctrica, se calibró con resistencia estándar de alta y de baja. Es importante saber que el valor de la estabilidad eléctrica disminuirá con el aumento de la temperatura del fluido. El procedimiento se llevó a cabo siguiendo la norma API 13B-2 en la que está basado el equipo y recomienda tener el fluido a $120^{\circ}\text{F} \pm 5^{\circ}$ ($49^{\circ}\text{C} \pm 3^{\circ}$). Se inspeccionó y limpió la sonda del electrodo, para después introducirla en el Lodo base Piedemonte e iniciar la lectura. Se realizaron tres lecturas de la estabilidad por cada escenario y se calculó el promedio. Los datos se presentan en la tabla 2.

Tabla 2.

Estabilidad eléctrica a 120 °F

Fluido medido	Concentración del emulsionante [Lb/Bbl]	Lectura 1 [V]	Lectura 2 [V]	Lectura 3 [V]	Promedio [V]
Fresco	5	1489	1486	1443	1473
Rolado	5	1493	1546	1548	1529
Fresco	8	1999	1999	1999	1999
Rolado	8	1599	1593	1594	1595

Nota. La medición de la estabilidad eléctrica se realizó con el electrodo del equipo sumergido en el lodo el cual incrementa el voltaje hasta que el fluido lo transmita a través de la fase dispersa. La estabilidad eléctrica de un lodo 100% aceite es de 2000 V.

6.1.2 Reología

Con la misma muestra de lodo usada para la medición de la estabilidad de la emulsión, se realizaron las lecturas en el reómetro digital. Continuando con el calentamiento dinámico del

fluido, hasta llegar a 150 °F, posteriormente registraron 6 lecturas con diferentes velocidades en el rotor del equipo, ajustando las revoluciones por minuto y descendiendo desde 600, 300, 200, 100, 6, hasta 3 rpm. Igualmente, haciendo uso del reómetro digital se midió viscosidad plástica, *yield point*, resistencia gel 10 segundos y 10 minutos, con ayuda de la programación automatizada del equipo. Los resultados se muestran en la tabla 3.

Tabla 3.

Perfil reológico a 150 °F

Lodo	Concentración emulsionante [Lb/Bbl]	RPM						VP [cP]	YP [Lb/100ft ²]	10s	10m
		600	300	200	100	6	3				
Fresco	5	65	41	32	23	10	9	24	18	12	19
Rolado	5	44	25	19	12	6	5	19	6	9	14
Fresco	8	92	55	42	27	10	9	37	18	11	15
Rolado	8	58	38	27	18	9	8	22	9	10	15

Nota. El perfil reológico de las muestras de lodo, con diferentes concentraciones de emulsionante, fresco y rolado, se construyó a partir de lecturas en el reómetro a 600, 300, 200, 100, 6 y 3 rpm, la viscosidad plástica, el punto cedente y geles a 10 segundos y 10 minutos.

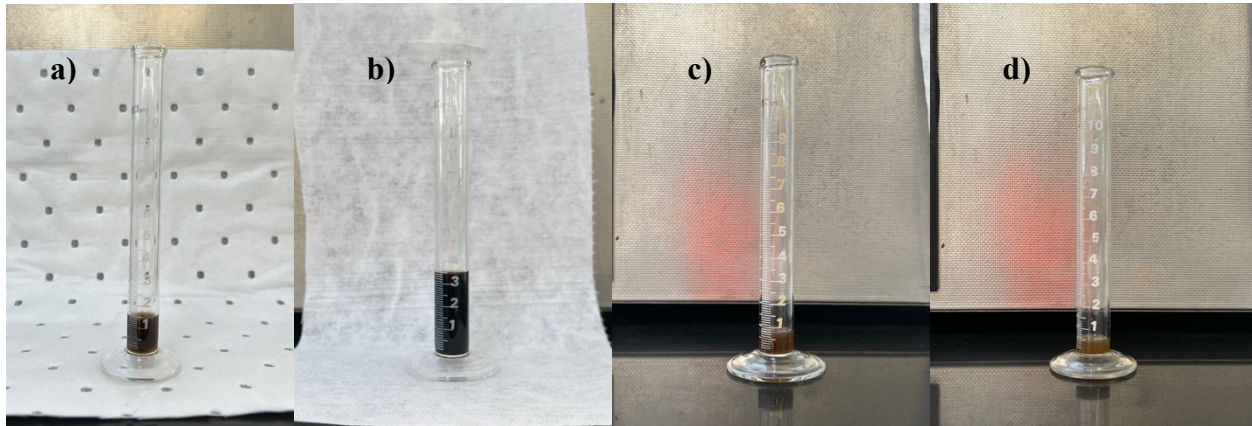
6.1.3 Filtrado HTHP

Para finalizar la caracterización del fluido se usó el filtro prensa HPHT, para medir el volumen de filtrado generado por el Lodo base Piedemonte. El procedimiento se realizó siguiendo la norma API 13B-2, con presión diferencial de 500 psi, lo cual se generó con 600 psi provenientes de una capsula de CO₂ en la parte superior de la celda, y 100 psi de otra capsula en la parte inferior, las dos presiones controladas con válvulas de aguja. Se incrementó la temperatura hasta 250 °F en menos de 1 hora. Durante la prueba se permitió el flujo de filtrado durante 30 minutos, se registró el volumen contenido en una probeta y se calculó el filtrado total, multiplicando por 2 el volumen generado.

Adicionalmente, después de la lectura, se permitió el flujo de filtrado con el fin de recuperar volumen de filtrado para las pruebas de tensión interfacial y ángulo de contacto. Dicha recuperación de filtrado tomó entre 10 y 15 días por fluido, periodo de tiempo en el que se debía despresurizar, enfriar y renovar el lodo en la celda de filtrado, para tener un volumen significativo y útil. Diariamente durante el tiempo necesario se completó la celda con aproximadamente 250 ml de Lodo base Piedemonte, se permitió el flujo de filtrado durante 12 horas, se desmontó la celda, se ajustó el volumen de lodo de nuevo a 250 ml y se cambió el papel filtro. Este proceso se realizó de manera iterativa con cada escenario del fluido evaluado. El volumen obtenido de filtrado para cada escenario se muestra en la figura 1.

Figura 1.

Filtrado HPHT.



Nota. La recolección de filtrado se realizó con el montaje de la prueba HPHT @ 250 °F y $\Delta 500$ psi. Los resultados de la prueba durante 30 minutos fueron los siguientes: a) Lodo con 5 Lb/Bbl fresco b) Lodo con 5 Lb/Bbl rolado c) Lodo con 8 Lb/Bbl fresco d) Lodo con 8 Lb/Bbl rolado.

6.2 Caracterización de los fluidos de formación

6.2.1 *Crudo de formación del Piedemonte*

La muestra de crudo de formación fue caracterizada con base en su densidad. El procedimiento se realizó con un picnómetro graduado. Primero, se midió la masa del picnómetro vacío y luego se llenó el picnómetro con crudo hasta que se desplazó por el capilar de la tapa. Una vez con el picnómetro lleno se volvió a medir la masa del recipiente más la del fluido. Finalmente, conociendo la capacidad del picnómetro se calculó la densidad del crudo a temperatura ambiente, restando la masa en vacío a la masa que contiene el fluido y dividiendo por el volumen de crudo contenido. Los resultados de los datos del procedimiento se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4.

Densidad del Crudo Piedemonte.

	Propiedad	Dato	Unidad
Picnómetro vacío	Masa	20,61	Gramos
Picnómetro lleno	Masa	40,28	Gramos
Volumen picnómetro	Volumen	25,03	Militros
Crudo Piedemonte	Gravedad específica (GE)	0,83	N/A
Crudo Piedemonte	Gravedad API	39,9	N/A

Nota. Datos para el cálculo de la densidad del crudo a temperatura ambiente, mediante el método del picnómetro.

Ecuación 1.

Gravedad API.

$$Gravedad\ API = \left(\frac{141,5}{GE} \right) - 131,5$$

Nota. La gravedad API se calculó con esta ecuación partiendo de la gravedad específica del crudo. Tomado de: J. Fink, Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids. Elsevier Sci. Technol. Books, 2021.

6.2.2 Agua de formación del Piedemonte

Para caracterizar el agua de formación del Piedemonte, se llevaron a cabo pruebas físicas y químicas básicas, siguiendo los procedimientos de la compañía. La primera propiedad que se midió fue la densidad, haciendo uso del picnómetro, midiendo la masa del picnómetro vacío, luego lleno de agua. Finalmente se calculó la densidad restando los datos de las masas, obteniendo la masa de la muestra de agua y dividiendo por el volumen de agua dentro del picnómetro.

Tabla 5.

Densidad muestra agua de formación.

	Propiedad	Dato	Unidad
Picnómetro vacío	Masa	22,98	Gramos
Picnómetro lleno	Masa	47,36	Gramos
Volumen picnómetro	Volumen	24,23	Mililitros
Muestra de agua	Gravedad específica (GE)	1,006	N/A

Nota. Datos para el cálculo de la densidad del agua a temperatura ambiente, mediante el método del picnómetro.

Con la herramienta multiparámetro se midió la conductividad y los sólidos totales disueltos en el agua de formación. El procedimiento fue verificar la calibración del equipo, luego introducir el electrodo en la muestra de agua, esperar que el equipo indicara que estaba realizando la medición y registrar los datos arrojados. Del mismo modo que con el multiparámetro se realizó la medición del pH con el pH-metro.

Para el uso del espectrofotómetro se usaron 10 ml de muestra por cada propiedad medida, en total 40 ml. Completando el contenedor con la muestra de agua, se introdujo en el equipo, después se guardó en el equipo el valor base o valor cero, se retiró el contenedor del equipo para agregar un sobre del reactivo asignado por el fabricante para cada medición y por último se ingresó nuevamente la muestra al espectrofotómetro durante 3 minutos, obteniendo los valores que se presentan en la tabla 6.

Tabla 6.

Mediciones para caracterización del agua de formación.

Método / Herramienta	Propiedad [unidades]	Valor	Unidad
Picnómetro	Densidad	1,006	g/ml
Herramienta multiparámetro	Conductividad	14970	µs/cm
	Sólidos totales disueltos	7513	Ppm
pH-metro	pH	7,5	-
Espectrofotómetro	Color	308	PTCO
	Cloro libre	0.07	Ppm
	Hierro	2,62	Ppm
	Turbidez	52	FTU
Titulaciones	Cloruros	6000	Ppm
	Dureza total	584	Ppm
	Calcio	520	Ppm

Nota. Los procedimientos realizados se garantizaron con la previa calibración rápida del equipo o herramienta, respectivo.

6.3 Procedimiento para condiciones iniciales de la roca

Debido a la selección de núcleos representativos de la formación del Piedemonte, se tuvo en cuenta el mineral en mayor porcentaje presente en la roca, el cual fue el cuarzo con más del 90%. Según Shafiq, Mahmud y Ghasemi la formación Berea contiene cuarzo en porcentajes entre 93-96% [15]. Por lo anterior fueron seleccionados los núcleos de Berea. Las dimensiones de los núcleos fueron registradas para calcular el volumen total, haciendo uso de un pie de rey se midió la altura y el diámetro. Los datos medidos y calculados se presentan en la tabla 7.

Tabla 7.

Características núcleos Berea.

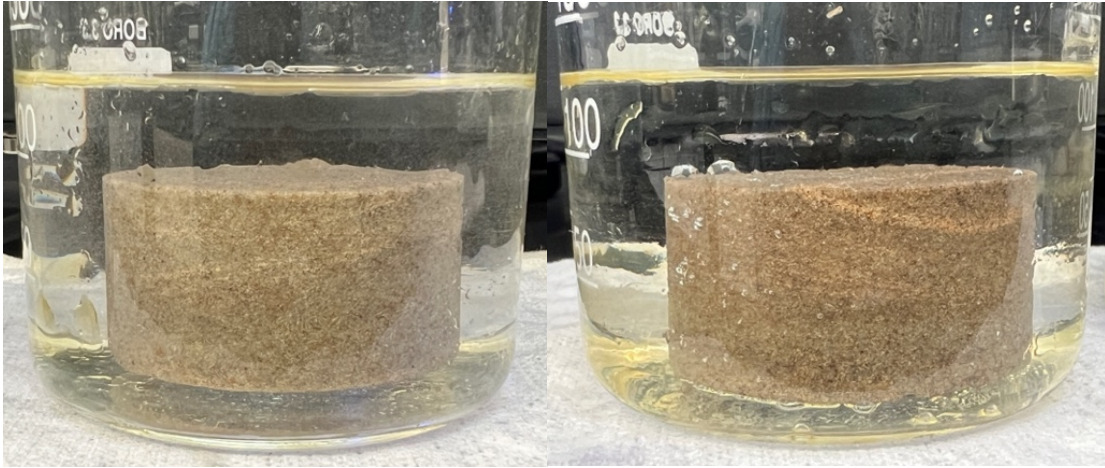
Núcleo	Condición	Altura [mm]	Diámetro [mm]	Volumen calculado [ml]
1	Reutilizado	25,43	37,56	28,18
2	Reutilizado	25,53	37,59	28,33
3	Nuevo	25,38	37,54	28,09
4	Nuevo	25,33	37,52	28,01

Nota. Por disponibilidad de núcleos en el laboratorio de la compañía los núcleos 1 y 2 fueron reutilizados de pruebas realizadas anteriormente, mientras que los núcleos 3 y 4 no se habían utilizado en ninguna prueba.

Así mismo, los cuatro núcleos fueron sometidos a limpieza con Isopropanol de grado analítico y compuestos orgánicos. El procedimiento de limpieza se realizó mediante la sumersión de la roca en los fluidos durante 24 horas, realizando secados durante 24 horas, al aire en un ambiente inerte, entre cada sumersión y al final de la limpieza.

Figura 2.

Limpieza de los núcleos



Nota. Los espacios porosos de cada núcleo se limpiaron mediante sumersión en 100 ml de alcohol, después de secaron en un ambiente inerte, nuevamente se sumergieron en 100 ml de un compuesto orgánico y finalmente se dejaron secar en el mismo ambiente inerte.

Después de la limpieza, se procedió a saturar cada uno de los núcleos con muestras de fluidos producidos por la formación, con el fin de tener dos fases en el medio poroso y establecer la preferencia de la roca a ser mojada por el agua, como condiciones previas a la perforación e invasión por el fluido de perforación. Esto se logró mediante un ciclo de saturaciones al vacío y por inmersión.

El primer fluido utilizado fue agua de la formación Piedemonte. Se saturó la roca utilizando un sistema con un matraz Erlenmeyer aforado conectado a una bomba de succión y una entrada del fluido a través de una válvula. Se aplicó vacío sobre la roca mientras se suministraba gradualmente el fluido durante 30 minutos, hasta alcanzar 500 ml alrededor del núcleo. Luego, se mantuvo el vacío sin suministro de fluido durante 30 minutos adicionales. Seguido, se continuó con la saturación del núcleo mediante sumersión en la muestra de agua, durante 5 días.

Figura 3.

Saturación al vacío con agua de formación.

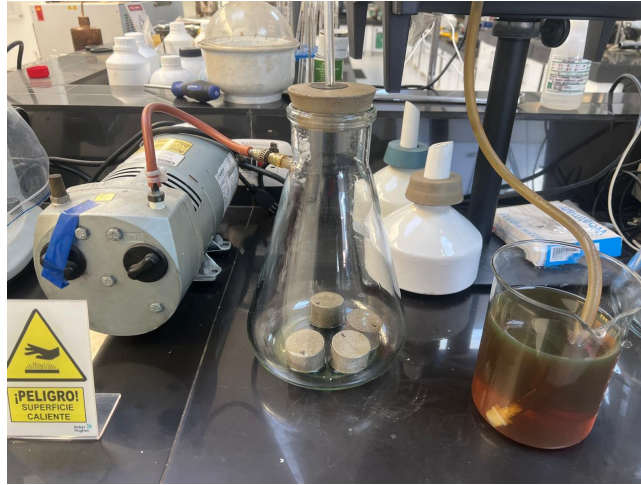


Nota. Se generó vacío en el Erlenmeyer durante una hora con una bomba mientras se suministraba lentamente la muestra de agua de formación para saturar los cuatro núcleos. Este proceso se realizó antes y después de la saturación con crudo para establecer la mojabilidad al agua en la roca.

De acuerdo con los procesos geológicos de la roca, como la migración de hidrocarburos, se inició la saturación con la muestra de crudo producida por la formación Piedemonte con el mismo método que con la muestra de agua. Se llevó a cabo la saturación al vacío y por inmersión, manteniendo los mismos parámetros de volumen de fluido y tiempo de saturación para ambos procesos.

Figura 4.

Saturación al vacío con crudo.

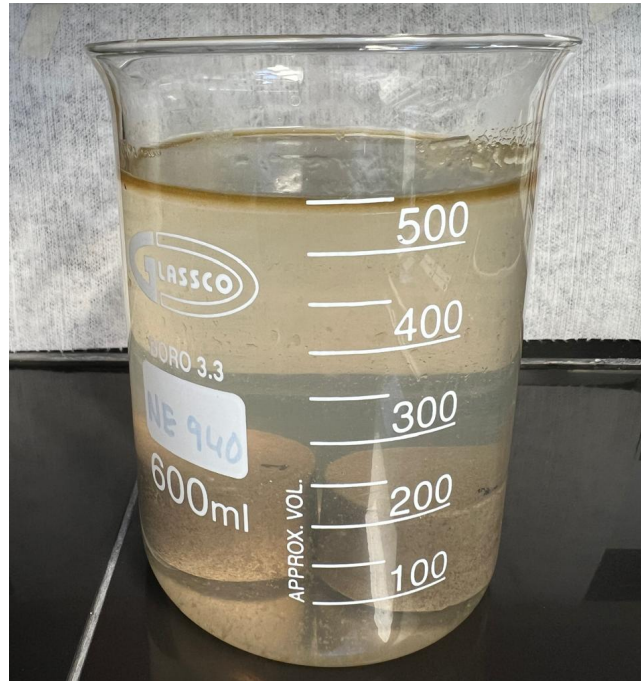


Nota. Después de la primera saturación con agua de formación se generó vacío en el Erlenmeyer nuevamente mientras se suministraba lentamente el crudo para saturar los cuatro núcleos.

Por último y con el objetivo de evitar lecturas falsas de mojabilidad y establecer una línea base para la comparación del ángulo de contacto, se saturaron los cuatro núcleos nuevamente con agua de la formación, lo que permitió desplazar el excedente de crudo en el medio poroso y en la superficie del núcleo.

Figura 5.

Saturación por sumersión.



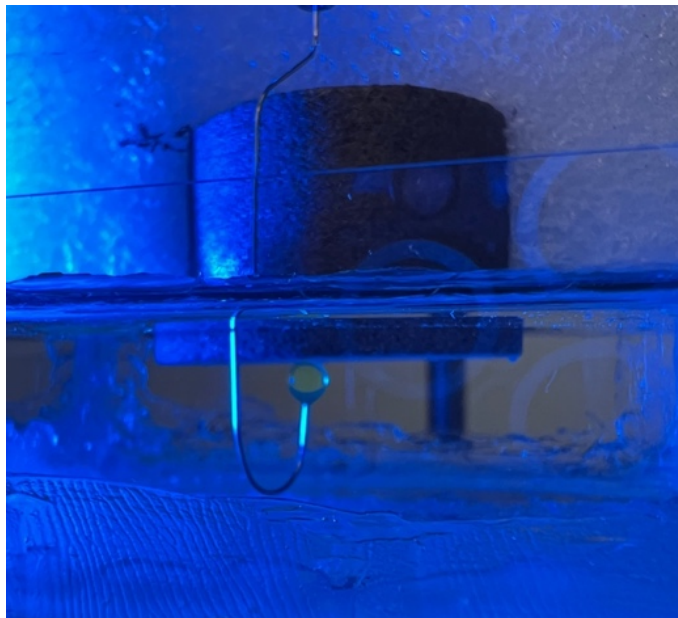
Nota. Posterior a cada saturación al vacío se mantuvieron en sumersión los núcleos durante 5 días para asegurar la saturación de la roca con los fluidos.

6.4 Mediciones iniciales del ángulo de contacto

Para realizar las mediciones del ángulo de contacto en cada núcleo, se optó por un sistema trifásico utilizando el método de burbuja cautiva. Este sistema incluía la superficie inferior del núcleo, una gota de aceite Fuel Oil y agua destilada como la fase ambiente. En el montaje se empleó el equipo DSA, un recipiente hermético de paredes translúcidas y sin tapa, para contener el agua destilada. Además, se utilizó poliestireno como estructura para sostener cada núcleo desde la parte superior, manteniéndolo en inmersión durante la medición.

Figura 6.

Montaje para medición de ángulo de contacto.



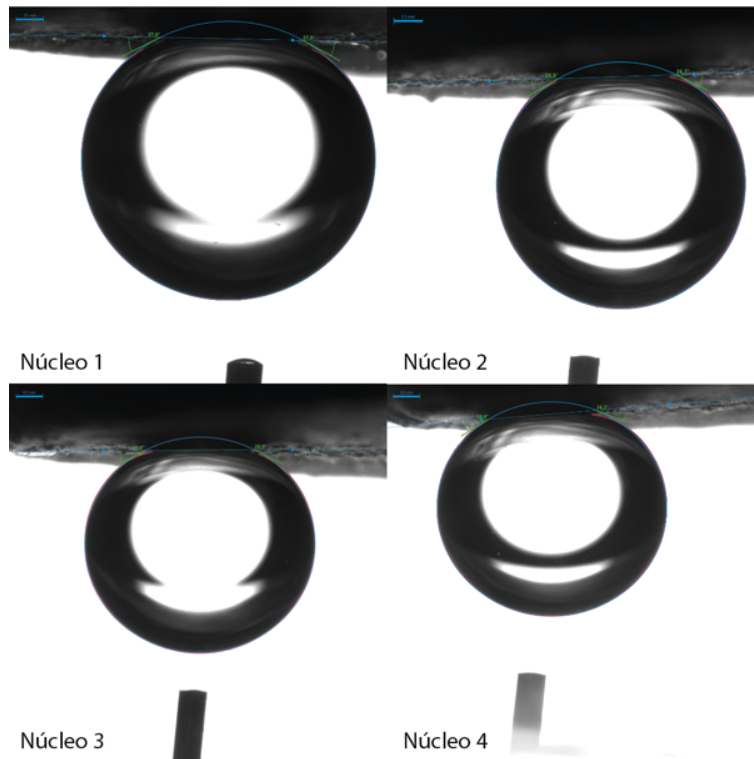
Nota. Haciendo uso del equipo DSA se realizó el montaje para medir el ángulo de contacto por el método de burbuja cautiva.

El alistamiento del equipo DSA requería una aguja en “j” de 0,5 mm de diámetro, la jeringa dosificadora con 400 μL de aceite Fuel Oil y ajuste de propiedades del elemento para captar imágenes, como brillo, acercamiento y escala.

En función de lo planteado, se llevaron a cabo 5 mediciones por cada núcleo. Se dosificó una gota de Fuel Oil con aproximadamente 30 μL , la cual se dejó reposar, durante 20 segundos, en la cara inferior de la roca sin experimentar cambios en volumen o forma. Se registró la lectura del ángulo de contacto tanto en el lado derecho como en el izquierdo, además del volumen de la gota y se calculó el ángulo de contacto medio. Después de cada medición, se giraba la roca con el propósito de ubicar la gota en una zona diferente de la superficie del núcleo.

Figura 7.

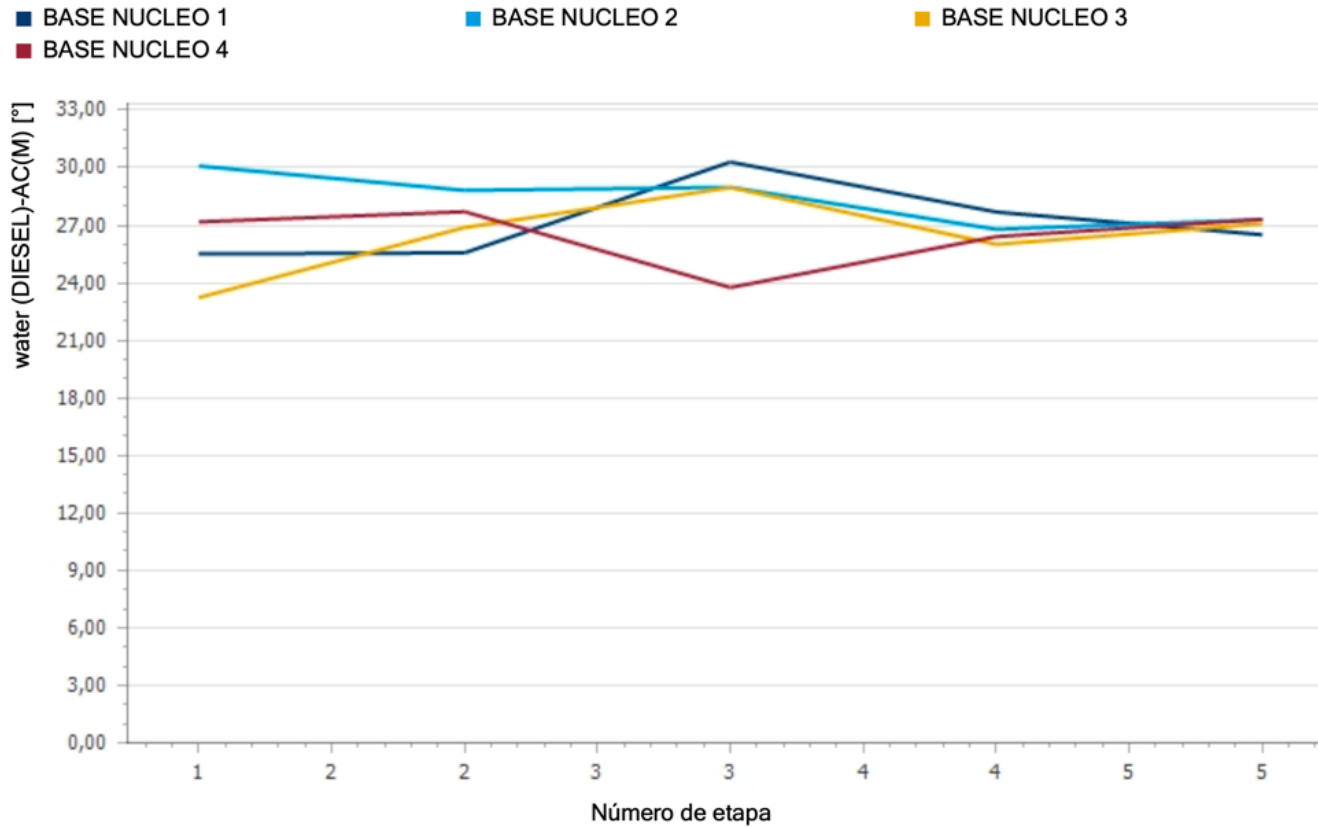
Ángulo de contacto a condiciones iniciales.



Nota. Imágenes capturada con el DSA de las mediciones individuales del ángulo de contacto por el método de burbuja cautiva con una gota de Fuel Oil, en un ambiente de agua destilada, en la superficie inferior de cada núcleo a condiciones iniciales.

Figura 8.

Comparación ángulo de contacto a condiciones iniciales.



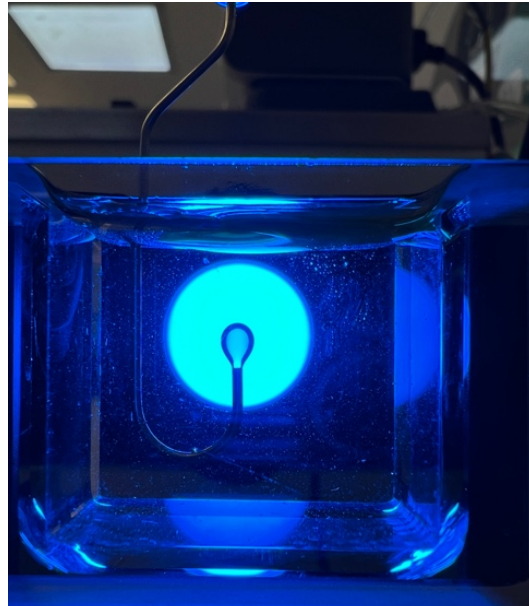
Nota. El procedimiento inicial al que fueron sometidos los cuatro núcleo bajo condiciones antes de la perforación garantizó resultados del ángulo de contacto similares. El ángulo de contacto inicial que se asumió estaba en un rango de 25° a 28°. En la gráfica se muestra el ángulo promedio entre los ángulos de cada lado de la gota contra el número de repeticiones de la medición.

6.5 Mediciones iniciales de la tensión interfacial

Se realizaron mediciones de la tensión interfacial entre las muestras de fluidos producidos por la formación Mirador en el Piedemonte llanero. Para ello, se utilizó el equipo DSA y una aguja en forma de "j" con un diámetro de 0,5 mm, mediante el método de gota colgante. Se dosificó una gota de crudo de aproximadamente 20 μL , entre agua de producción a temperatura ambiente, manteniendo la gota estable y sin cambios de volumen ni forma durante 20 segundos, a fin de obtener una medición confiable. Este procedimiento se repitió tres veces para garantizar la repetibilidad de la medición.

Figura 9.

Montaje para medición de tensión interfacial.



Nota. Los elementos usados para la medición de la tensión interfacial hacen parte del equipo DSA. Se usó una celda para contener el agua destilada como fluido ambiente de referencia, una aguja dosificadora en forma de "j" para generar y sostener la burbuja de Fuel Oil.

Figura 10.

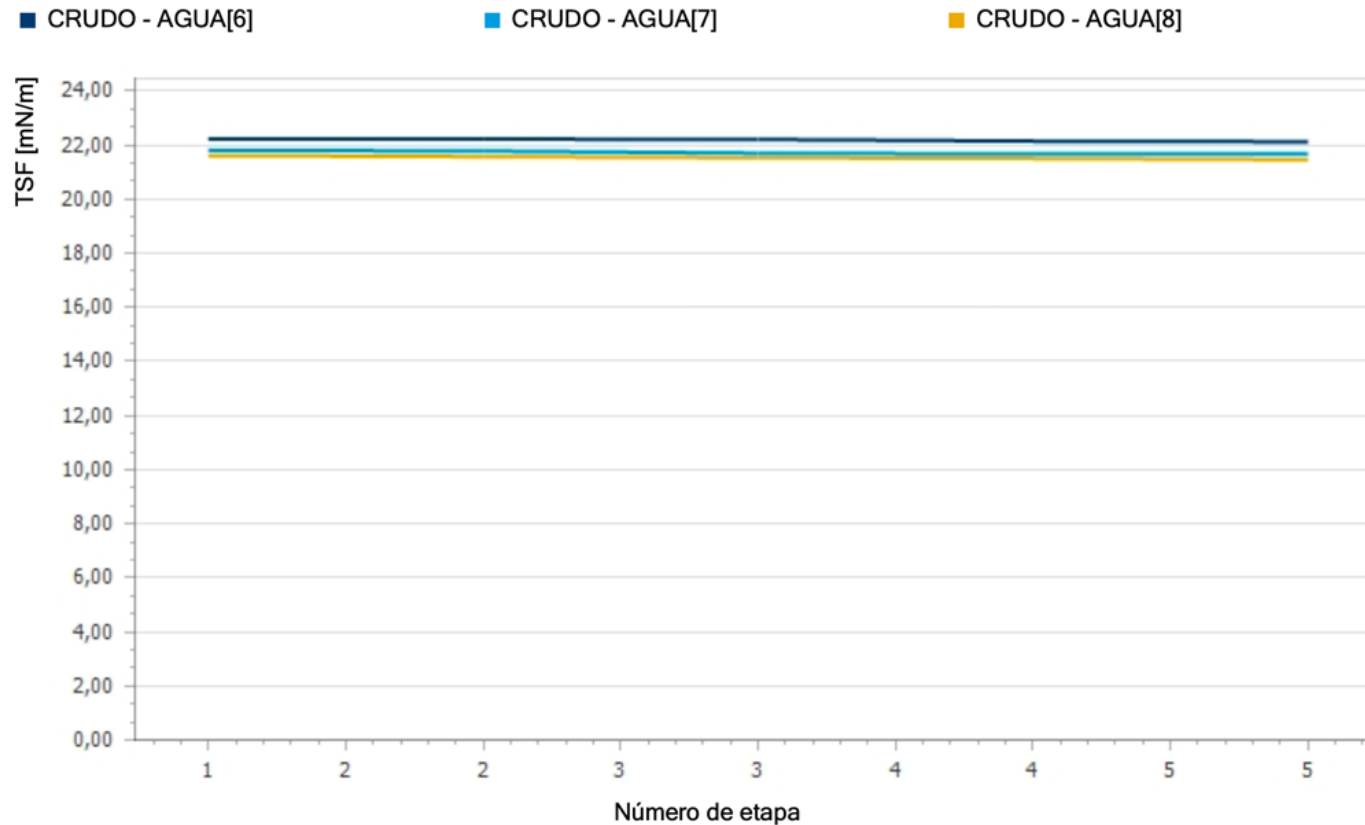
Tensión interfacial crudo a condiciones iniciales.



Nota. Con las capturas tomadas con el DSA se obtuvieron los resultados de la tensión interfacial entre las muestras de fluidos de formación sin contaminantes de la perforación. Los valores de la mediciones se aproximaron a 22 mN/m.

Figura 11.

Gráfica de tensión interfacial a condiciones iniciales.



Nota. Los resultados de la gráfica de tensión interfacial vs repeticiones evidencian la repetibilidad en el procedimiento de medición de la propiedad. Las tres gotas de crudo generadas y medidas con el DSA presentaron una tensiones interfacial con el agua de formación parecidas y constantes.

6.6 Contaminación del crudo e invasión de núcleos

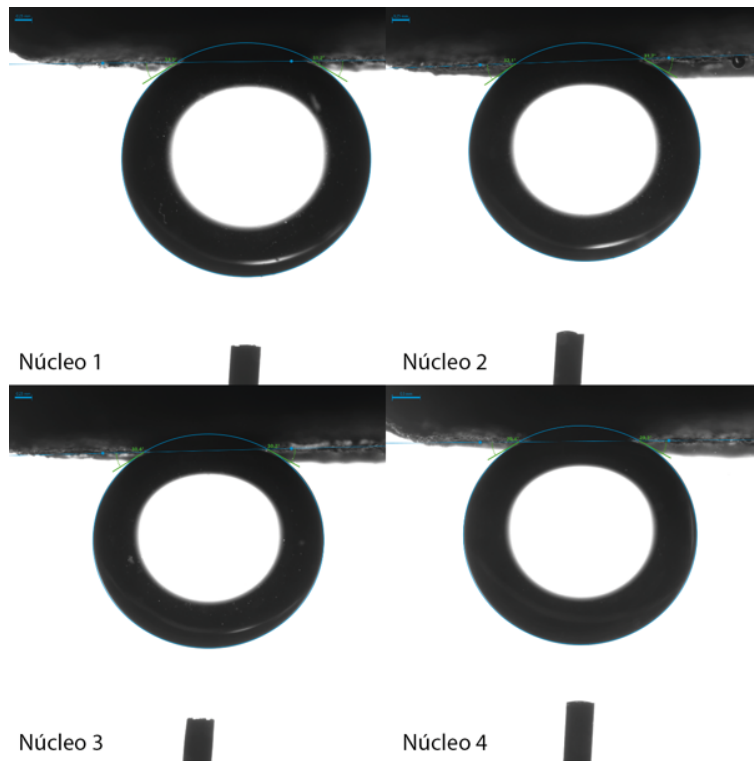
Con la finalidad de ejemplificar la zona invadida en la perforación del pozo, se contaminaron 500 ml de crudo de la formación Piedemonte con 10% V/V de filtrado HTHP obtenido del lodo, variando la concentración del emulsionante. Se contaminó con 10 % V/V para contemplar el escenario más crítico posible en el volumen que se filtra hacia la roca y para facilitar la manipulación de volúmenes de fluido con jeringas. Seguido a esto, se saturaron los núcleos con el crudo contaminado, al vacío y por sumersión, durante 1 hora y 5 días respectivamente. El anterior procedimiento se realizó con los cuatro núcleos por cada concentración de emulsionante, es decir, primero se saturaron con una concentración de 5 Lb/Bbl, y posteriormente se saturaron con una concentración de 8 Lb/Bbl de emulsionante.

6.7 Mediciones finales del ángulo de contacto

Por último, se realizaron mediciones del ángulo de contacto de los núcleos saturados con el crudo contaminado 10% V/V de filtrado, obtenido de lodo variando las concentraciones del emulsionante. Las mediciones se realizaron manteniendo los parámetros de las mediciones iniciales.

Figura 12.

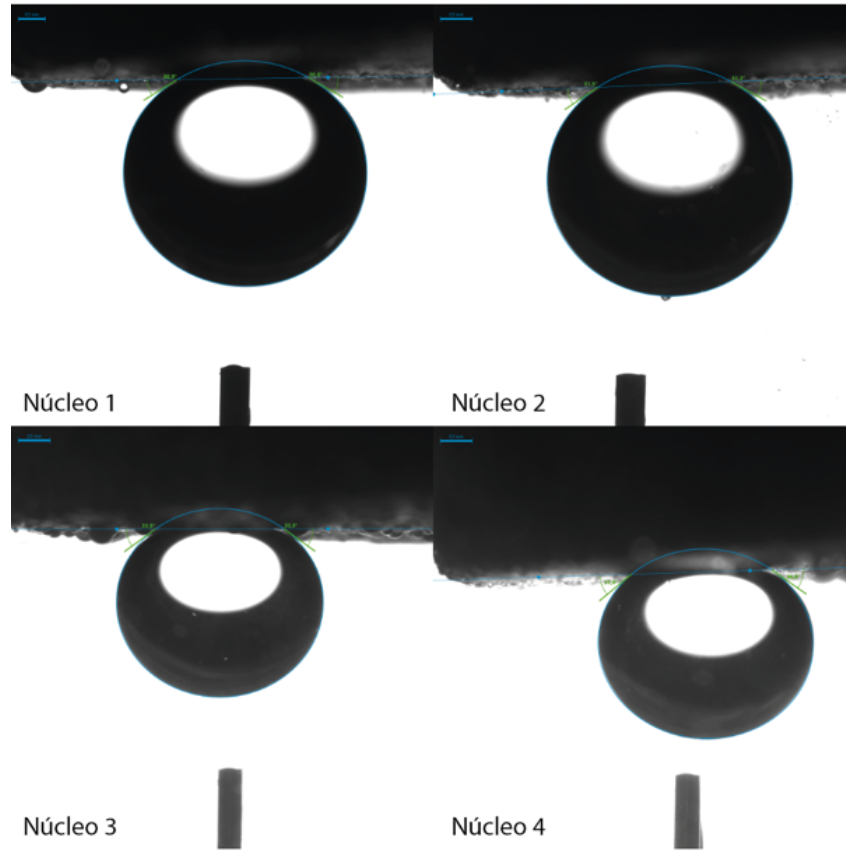
Ángulo de contacto concentración usual de emulsionante.



Nota. Se evidencian las mediciones del ángulo de contacto con los núcleos contaminados con filtrado obtenido del lodo con 5 Lb/Bbl de aditivo emulsionante. La esfericidad de las gotas demuestran la poca afinidad de la roca a ser mojada por el Fuel Oil, con ángulos inferiores a 50 grados.

Figura 13.

Ángulo de contacto concentración máxima de emulsionante.



Nota. Se evidencian las mediciones del ángulo de contacto con los núcleos contaminados con filtrado obtenido del lodo con 8 Lb/Bbl de aditivo emulsionante. No hay cambios representativos en el ángulo de contacto con referencia a las mediciones de la concentración usual de emulsionante.

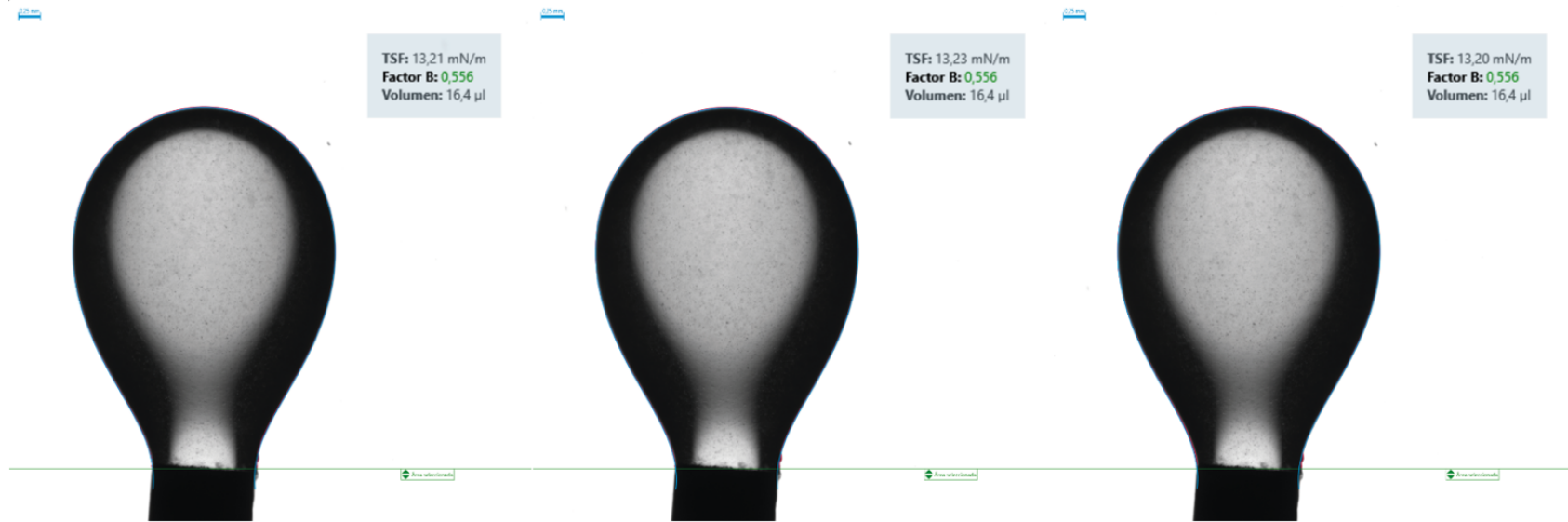
Se utilizó el equipo DSA, junto con una aguja en forma de "j" de 0,5 mm, y agua destilada como fluido ambiente. Se dosificaron gotas de aceite Fuel Oil, las cuales reposaron en la superficie inferior de la roca durante 20 segundos, sin experimentar cambios en volumen ni forma, antes de registrar la medida del ángulo de contacto. Se realizaron 5 mediciones por cada núcleo, cambiando la zona de contacto de la roca.

6.8 Mediciones finales de la tensión interfacial

Del volumen de crudo contaminado con el filtrado de cada concentración de emulsionante, se trasvasaron 400 μL hacia la jeringa dosificadora del equipo DSA, con el fin de realizar mediciones de la tensión interfacial entre el crudo contaminado y el agua de formación.

Figura 14.

Tensión interfacial crudo contaminado con 5 Lb/Bbl de emulsionante.



Nota. Imágenes de las gotas tomadas con el DSA para medición de la tensión interfacial entre agua de formación y crudo contaminado con filtrado de lodo con 5 Lb/Bbl de emulsionante. Se redujo la tensión interfacial a 13 mN/m.

Figura 15.

Tensión interfacial crudo contaminado con 8 Lb/Bbl de emulsionante.



Nota. Imágenes de las gotas tomadas con el DSA para medición de la tensión interfacial entre agua de formación y crudo contaminado con filtrado de lodo con 8 Lb/Bbl de emulsionante. Se redujo la tensión interfacial a 9 mN/m.

Bajo las mismas condiciones que en las mediciones con 5 Lb/Bbl de emulsionante, se utilizó una gota de aceite Fuel Oil #4 de un volumen adecuado para mantenerse colgando del orificio de la aguja, en "j" de 5 mm, mientras la gota se mantenía estable por al menos 20 segundos en forma de lágrima dentro de una muestra de agua producida por la formación a temperatura ambiente, asegurando la repetibilidad de las mediciones.

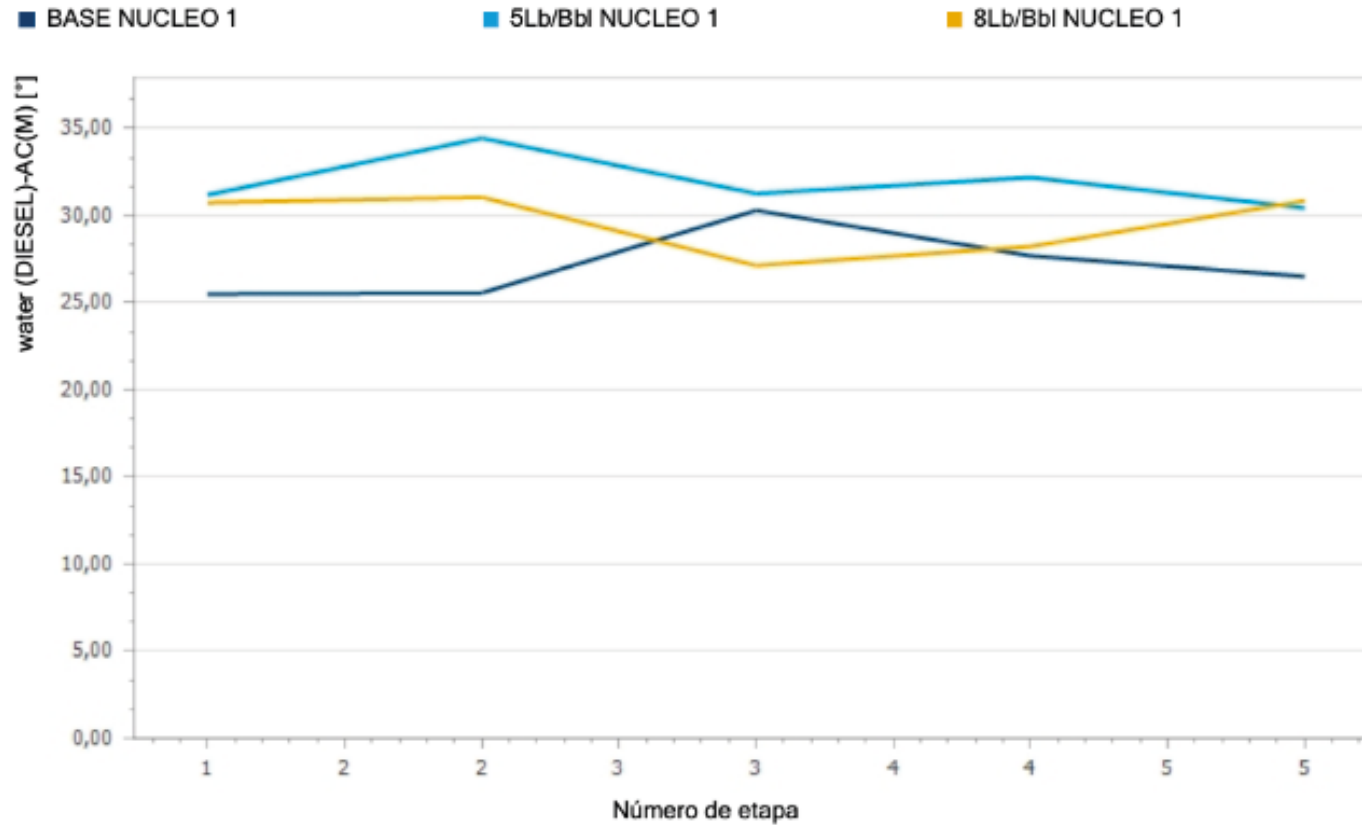
6.9 Generación de comparaciones con el software Krüss

El equipo DSA cuenta con un software que permite registrar y comparar las mediciones realizadas. Este software se utilizó para generar información comparativa entre los datos de las mediciones iniciales y las posteriores a la contaminación con el filtrado.

Con base en lo anterior, se analizaron y evaluaron los resultados de los cambios en las propiedades de la roca y los fluidos de la formación. Se compararon las mediciones antes y después de las interacciones con el filtrado del lodo base Piedemonte, variando la concentración del emulsionante presente en el diseño del lodo.

Figura 16.

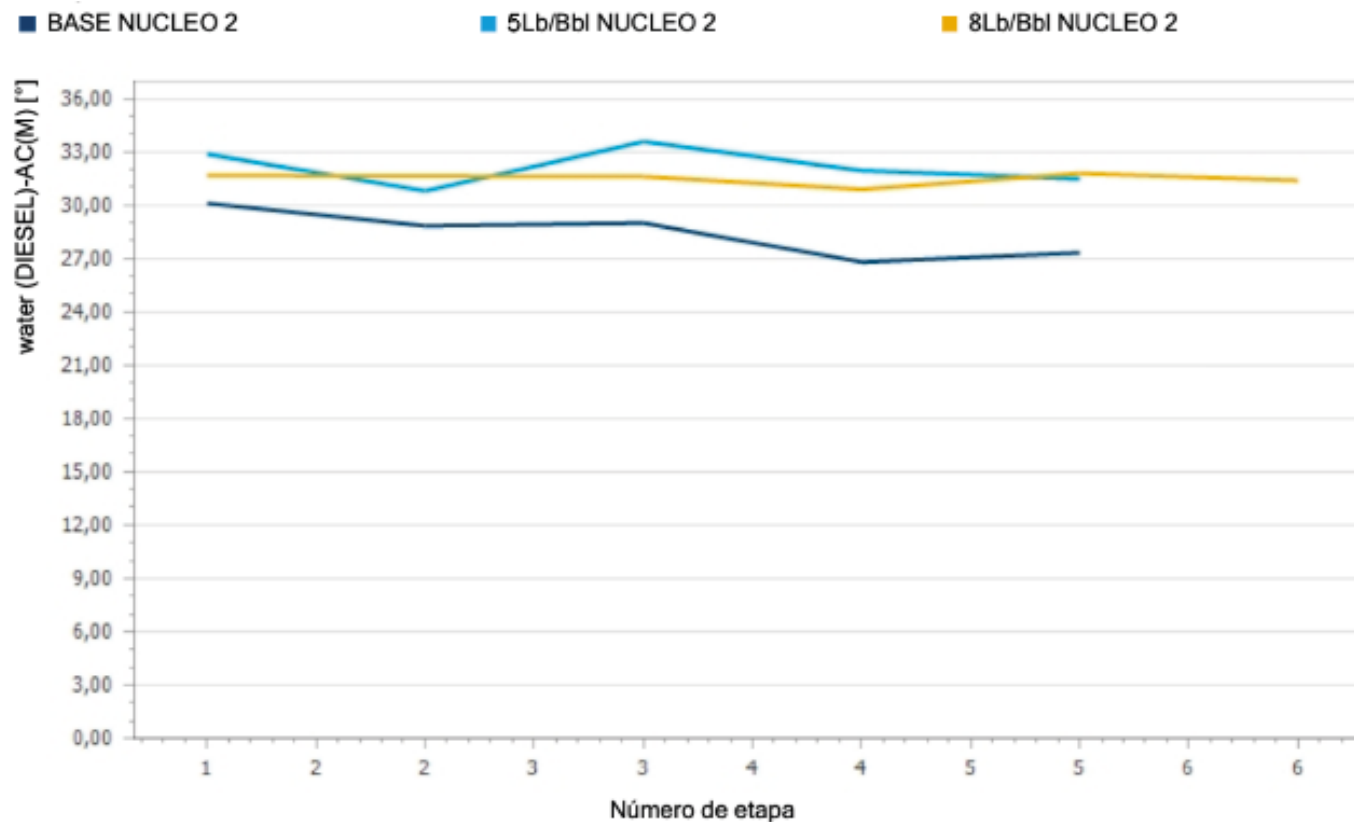
Gráfica cambio ángulo de contacto núcleo 1.



Nota. La comparación de las líneas en la gráfica muestra el cambio del ángulo de contacto con la presencia e incremento en concentración del emulsionante en el filtrado de lodo con el que fue contaminado el núcleo 1, el cuál fue reutilizado de pruebas anteriores en el laboratorio.

Figura 17.

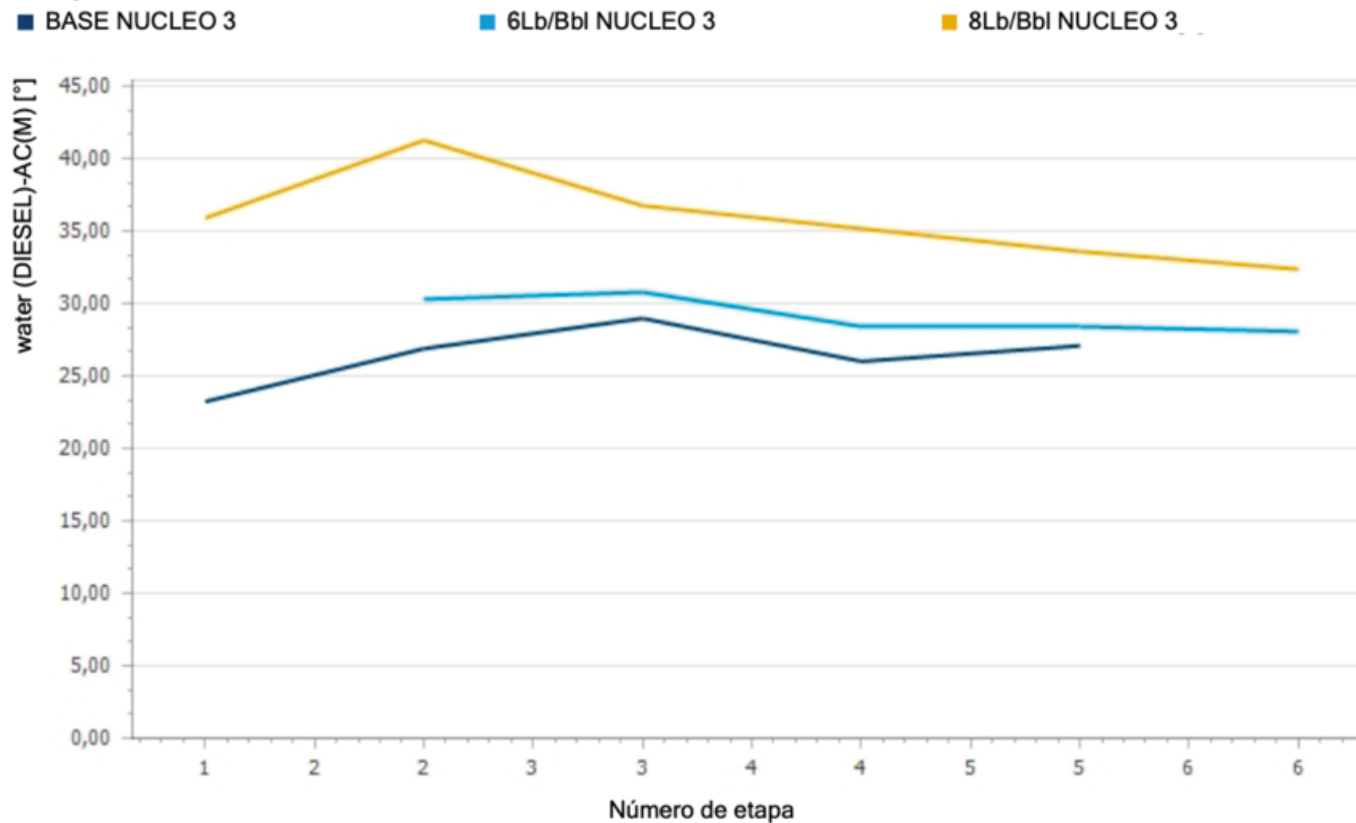
Gráfica cambio ángulo de contacto núcleo 2.



Nota. La comparación de las líneas en la gráfica muestra el cambio del ángulo de contacto con la presencia e incremento en concentración del emulsionante en el filtrado de lodo con el que fue contaminado el núcleo 2, el cuál fue reutilizado de pruebas anteriores en el laboratorio.

Figura 18.

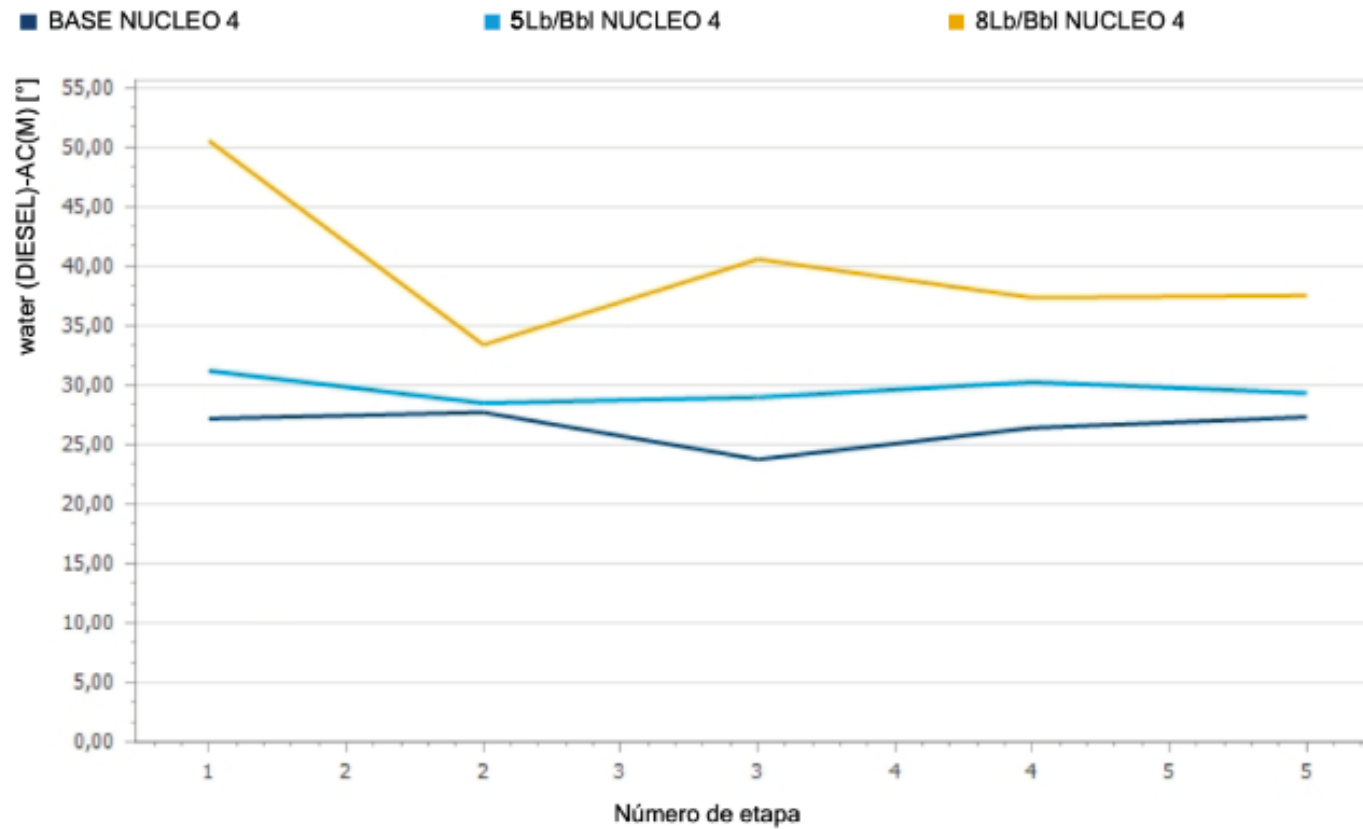
Gráfica cambio ángulo de contacto núcleo 3.



Nota. La comparación de las líneas en la gráfica muestra el cambio del ángulo de contacto con la presencia e incremento en concentración del emulsionante en el filtrado de lodo con el que fue contaminado el núcleo 3, el cuál fue tomado nuevo del empaque del proveedor.

Figura 19.

Gráfica cambio ángulo de contacto núcleo 4.



Nota. La comparación de las líneas en la gráfica muestran el cambio del ángulo de contacto con la presencia e incremento en concentración del emulsionante en el filtrado de lodo con el que fue contaminado el núcleo 4, el cuál fue tomado nuevo del empaque del proveedor

7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se comparan los resultados antes y después de la invasión con filtrado de lodo, obtenidos en las mediciones del ángulo de contacto entre la superficie de los núcleos y la gota de aceite Fuel Oil, en un ambiente de agua destilada. Asimismo, se comparan los resultados de las mediciones de tensión interfacial entre los fluidos de la formación.

7.1 Mediciones del ángulo de contacto

Las mediciones del ángulo de contacto fueron aquellas realizadas con el equipo DSA, núcleos de la formación Berea, agua destilada como ambiente para la medición y aceite Fuel Oil para la gota. Los resultados de las mediciones se presentarán en el siguiente orden: Cumpliendo con el primer objetivo medir la mojabilidad de los núcleos a condiciones iniciales o previas a la invasión, seguido del segundo objetivo con mediciones de núcleos invadidos por crudo contaminado con filtrado de lodo con concentración convencional de emulsionante y núcleos invadidos por crudo contaminado con filtrado de lodo con aumento de la concentración a la máxima del emulsionante según ficha técnica del producto.

Tabla 8.

Variación del ángulo de contacto

Número de núcleo	Ángulo inicial	Ángulo con 5 Lb/Bbl	Ángulo con 5 Lb/Bbl
1 (Reutilizado)	27.11° (±1.99)	31.91° (±1.55)	29.60° (±1.80)
2 (Reutilizado)	26.43° (±2.09)	32.12° (±1.10)	31.45° (±0.35)
3 (Nuevo)	25.43° (±1.34)	29.19° (±1.25)	35.97° (±3.44)
4 (Nuevo)	26.47° (±1.59)	29.65° (±1.08)	37.21° (±2.95)

Nota. Los ángulos presentados son el promedio entre el ángulo izquierdo y derecho de la gota, medidos con el DSA. El ángulo de contacto de las mediciones fue el externo entre la gota y la superficie del núcleo.

Acondiciones iniciales se estableció correctamente el ángulo de contacto en los 4 núcleos. Al momento de contaminar los núcleos mediante la primera saturación con el filtrado teniendo la concentración convencional de 5 LB/Bbl se evidencia el aumento de 3° en promedio del ángulo de contacto.

Los núcleos 1 y 2, los cuales fueron reutilizados, no mostraron un cambio notable al aumento de la concentración del emulsionante, de 5 Lb/Bbl a 8 Lb/Bbl, mientras que los núcleos 3 y 4, los cuales eran nuevos, si aumentaron el ángulo en mayor proporción con la concentración máxima de emulsionante.

7.2 Mediciones de tensión interfacial

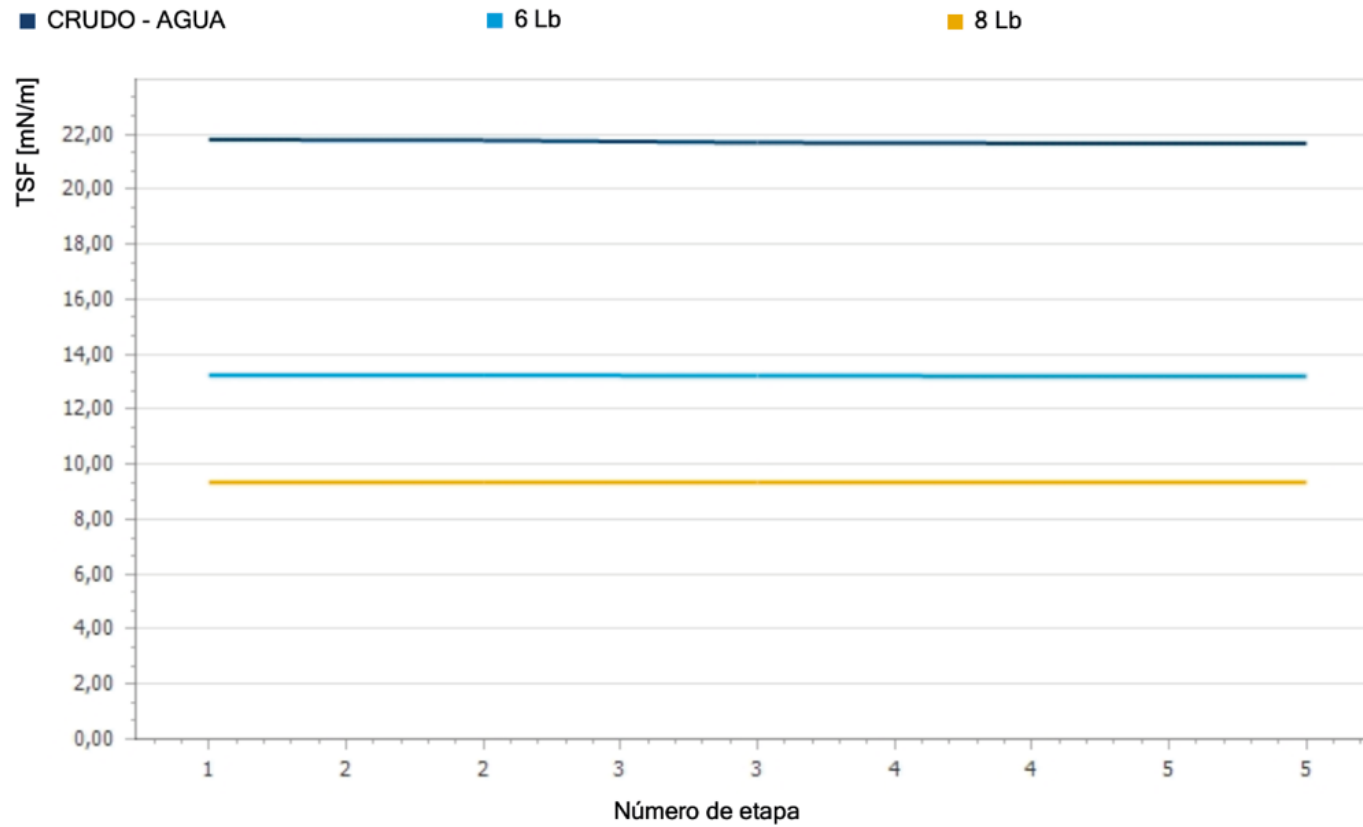
Las mediciones de la tensión interfacial fueron llevadas a cabo haciendo uso del equipo DSA, muestra de agua producida por la formación y muestra de crudo producido por la formación. Los resultados de las mediciones se presentarán en el siguiente orden: Crudo sin contaminar o previo a la invasión, crudo contaminado con filtrado de lodo con concentración convencional de emulsionante, crudo contaminado con filtrado de lodo con concentración máxima de emulsionante.

Los resultados de la tensión interfacial promedio, entre la muestra de agua de formación y la muestra de crudo fueron 21.73 mN/m (± 0.06), 13.22 mN/m (± 0.02), 9.34 mN/m (± 0.01) respectivamente.

La comparación de los cambios en la tensión interfacial, con el aumento de la concentración de emulsionante en el filtrado que contaminó el crudo con el que se generó la gota, se muestran en la figura 21. De tal manera que hubo presencia y aumento de emulsionante en el crudo, la tensión en la interfase entre agua y crudo fue disminuyendo. Mientras que en cada medición que se realizó con cada escenario de concentración los valores se mantuvieron constantes.

Figura 20.

Gráfica comparativa de tensión interfacial .



Nota. Los resultados de la gráfica de tensión interfacial vs repeticiones evidencian el cambio de la propiedad a medida que se aumentó la concentración del emulsionante en el filtrado con el que se contaminó el crudo.

8. CONCLUSIONES

El procedimiento establecido, al que fueron sometidos los 4 núcleos, garantizó la repetibilidad de los resultados, al realizar las mediciones del ángulo de contacto bajo condiciones estandarizadas en todas las pruebas realizadas. Sin embargo, los núcleos que fueron reutilizados presentaron variaciones en los resultados obtenidos sin desviarse del comportamiento de los núcleos nuevos frente a procesos a los que fueron sometidos. Después de la saturación de condiciones iniciales con fluidos de la formación los cuatro núcleos arrojaron ángulos de contacto dentro del rango de 25 a 28 grados.

Con la caracterización del lodo se evidenció la importancia de la concentración de emulsionante en el diseño de un lodo base aceite con ciertas características de densidad y relación aceite-agua. Cumpliendo con las condiciones operacionales, de seguridad y económicas en el diseño del lodo.

El uso de 5 Lb/Bbl de emulsionante en el lodo base aceite, con las características mencionadas, no cambia notablemente la mojabilidad de la roca por la invasión del filtrado. Sin embargo, se registró un aumento del ángulo de contacto externo entre la gota de aceite Fuel Oil y la superficie del núcleo, disminuyendo la preferencia de la roca a ser mojada por el agua. Los resultados en el laboratorio no demuestran una afectación representativa que pueda limitar el uso del producto, para ser usado como estabilizador de la emulsión y/o agente mojante de los sólidos mezclados en el lodo. Posterior a la saturación para contaminar con el filtrado de lodo los núcleos los ángulos de contacto en los 4 núcleos pasaron a un rango entre 29 a 31 grados.

El incremento en la concentración del emulsionante refleja una relación directamente proporcional con la mojabilidad desde agua hacia aceite. A pesar de la afectación de la propiedad, el aumento en la concentración, hasta la máxima según la ficha técnica, resultó en cambios insignificantes en la mojabilidad. Por lo tanto, si las condiciones operativas y de seguridad lo requieren, se podrían implementar la concentración de emulsionante entre 5 Lb/Bbl hasta 8 Lb/Bbl en el diseño de un fluido de perforación base aceite, con características similares, sin una afectación representativa a la mojabilidad de la roca .

Durante las interacciones entre los fluidos de la formación y el filtrado generado por el lodo, se observó la disminución de la tensión interfacial, desde 21.73 mN/m sin presencia de emulsionante hasta 9.37 mN/m con la máxima concentración de emulsionante, entre la fase acuosa y la fase oleosa. De lo anterior podemos concluir que debido a la disminución de la tensión entre las fases presentes en el medio poroso, el atrapamiento del agua en el hidrocarburo se hace posible, favoreciendo el contacto entre roca y aceite.

9. RECOMENDACIONES

Para el desarrollo y análisis correctos de mediciones en núcleos de roca, se recomienda garantizar la repetibilidad de los datos, llevando a cabo los procesos de acondicionamiento en al menos dos ejemplares de roca, bajo los mismos parámetros de limpieza y saturación. Con el fin de estandarizar el procedimiento, se deben registrar las dimensiones de los núcleos, características, tiempos de saturación y secado, volumen de fluido e historial de los núcleos.

El diseño de un fluido de perforación propuesto en el laboratorio para operaciones en campo busca cumplir con los parámetros establecidos por la compañía, por lo cual se deben realizar pruebas para cada escenario propuesto, en las que se evalúen las propiedades del lodo, como la estabilidad de la emulsión, viscosidad, esfuerzos de geles correctos y un volumen de filtrado mínimo para disminuir el daño.

Consecuentemente, una propuesta de fluido que cumpla con los parámetros establecidos debe incluir la concentración necesaria o habitual en operaciones similares. Por lo anterior, se recomienda priorizar la estabilidad de la emulsión y la humectación de los sólidos del lodo, usando el emulsionante en una concentración mínima de 5 Lb/Bbl.

Asimismo, si se requiere un incremento de la concentración del emulsionante para satisfacer condiciones operativas o de seguridad, sin generar una afectación significativa en la tendencia a mojarse de la roca, se recomienda caracterizar y evaluar el comportamiento del fluido usando una concentración del aditivo sin exceder el límite máximo indicado por la ficha técnica de 8 Lb/Bbl.

Finalmente, se recomienda enfocar el análisis en las consecuencias que puedan ser causadas por la disminución de la tensión interfacial de los fluidos de la formación, como resultado de la contaminación por invasión de filtrado de un lodo con presencia de emulsionante en su diseño, permitiendo mayor contacto entre la superficie de los granos de la roca y la fase oleosa generada en la interacción petróleo-filtrado.

REFERENCIAS

- [1] “Baker Hughes Incorporated 2006 annual report”, Texas, Reporte anual, 2006. Accedido el 15 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible: <https://investors.bakerhughes.com/static-files/16c3aff9-1f5e-435d-b115-a9b46063d7a8>
- [2] “Drilling Fluids | Baker Hughes”. Baker Hughes. Accedido el 12 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.bakerhughes.com/drilling/drilling-fluids>
- [3] Ballard, T. J. y R. A. Dawe. "Wettability Alteration Induced by Oil-Based Drilling Fluid". Documento presentado en el Simposio de Control de Daño de Formación SPE, Bakersfield, California, febrero de 1988. doi: <https://doi-org.ezproxy.uamerica.edu.co/10.2118/17160-MS>
- [4] Bakhareva, Elizaveta, Sukhachev, Vasili, Kolchanov, Petr, Sozonov, Alexander, Zinovyeva, Anastasia, Olennikova, Olesya y Ilshat Akhmetzianov. "Surfactant in Cement Slurry: Solution for the Problem of Incompatibility with Oil Based Mud". Documento presentado en la Conferencia y Exposición Técnica del Caspian de SPE, Bakú, Azerbaiyán, noviembre de 2023. doi: <https://doi-org.ezproxy.uamerica.edu.co/10.2118/217600-MS>
- [5] Zhang, Fan, Zhu, Youyi, Luo, Wenli, Cai, Hongyan, Song, Wenfeng, Zhang, Qun y Zhaohui Zhou. "Lab Study and Field Application of Surfactant Induced Imbibition for Low Permeability Reservoirs". Documento presentado en la Feria y Conferencia de Petróleo y Gas de Medio Oriente de SPE, Manama, Reino de Bahréin, marzo de 2017. doi: <https://doi.org/10.2118/183779-MS>
- [6] M. Parthi y A. Kumar, *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. Scitus Acad. LLC, 2016.
- [7] R. Caenn, H. C. H. Darley† y G. R. Gray†, “Introduction to Drilling Fluids”, en *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. Elsevier, 2017, pp. 1–34. Accedido el 6 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-804751-4.00001-8>
- [8] L. V. Giraldo Raigoza, C. A. Calderón Erazo, “EVALUACIÓN DEL USO DE LODOS BASE ACEITE PARA LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN INTERMEDIA DE POZOS EN UN BLOQUE AL SUR DEL PUTUMAYO”, Proyecto integral de grado, Fund. Univ. Americe, Bogotá D.C., 2020.

- [9] J. A. Callejas Fiesco, J. A. Murcia Rairan, “EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE UN LODO DE PERFORACIÓN BASE ACEITE A ESCALA DE LABORATORIO IMPLEMENTANDO ARCILLA ORGANOFÍLICA MODIFICADA”, Proyecto integral de grado, Fund. Univ. Am., Bogotá D.C., 2021.
- [10] *Recommended Practice for Field Testing of Oil-based Drilling Fluids*, API 13B-2, American Petroleum Institute, 2023.
- [11] J.-L. Salager, “Uso de los surfactantes en la industria petrolera”, en *Cuaderno FIRP S350-A, Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales*. Mérida: Univ. Andes, 1991.
- [12] R. Caenn, H. C. H. Darley† y G. R. Gray†, “The Surface Chemistry of Drilling Fluids”, en *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*. Elsevier, 2017, pp. 285–307. Accedido el 6 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-804751-4.00008-0>
- [13] C. X. Liew et al., “A new mud design to reduce formation damage in sandstone reservoirs”, *J. Petroleum Sci. Eng.*, vol. 181, p. 106221, octubre de 2019. Accedido el 9 de abril de 2024. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106221>
- [14] M. Wei, R. S. Bowman, J. L. Wilson y N. R. Morrow, “Wetting Properties and Stability of Silane-Treated Glass Exposed to Water, Air, and Oil”, *J. Colloid Interface Sci.*, vol. 157, n° 1, pp. 154–159, abril de 1993. Accedido el 9 de abril de 2024. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.1006/jcis.1993.1170>
- [15] M. U. Shafiq, H. K. Ben Mahmud y M. Ghasemi, “Integrated Mineral Analysis of sandstone and dolomite formations using different chelating agents during matrix acidizing”, *Petroleum*, vol. 5, n° 1, pp. 67–76, marzo de 2019. Accedido el 12 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2018.07.002>
- [16] J. Fink, *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids*. Elsevier Sci. Technol. Books, 2021.