

EVALUACIÓN TÉCNICA DE UN SURFACTANTE NO IÓNICO PARA FLUIDOS
DE PERFORACIÓN BASE AGUA

BRIAN HERNANDO QUIROGA FONSECA
YEFERSON ALEJANDRO VARGAS ESPINEL

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

EVALUACIÓN TÉCNICA DE UN SURFACTANTE NO IÓNICO PARA FLUIDOS
DE PERFORACIÓN BASE AGUA

BRIAN HERNANDO QUIROGA FONSECA
YEFERSON ALEJANDRO VARGAS ESPINEL

Trabajo de grado para optar al título de ingeniero de petróleos

Director

Ph.D. EMILIANO ARIZA LEÓN

Codirector

M.Sc. EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

A dios por protegerme y brindarme la oportunidad de formarme como profesional.

A mi padre Moises Vargas, por ser ejemplo de fortaleza y superación. Gracias por tu apoyo incondicional.

A mi madre Claribel Espinel, por ser tan comprensiva y brindar consejos en los momentos indicados. Gracias por tus incontables oraciones.

A mis hermanas Lizeth y Paola, pese a la distancia y las adversidades siempre me han acompañado a lo largo de este camino.

A la familia Pineda Cifuentes, por brindarme a lo largo de tanto tiempo un segundo hogar, acompañado de esa calidad humana que los caracteriza.

A Elizabeth Pineda, quien conocí durante mi proceso formativo y que desde entonces ha estado a mi lado apoyándome y ofreciendo su entera disposición en pro de mi bienestar. Gracias por cada gesto de amor y comprensión.

Familia, este logro es de ustedes.

Infinitas Gracias.

Alejandro Vargas

A Dios, por permitirme culminar esta etapa con éxito después de tanto sacrificio.

A mi madre, por apoyarme en este proyecto de vida, sus invaluable consejos forman en mi cada día principios y valores para enfrentarme a la vida. Gracias por tan grande ejemplo de emprendimiento y lucha constante sin desfallecer, por su amor, cuidados y dedicación.

A mi padre, por su constante apoyo, por estar siempre presente en los momentos que más fue necesario, por su amor y comprensión.

A mis abuelos, tíos, primos, amigos y familiares, por animar mis sueños y propósitos, por apoyarme siempre y hacer mi vida cada día más feliz.

Brian Quiroga

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a los Ingenieros Emiliano Ariza León y Edison Odilio García Navas por contribuir en el proceso de formación profesional y por brindarnos su apoyo en la realización de este proyecto.

A la empresa Universal Cleaning Solutions quien nos suministró el surfactante propuesto para la investigación y al Instituto Colombia del petróleo (ICP) por poner a nuestra disposición, personal altamente calificado y permitir el uso de sus instalaciones y equipos para la realización de las pruebas experimentales.

A los docentes y personal administrativo de la escuela de ingeniería de petróleos de la Universidad Industrial de Santander por su aporte a nuestro proceso educativo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. MARCO TEÓRICO.....	16
1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	16
1.2 CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	18
1.2.1 Fluido de perforación base agua.....	18
1.2.2 Fluido de perforación base aceite.....	20
1.3 GENERALIDADES DE LOS SURFACTANTES	21
1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES	25
1.4.1 Surfactante aniónico.....	25
1.4.2 Surfactante catiónico.....	26
1.4.3 Surfactante no iónicos.....	26
1.4.3.1 Acción de los surfactantes no iónicos.....	26
1.5 BALANCE HIDROFILICO-LIPOFILICO.....	27
1.6 SURFACTANTES EN LODOS DE PERFORACIÓN	29
1.7 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	31
1.8 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES BÁSICAS DEL SURFACTANTE ECOSURF	32
2. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN.....	35
2.1 DISEÑO EXPERIMENTAL	35
2.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES	35
2.3 PROPIEDADES FÍSICAS.....	36
2.3.1 Peso del lodo (densidad).....	36
2.3.2 Propiedades reológicas.....	37
2.3.2.1 Viscosidad plástica.....	38
2.3.2.2 Punto cedente (yield point).....	38
2.3.2.3 Resistencia o fuerza de gel.....	39
2.3.3 Filtrado API.....	39

2.3.4 Reologia HP-HT (fann 70).....	40
2.3.5 Ph.	41
2.4 PRUEBAS RELEVANTES PARA EVALUAR EMBOTAMIENTO DE LA BROCA.	41
2.4.1 Lubricidad.....	42
2.4.2 Prueba de acreción.	43
2.5 ANÁLISIS DE BIODEGRADABILIDAD	45
2.5.1 Método OCDE 301f (respirometría manométrica).	46
2.6 FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	48
3. RESULTADOS Y ANALISIS.....	53
3.1 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE BIODEGRADABILIDAD	53
3.2 COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN CON EL SURFACTANTE ECOSURF	57
3.3 PROPIEDADES REOLOGICAS Y FÍSICAS.....	57
3.3.1 Densidad.	57
3.3.2 Reología.	58
3.3.3 Filtrado api.....	59
3.3.4 Ph.	61
3.3.5 Reologia HP-HT (fann 70).....	61
3.3.6 Prueba de lubricidad.	64
3.3.7 Prueba de acreción.	65
4. CONCLUSIONES.....	68
5. RECOMENDACIONES	70
BIBLIOGRAFÍA	71
ANEXO.....	74

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Criterios de selección de un fluido de perforación	17
Tabla 2. Ventajas y desventajas de los fluidos de perforación base agua	19
Tabla 3. Ventajas y desventajas de los fluidos de perforación base aceite	20
Tabla 4. Escala de valores de balance Hidrofilico-Lipofilico (HLB).....	28
Tabla 5. Características y propiedades básicas del surfactante Ecosurf	33
Tabla 6. Características y propiedades básicas del surfactante comercial	33
Tabla 7. Factores Influyentes	35
Tabla 8. Métodos para porcentaje mínimo de biodegradabilidad	45
Tabla 9. Formulación lodos	49
Tabla 10. Descripción y aplicaciones de los aditivos empleados en la formulación del lodo.....	50
Tabla 11. Calculo de ThOD	53
Tabla 12. Calculo del porcentaje de Biodegradabilidad del producto Ecosurf.....	54
Tabla 13. Resultados prueba densidad	57
Tabla 14. Propiedades reologicas del lodo fresco y rolado	58
Tabla 15. Resultados prueba filtrado API lodo fresco	59
Tabla 16. Resultados prueba filtrado API lodo envejecido	60
Tabla 17. Resultados prueba ph	61
Tabla 18. Resultados Prueba Reologia HP-HT para lodo base rolado	61
Tabla 19. Resultados Prueba Reologia HP-HT para lodo con surfactante comercial rolado	62
Tabla 20. Resultados Prueba Reologia HP-HT para lodo con surfactante propuesto rolado	63
Tabla 21. Resultados Prueba Lubricidad lodo fresco	65
Tabla 22. Resultados Prueba Lubricidad lodo rolado	65
Tabla 23. Resultados prueba acreción	66
Tabla 24. Ganancia en peso de los cilindros	66

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Representación esquemática de un surfactante.	21
Figura 2. Orientación de los surfactantes en las interfaces.....	22
Figura 3. Clasificación de los surfactantes	25
Figura 4. Estructura molecular de los surfactantes	29
Figura 5. Balanza de lodo	37
Figura 6. Reometro Fann 35	38
Figura 7. Filtroprensa API.....	40
Figura 8. Ph-metro	41
Figura 9. Lubricimetro	42
Figura 10. Horno de rodillos Prueba de acreción	44
Figura 11. Oxitop.....	46
Figura 12. mg de O ₂ consumidos durante 28 días.....	55
Figura 13. Porcentaje de biodegradabilidad durante 28 días	56
Figura 14. Viscosidad Plástica Lodos rolados a 200°F	63
Figura 15. Yield Point Lodos rolados a 200°F	64
Figura 16. Apariencia de los cilindros estado inicial y final.....	67

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Procedimientos para pruebas de laboratorio	74

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE UN SURFACTANTE NO IÓNICO PARA FLUIDOS DE PERFORACIÓN BASE AGUA.*

AUTORES: BRIAN HERNANDO QUIROGA FONSECA
YEFERSON ALEJANDRO VARGAS ESPINEL **

PALABRAS CLAVE: FLUIDO DE PERFORACIÓN, SURFACTANTE NO IÓNICO, EMBOTAMIENTO, ROLADO, REOLOGIA, ROP, BIODEGRADABILIDAD.

DESCRIPCIÓN:

Durante las operaciones de perforación y completamiento de pozos uno de los problemas más frecuentes es el embotamiento de la broca, donde se presenta una acumulación de arcillas reactivas alrededor del BHA. Esto se ve reflejado en el aumento en los tiempos operativos debido a la disminución de la velocidad de perforación (ROP) y la degradación del lodo, ocasionando mayores costos.

En este proyecto se planteó una posible solución por medio de una evaluación a nivel de laboratorio de un surfactante no iónico para fluidos de perforación base agua, donde se analizaron las propiedades reológicas y físicas, en un lodo tanto fresco como envejecido mediante un proceso de rolado a temperatura de yacimiento. Se realizaron pruebas de compatibilidad evidenciando que la adición del surfactante propuesto es compatible con los aditivos utilizados para la formulación de un fluido de perforación base agua. Adicionalmente, se valoró el impacto ambiental del surfactante propuesto por medio de una prueba de biodegradabilidad y se obtuvo resultados satisfactorios de acuerdo a la normativa nacional.

Con el fin de mitigar los problemas operacionales mencionados, se realizó una valoración, por medio de pruebas de lubricidad y acreción, de la viabilidad de implementar el surfactante (para el presente proyecto se ha denominado Ecosurf) en campañas de perforación, debido a la mayor efectividad de este frente al surfactante comercial.

*Trabajo de grado.

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza León. Codirector: Edison Odilio García Navas.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF A NON-IONIC SURFACTANT FOR WATER-BASED DRILLING FLUIDS *

AUTHORS: BRIAN HERNANDO QUIROGA FONSECA
YEFERSON ALEJANDRO VARGAS ESPINEL **

KEY WORDS: DRILLING FLUID, NON-IONIC SURFACTANT, BIT BALLING, REOLOGY, ROP, BIODEGRADABILITY.

DESCRIPTION:

During well drilling and completion operations one of the most frequent problems is the bit balling, in which there is an accumulation of reactive clays around the BHA. This is reflected by an increase in operating time due to drilling speed decrease (ROP) and mud degradation, resulting in higher costs.

In this project, a solution was put forth following a laboratory evaluation of a non-ionic surfactant for water based drilling fluids, out of which the rheological and physical attributes were analyzed in drilling fluid that was both fresh and aged at reservoir temperature. Compatibility tests were also conducted and it was determined that the addition of the proposed surfactant was compatible with the additives used for the formulation of a water-based drilling fluid. The surfactant's environmental impact was additionally assessed by a biodegradability test and satisfactory results were obtained that meet national regulations.

In an effort to mitigate the operational problems mentioned, an assessment was conducted relying on tests for lubricity and accretion, looking to determine the feasibility of implementing the surfactant (labelled Ecosurf for this project) in drilling projects, due to its greater effectiveness against the commercial surfactant.

*Bachelor Thesis.

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Emiliano Ariza León. Codirector: Edison Odilio García Navas.

INTRODUCCIÓN

Durante las operaciones de perforación y completamiento de pozos se presentan diferentes problemas tales como la degradación del lodo, embotamiento de la broca, incompatibilidad entre fluidos, alteración negativa de las propiedades petrofísicas de la cara de la formación o daño, que se ven reflejadas en aumento en los tiempos operativos y mayores costos.

Con el presente trabajo se busca, a través de la evaluación de un surfactante no iónico para lodos de perforación base agua, mitigar posibles problemas de embotamiento de broca y disminuir la fricción entre la tubería y las paredes del pozo.

La evaluación del surfactante no iónico se realizó a nivel de laboratorio para un lodo típico base agua. Para tal fin se implementó un análisis experimental para evaluar las variables que influyen en las propiedades del lodo base y concluir cuáles son favorables o desfavorables para mitigar problemas operacionales. Las pruebas y análisis desarrollados (Reología, densidad, Ph, Reología HP-HT, filtrado API, Lubricidad y Acreción) se realizaron aplicando los protocolos y procedimientos establecidos por normas y estándares internacionales, incluyendo análisis de biodegradabilidad del producto propuesto y efectos sobre el lodo de perforación para determinar si el surfactante propuesto es apto para ser implementado en fluidos de perforación base agua.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación o lodo como comúnmente se le llama, puede ser cualquier sustancia o mezcla de sustancias con características físicas y químicas apropiadas, como por ejemplo: aire o gas, agua, petróleo o combinaciones de agua y aceite con determinado porcentaje de sólidos. El fluido no debe ser tóxico, corrosivo, ni inflamable, pero sí inerte a las contaminaciones de sales solubles o minerales y estable a las altas temperaturas. Además, debe mantener sus propiedades según las exigencias de las operaciones y debe ser inmune al desarrollo de bacterias; por ende este fluido es el elemento circulante que ayuda a solucionar los problemas de inestabilidad durante la perforación del pozo¹.

Los fluidos deben cumplir con funciones específicas que faciliten el avance de la perforación, minimizando problemas operacionales y de estabilidad. Por ende las propiedades físicas de un fluido de perforación, la densidad y las propiedades reológicas son monitoreadas para facilitar la optimización del proceso de perforación y así asegurar que cumpla con las funciones que debe desempeñar. Por lo tanto, el propósito fundamental del fluido de perforación es ayudar a hacer rápida y segura la perforación del pozo, mediante el cumplimiento de las siguientes funciones:

- a) Remoción y transporte del ripio desde el fondo del pozo a la superficie
- b) Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación
- c) Controlar las presiones del subsuelo y cubrir las paredes del pozo con una capa impermeable.
- d) Permitir la evaluación de las zonas productoras y no dañar su potencial.

¹ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. 2002. p. 7.

e) No requerir una presión excesiva de las bombas de lodo y aumentar la rata de penetración².

Cada pozo es único, por lo tanto es importante que estas propiedades sean controladas respecto a los requisitos para un pozo en particular y del fluido que se está usando. Las propiedades reológicas de un fluido pueden afectar negativamente un aspecto, al mismo tiempo que producen un impacto positivo importante sobre otro. Por lo tanto, se debe lograr un equilibrio para maximizar la limpieza del pozo, minimizar las presiones de bombeo y evitar los influjos de fluidos o de la formación, además de impedir la pérdida de circulación hacia la formación perforada³. Es por eso que los sistemas de fluido de perforación se convierten en sistemas más complejos a medida que aumenta la profundidad, la temperatura y/o presión del pozo.

Varios factores afectan la selección del sistema o de los sistemas de fluido de perforación para un pozo específico. El fluido de perforación más rentable para un pozo o intervalo debería estar basado en los datos presentados en la tabla 1⁴.

Tabla 1. Criterios de selección de un fluido de perforación

Aplicación	Intervalo superficial	Datos de perforación	Profundidad de agua
	Intervalo intermedio		Tamaño del pozo
	Intervalo productivo		Torque/arrastre
Geología	Tipo de lutita	Equipos de perforación	Velocidad de perforación
	Tipo de arena		Peso del lodo
	permeabilidad		Locación remota
Contaminación	Sólidos		Bombas de lodo

² HAWKER, David. Manual de Perforación: Procedimientos y operaciones en el Pozo, Datalog. 2001. p. 56.

³ ARIZA LEON, Emiliano. Principios de hidráulica de perforación. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de ingeniería Físico-químicas. 2007. p. 5.

⁴ INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO. Manual De Fluidos De Perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. API. p. 316.

	Gases ácidos (CO ₂ , H ₂ S)		Equipo de control de sólidos
	Sal		Capacidad de mezcla

Fuente: INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO. Manual De Fluidos De Perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. API.

Por ende las propiedades principales que describen un fluido de perforación son la densidad, la viscosidad, el filtrado y su gel strength, factores de suma importancia en el momento de evaluar el comportamiento a lo largo del tiempo, cuando está sometido a condiciones de alta presión y temperatura.

1.2 CLASIFICACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Sabemos que un fluido de perforación se trata de una suspensión de sólidos, líquidos o gases en un líquido. El líquido en el cual todos los aditivos químicos están suspendidos se conoce como fase continua del líquido de control o lodo, y las partículas sólidas o líquidas suspendidas dentro de otro constituyen la fase discontinua; cuando se conoce la constitución de la fase continua, se obtiene el tipo de sistema de fluido conocido como base del lodo. Dos de los sistemas comúnmente implementados son:

1.2.1 Fluido de perforación base agua. Como su nombre lo indica la fase continua que maneja este tipo de fluido de perforación es agua, en la cual se suspenden sólidos y arcillas. Por factores financieros y técnicos el tipo de agua más usado para estos lodos es agua dulce, debido a que su tratamiento es sencillo y su costo es relativamente bajo.

La utilización de agua salada, se da principalmente en las perforaciones costa afuera debido a su fácil accesibilidad. También se implementa agua salada saturada

para perforar secciones de domos salinos con el fin de estabilizar la formación y reducir la erosión de las paredes del hueco.

Algunas ventajas y desventajas que presentan los lodos base agua se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Ventajas y desventajas de los fluidos de perforación base agua

Ventajas	Desventajas
Económico	Daño potencial a la formación
Mayor facilidad al perforar.	Puede causar contaminación
Facilita el manejo y control de sus propiedades.	Sensible a altas temperaturas
Diversidad de aditivos para dar propiedades adecuadas.	Incompatible con algunas formaciones

Fuente: HAWKER, David. Manual de Perforación: Procedimientos y operaciones en el Pozo, Datalog. 2001. p. 60

Respecto a los sólidos adicionados a este tipo de fluidos de perforación son arcillas comerciales y sales que actúan como un inhibidor de lodo que puede ser usado efectivamente para reducir la reactividad de los shales.

Dentro de los fluidos de perforación base agua, se encuentra los lodos inhibidos; los cuales son diseñados especialmente para el tratamiento de arcillas, al añadir productos químicos, con el fin de evitar inestabilidad del pozo. Este tipo de lodos permiten evitar problemas de hinchamiento de arcillas, derrumbes y pegas de tubería en overburden.⁵

⁵ HAWKER.Op.Cit., p. 60.

1.2.2 Fluido de perforación base aceite. Este tipo de lodos están constituidos por una fase continua de aceite, en la cual se encuentran suspendidos arcillas y otros sólidos. Los lodos de emulsión inversa, hacen referencia a que el agua está suspendida en una fase continua de aceite.

Este lodo es utilizado en operaciones donde la temperatura es considerablemente alta o en formaciones sensibles al agua, cuando el uso de un fluido base agua genera problemas en la perforación, es decir, hidratación de arcillas en formaciones no productoras, ocasionando adhesión de las mismas al BHA (Bit balling) o filtración de lodo en zonas productoras que podrían verse afectadas por el efecto de daño de formación generado por el agua.

Al igual que los lodos base agua, estos fluidos utilizan aceite (Diesel o Aceite mineral) como fluido base. Algunas ventajas y desventajas que presentan los lodos base aceite se presentan en la Tabla 3⁶.

Tabla 3. Ventajas y desventajas de los fluidos de perforación base aceite

Ventajas	Desventajas
Minimiza el daño a la formación	Costoso / Inflamable
Evita la hidratación de arcillas	Contaminante
Provee una mayor lubricación	Susceptible a contaminación con agua, aire y espumas
Estable a altas temperaturas	Difícil su manejo y control

Fuente: HAWKER, David. Manual de Perforación: Procedimientos y operaciones en el Pozo, Datalog. 2001. p. 61

⁶ Ibid., p. 61.

Básicamente los fluidos de perforación se preparan a base de agua, de aceite (derivados del petróleo) o emulsiones.

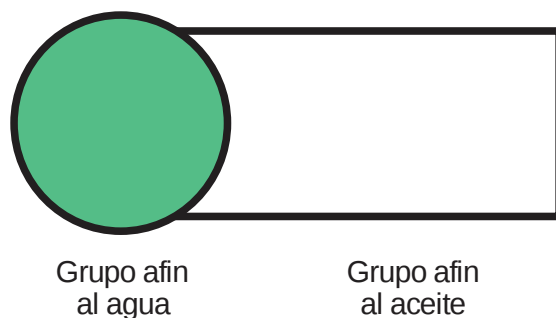
En su composición interactúan tres fases principales:

- Fase líquida (aceite, agua, emulsiones)
- Fase sólida, compuesta por material soluble que le imprimen las características tixotrópicas y por material insoluble de alta densidad que le imparte peso.
- Materiales químicos que se adicionan, directamente o en soluciones, para controlar las características deseadas⁷.

1.3 GENERALIDADES DE LOS SURFACTANTES

Los surfactantes son compuestos que poseen una doble afinidad. Una parte es afín a sustancias polares como el agua (hidrofílica) y otra afín a sustancias apolares como el aceite (lipofílica) como se representa en la figura 1⁸.

Figura 1. Representación esquemática de un surfactante.



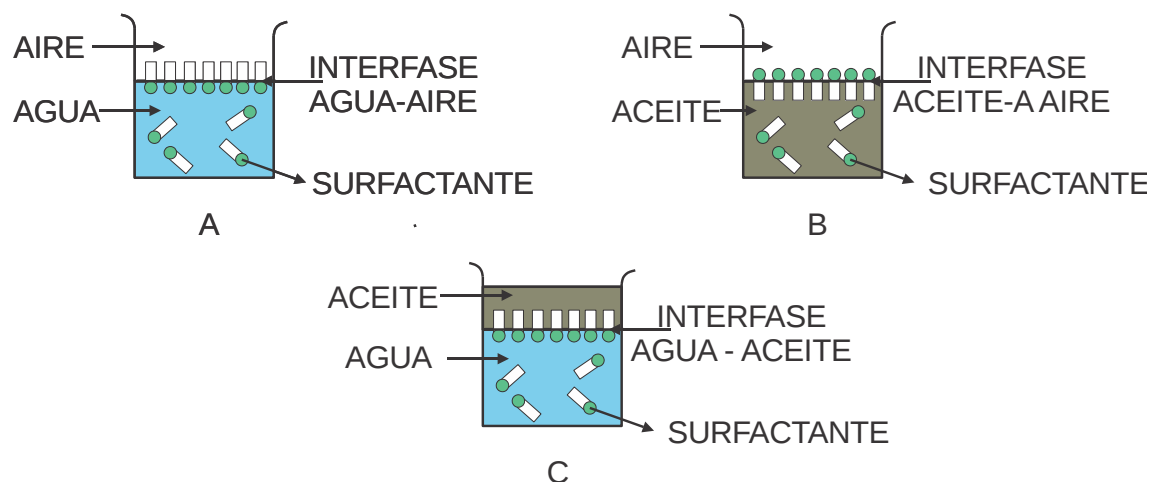
Fuente: ISLAS SILVA, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de ingenieros petroleros de México. p. 29.

⁷ OBANDO PUENTE, Klever. Curso básico de fluidos de perforación. Qmax Ecuador. p. 5.

⁸ SALAGER, Jean-Louis. Surfactantes, Tipos y usos. Laboratorio de Formulación, Interfaces Reología y Procesos. Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. Mérida, Venezuela 2002. p. 2.

Dada esta estructura los surfactantes tienden a orientarse en un líquido buscando el acomodo mostrado en la Figura 2. Puesto que el grupo hidrofílico es más soluble en agua que el grupo lipofílico, las moléculas de surfactante se orientan en la interfase agua-aire con el grupo afín al aceite en el aire y con el grupo afín al agua en el agua (Figura 2 A). Esto altera la naturaleza de la interfase aire-agua y dependiendo de la efectividad del surfactante, la interfase se convierte en una combinación de aire-agua y surfactante. La tensión superficial del agua con surfactante es menor que la tensión superficial del agua pura y quizá tan baja como la tensión superficial del aceite. En el caso de las Figuras 2 B y 2 C se presenta un efecto semejante⁹.

Figura 2. Orientación de los surfactantes en las interfaces



Fuente: ISLAS SILVA, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de ingenieros petroleros de México. p. 29.

Los surfactantes estabilizan o desestabilizan una dispersión, una emulsión o una espuma y pueden modificar la tensión interfacial o la mojabilidad de una interfase agua-aceite.

⁹GONZÁLEZ ESPINOSA, Juan Manuel. Daño a la formación en pozos petroleros. Universidad Nacional autónoma de México. MÉXICO D.F. 2014. p. 92.

Estos productos, mezclados con fluidos acuosos, oleosos, alcoholes, o solventes mutuos, pueden afectar favorablemente o desfavorablemente el flujo de hidrocarburos hacia el pozo; consecuentemente es de gran importancia considerar su acción durante los procesos de perforación, cementación, terminación, reparación, limpieza y estimulación de pozos.

Por otra parte, dado que las rocas de formaciones productoras de hidrocarburos son silíceas o calcáreas, los surfactantes actuarán de acuerdo con el carácter eléctrico de estos minerales, pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de un líquido en un sólido.

El uso de los surfactantes para tratamiento de pozos se ha hecho imprescindible en todo tipo de estimulación. Específicamente en la estimulación matricial no ácida, la acción de los surfactantes se manifiesta principalmente en los siguientes fenómenos:

- Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso.

La acción bajo tensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares responsables del atrapamiento de los fluidos en el medio poroso. Este efecto es de mayor importancia en formaciones de baja permeabilidad, de pequeños poros, donde las fuerzas retentivas son las causantes de que los hidrocarburos del yacimiento no fluyan con la energía disponible.

- Humectabilidad de la roca.

Cuando la formación en la vecindad del pozo llega a ser mojada por aceite, el aceite se adhiere a la pared de los poros incrementando el espesor de la película que moja la roca con la consecuente disminución del área libre al flujo del aceite y/o el gas. Todo esto trae como consecuencia una reducción considerable de la permeabilidad a los hidrocarburos, entre el 15 y el 85 %, de

aquella que tuviese la roca si está mojada por agua. Los surfactantes alteran la mojabilidad de la roca favorable o desfavorablemente en función del tipo y características de la roca.

- Rompimiento de emulsiones.

La formación de una emulsión en el medio poroso restringe considerablemente el flujo de fluidos al pozo, por lo que será siempre necesario destruir tales emulsiones. En el caso de los yacimientos se presentan más frecuentemente emulsiones agua en aceite, que emulsiones aceite en agua. Cuando dos líquidos inmiscibles entran en contacto y se mezclan por la acción de un agente emulsificante, se llega a formar una esfera que ofrece un área de superficie mínima y también una fuerte tensión interfacial.

Si existe un agente surfactante de tipo emulsificante (que puede encontrarse en el propio aceite o en los fluidos de invasión), las superficies de las gotas de la fase dispersa adquieren cierta rigidez. Esto genera emulsiones estables que pueden agravarse por cargas electrostáticas provenientes de las moléculas de agua o presencia de finos que actúan como agentes emulsificantes. Para crear una emulsión estable, se requerirán entonces líquidos inmiscibles, suficiente agitación y un agente emulsificante.

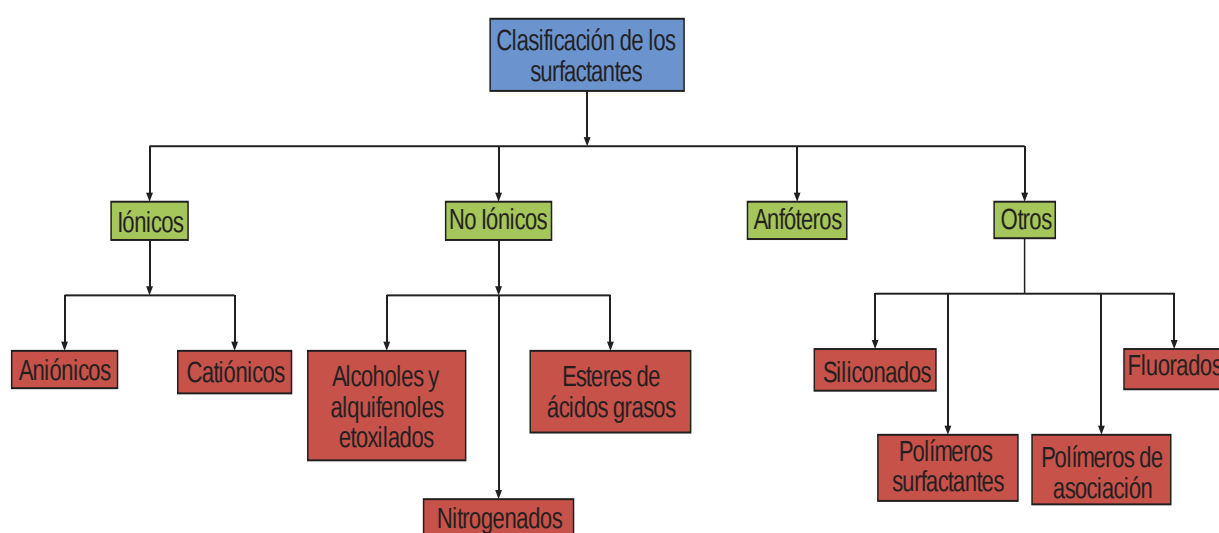
Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, lo cual permite romper la rigidez de la película, o neutralizando el efecto de los agentes emulsificantes. Adicionalmente el cambio de mojabilidad de las partículas sólidas también puede coadyuvar en el rompimiento de la emulsión¹⁰.

¹⁰ Ibid., p. 96

1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES

Debido a que la acción de los surfactantes depende principalmente de fuerzas electrostáticas, estos se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua (Figura 3)¹¹.

Figura 3. Clasificación de los surfactantes



Fuente. CASTAÑEDA, Diana Carolina. Factibilidad del uso de mezclas de surfactantes que incluyen un APG etoxilado como rompedores de emulsión y/o reductores de viscosidad mediante la modificación del HLB en sistemas ternarios crudo/agua/surfactante. Universidad industrial de Santander. 2014. p. 37.

1.4.1 Surfactante aniónico. Los surfactantes aniónicos, tienen su grupo hidrofílico cargado negativamente, lo cual ayuda a reducir la tensión interfacial y la retención, gracias a que su carga negativa del grupo de la cabeza es repelida por la superficie de las arcillas cargadas negativamente.

¹¹ Ibid., p. 95

Los tensoactivos aniónicos se usan normalmente en formaciones de areniscas, debido a que son relativamente menos adsorbidos en este tipo de litología y los sulfonatos de olefina interna son muy usados en yacimientos a altas temperaturas, ya que poseen una buena resistencia a estas condiciones¹².

1.4.2 Surfactante catiónico. Los surfactantes catiónicos, poseen una carga positiva en el grupo de la cabeza, en general no son buenos detergentes, y tampoco buenos espumantes, Sin embargo tienen dos propiedades importantes y casi únicas. Primero se absorben sobre sustratos cargados negativamente, y segundo muchos de ellos tienen propiedades bactericidas.

1.4.3 Surfactante no iónicos. No producen iones en solución acuosa y por lo tanto son compatibles con los demás tipos de surfactantes, son en general buenos detergentes, humectantes y emulsionantes. Algunos de ellos tienen excelentes propiedades espumantes¹³.

1.4.3.1 Acción de los surfactantes no iónicos. Estos surfactantes son probablemente los más versátiles de todos para la estimulación de pozos, ya que estas moléculas no se ionizan. En combinación con otros productos químicos, los surfactantes no-iónicos pueden proporcionar otras características, tales como alta tolerancia al agua dura y al pH ácido.

La mayoría de los no-iónicos son derivados de óxido de etileno o mezclas de óxido de etileno- óxido de propileno. Ya que la solubilidad en agua de los no-iónicos se debe a la formación de puentes de hidrógeno o a la atracción de agua por el oxígeno del óxido de etileno, esta atracción se reduce a altas temperaturas y/o altas

¹²SAMYA, Elias. *et al.* Adsorption characteristics of surfactants on different petroleum reservoir materials, The Online Journal of Science and Technology, Vol.6. 4. South Africa, 2016.

¹³CALIXTO TRUJILLO, Haydée Elizabeth. Surfactantes, química y aplicaciones. Universidad Nacional de Ingeniería. Perú. 2011. p. 7.

concentraciones de sal, ocasionando que la mayoría de los surfactantes no-iónicos se separen de la solución¹⁴.

Los surfactantes no iónicos no producen iones en solución acuosa y por lo tanto son compatibles con los demás tipos de surfactantes y pueden integrarse en formulaciones complejas. Por otra parte son muchos menos sensibles que los surfactantes iónicos a la presencia de electrolitos, especialmente cationes divalentes¹⁵.

1.5 BALANCE HIDROFILICO-LIPOFILICO

En 1949, Griffin notó que existía una relación entre la naturaleza de un surfactante y sus propiedades como agente tensoactivo y/o emulsionante e introdujo el concepto de HLB (Balance Hidrofílico-Lipofílico). Éste se basa en atribuir un cierto número a los surfactantes en el rango de valores de 0 a 20 basado en su comportamiento de solubilidad en agua, a partir de datos relativos a la estabilidad de una emulsión. Este número representa el balance hidrofílico-lipofílico del sistema por lo que se considera un concepto esencialmente fisicoquímico.¹⁶

En la tabla 4 se presenta la escala de valores de HLB de 0 a 20 y su aplicación. Esta escala es usada aún hoy en día, debido a su extrema simplicidad y a que sólo es válida para comparar sustancias en la misma familia de surfactantes. Sin embargo, se debe anotar que la escala HLB no tiene en cuenta variables fisicoquímicas del sistema como concentración de surfactante, presencia de alcoholes y electrolitos o temperatura, entre otros¹⁷.

¹⁴ GONZÁLEZ. Op.Cit., p. 98.

¹⁵ CALIXTO. Op.Cit., p. 7.

¹⁶ KANICKY, James, *et al.* Surface chemistry in the petroleum industry. Chapter 11. Handbook of applied surface and colloid chemistry. Editado por Krister Holmberg. 2001.

¹⁷ SALAGER, Jean-Louis, *et al.* Formulación de micro emulsiones por el método del HLD. 2001. p. 3.

Tabla 4. Escala de valores de balance Hidrofilico-Lipofílico (HLB)

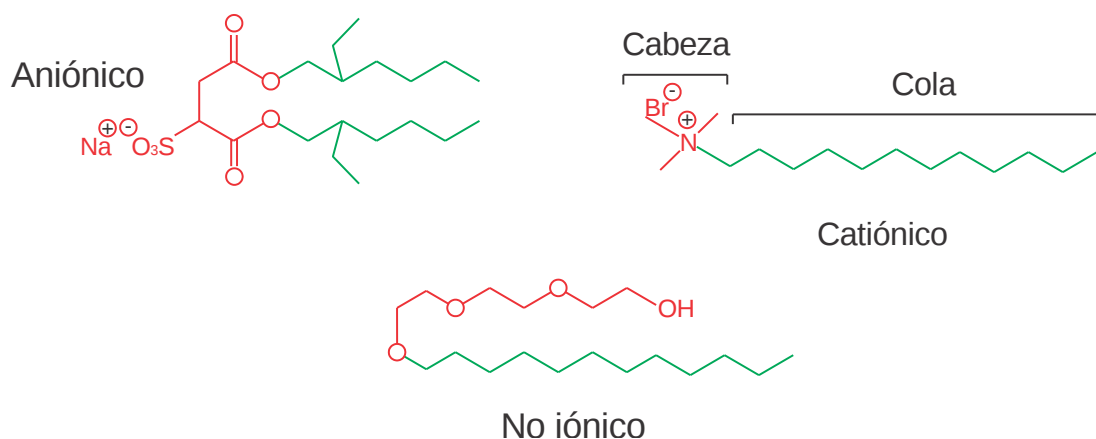
Solubilidad de surfactante/comportamiento en agua	Numero HLB	Aplicación
No dispersable en agua	0	-
	2	
Pobre dispersabilidad	4	Emulsionante de emulsiones W/O
	6	
Dispersión lechosa, inestable	8	Agente humectante
Dispersión lechosa, estable	10	
Solución traslúcida y transparente	12	Detergente: Emulsionante de emulsiones O/W
Solución clara	14	
	16	Solubilizante: Emulsionante de emulsiones O/W
	18	
	20	

Fuente. CASTAÑEDA, Diana Carolina. Factibilidad del uso de mezclas de surfactantes que incluyen un APG etoxilado como rompedores de emulsión y/o reductores de viscosidad mediante la modificación del HLB en sistemas ternarios crudo/agua/surfactante. Universidad industrial de Santander. 2014. p. 41

La estructura molecular de los surfactantes varia de un tipo a otro, como se puede observar en la Figura 4 y al cambiar ligeramente la naturaleza o posición de alguna molécula constituyente puede alterar su comportamiento interfacial notoriamente, como por ejemplo al aumentar la longitud del grupo hidrofóbico, normalmente disminuye la solubilidad del surfactante en el agua, generando un mayor empaquetamiento de las moléculas en la interface, aumentando a la vez, su tendencia a formar micelas e incrementando su sensibilidad a altas concentraciones

de sales, generando un fenómeno de precipitación en presencia de contra-iones en el agua¹⁸.

Figura 4. Estructura molecular de los surfactantes



Fuente: LONDOÑO CAMACHO, Alexandra Katherine; PATERMINA ORTIZ, Christian Alberto. Influencia de la salinidad y la dureza del agua sobre la adsorción estática de surfactantes extendidos en el medio poroso. Universidad industrial de Santander. 2017. p. 36

1.6 SURFACTANTES EN LODOS DE PERFORACIÓN

En lodos de perforación se utilizan surfactante de tipo iónico que facilitan algunas operaciones unitarias como la mezcla, difusión, filtración, extracción, dispersión, humectación, percolación, por ende actúan como emulsionantes, dispersantes, espumantes o antiespumantes, e inhibidores de corrosión.

¹⁸LONDOÑO CAMACHO, Alexandra Katherine; PATERMINA ORTIZ, Christian Alberto. Influencia de la salinidad y la dureza del agua sobre la adsorción estática de surfactantes extendidos en el medio poroso. Universidad industrial de Santander. 2017. p. 35

Otra característica de estos productos es que son parcialmente o totalmente solubles en agua y/o aceite y entre los efectos más conocidos está el de afectar la energía/tensión de superficie de los líquidos con los cuales se mezclan o diluyen.¹⁹

Dentro de los tratamientos químicos que se suelen implementar a los pozos de petróleos, estos productos pueden ir acompañados tanto de disolventes como de ácidos, en el caso particular de los disolventes, esta mezcla actúa sobre el daño a la formación causado por la precipitación de compuestos de alto peso molecular como los asfaltenos y resinas. Por otra parte tenemos la interacción de un surfactante con un ácido para aumentar la solubilidad de los inhibidores de corrosión.

Respecto a los yacimientos de crudos pesados se suelen implementar estos productos para procesos de inyección de vapor o recobro térmico, evitando la formación de emulsiones, lo cual permite aumentar el recobro de aceite.

Ahora bien dentro los surfactantes más conocidos tenemos, los lignosulfonatos que son los agentes dispersantes más utilizados. Al dispersar las partículas de arcilla y otros sólidos, evitan la formación de grumos y ayudan a mantener la homogeneidad del fluido, reduciendo así las pérdidas por filtración. Los agentes emulsionantes más usados en lodos base agua son los alquil aril sulfonatos, particularmente los sulfonatos de petróleo, y los alquil fenoles etoxilados.

En los lodos de base aceite se usan sales de iones divalentes (calcio o magnesio) de ácidos de resinas o de sulfonatos de petróleo. Se usan adicionalmente sulfonatos de asfalto o sulfonatos de triglicéridos como agentes lubricantes surfactantes.

¹⁹ SALAGER, Jean-Louis. Uso de los surfactantes en la industria petrolera. Laboratorio de Formulación, Interfaces Reología y Procesos. Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. Mérida, Venezuela 2002. p. 2.

Finalmente para reducir la formación de espumas en lodos de base agua o aceite se usan agentes antiespumantes como los alquil aril sulfonatos o el estearato de aluminio²⁰.

1.7 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Una de las causas de los tiempos no operativos en la perforación de las formaciones anteriores (overburden) a la formación productora está relacionada con el embotamiento de la broca (bit balling) que consiste en la acumulación de recortes en la sarta de perforación, que entranpan a la broca, haciéndole perder eficiencia, reduciendo la velocidad de penetración (ROP) y generando un alto torque. Esto refleja en una mala lubricación de la broca y la sarta de perforación, generando mayores costos para el desarrollo de la operación.

Las exigencias ambientales, junto con un creciente interés en el rendimiento de perforación han creado la necesidad de contar con nuevas tecnologías para fluidos de perforación base agua. El uso de nuevos productos químicos para reducir al mínimo la interacción del fluido con arcillas hidratables es fundamental para lograr mayor nivel de estabilidad del pozo, mejorando la economía en la perforación.²¹

En este trabajo se presenta como solución un producto amigable al ambiente, el cual es un surfactante no iónico que para este estudio se ha denominado ECOSURF, propuesto para agregar al lodo con el fin de reducir los problemas de embotamiento de broca (bit balling) y aumentar la velocidad de penetración en la sección overburden.

²⁰Ibid., p. 4.

²¹ METTATH, Sashikuma, et al. The prevetion and cure of bit balling in water-based drilling fluids. En: Houston. 2011 AADE Fluids Conferences and Exhibition. American Association Drilling Engineers. Abril, 2011. p. 1.

El surfactante propuesto ECOSURF será comparado con un surfactante comercial ya implementado en lodos overburden para manejar este tipo de problemas. Esta comparación se realizará mediante pruebas físicas y especializadas a los fluidos de perforación con surfactantes en los cuales se determinará el comportamiento de sus propiedades.

Este producto fue suministrado por una empresa de químicos para el sector de hidrocarburos que en pruebas preliminares mostró tendencia a reducir la tensión interfacial entre sólidos de arcilla, por tanto se decidió evaluar la factibilidad de su uso para reducir el embotamiento de la broca.

1.8 CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES BÁSICAS DEL SURFACTANTE ECOSURF

En la actualidad la mayor parte de los surfactante implementados en la industria son de carácter iónico. Debido a la presencia de cargas facilitan algunos trabajos como la reducción de tensión interfacial o actuando como bactericida. Por otra parte los surfactantes no iónicos tienen facilidad de adaptarse a los demás tipos de surfactantes dado caso una posible mezcla, aportando otras características tales como tolerancia al agua dura y un ph ácido.

Las características y propiedades del surfactante ECOSURF se encuentran descritas en la tabla 5.

Tabla 5. Características y propiedades básicas del surfactante Ecosurf

Nombre	Ecosurf
Descripción del producto	Agente surfactante biodegradable. No iónico. Su ingrediente activo consiste en una combinación de moléculas largas ramificadas estables a cambios de salinidad y temperatura. Ayuda a aumentar las velocidades de penetración y se utiliza para reducir la tensión interfacial entre sólidos de arcilla.
Composición del producto	2-Butoxietanol Pirofosfato tetrapotásico Etanolamina Ácido dodecilbenceno sulfónico
Aplicaciones	Reduce el embotamiento de broca y la adhesión de arcillas al BHA Aumenta la velocidad de penetración Agente surfactante para ayudar a reducir tensión interfacial entre sólidos de arcilla.
Ventajas	Ayuda a reducir la fricción Ayuda a incrementar la velocidad de penetración Biodegradable Soluble en agua

Fuente: UNIVERSAL CLEANING SOLUTIONS. Formato ficha técnica. 2017. P.1

El surfactante propuesto será comparado con un surfactante comercial que presenta las características y propiedades descritas en la tabla 6.

Tabla 6. Características y propiedades básicas del surfactante comercial

Nombre	Surfactante comercial
Descripción del producto	Agente tensoactivo que promueve un BHA limpio para permitir más peso en la broca y aumenta la velocidad de penetración cuando se usan fluidos de perforación a base de agua. El agente es compatible con la mayoría de los sistemas a base de agua y es adecuado para su uso hasta 400 ° F (204 ° C).
Aplicaciones	Mejora la tasa de penetración Aumenta la capacidad de deslizamiento mientras se perfora direccionalmente Aumenta la lubricidad.

Nombre	Surfactante comercial
Ventajas	Puede ser efectivo en pequeñas concentraciones. Poco o ningún efecto sobre las propiedades del fluido de perforación Compatible con la mayoría de los sistemas a base de agua

Fuente: Carácter Confidencial

2. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

2.1 DISEÑO EXPERIMENTAL

El diseño experimental es una técnica estadística que permite identificar y cuantificar las causas de un efecto dentro de un estudio experimental. En un diseño experimental se manipulan deliberadamente una o más variables, vinculadas a las causas, para medir el efecto que tienen en otra variable de interés.

Por ende el propósito de un diseño experimental es proporcionar métodos que permitan obtener la mayor cantidad de información válida acerca de una investigación, bajo el uso adecuado del material disponible mediante métodos que permitan disminuir el error experimental.²²

2.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES

Los factores que pueden influir en el desarrollo de este proyecto se presentan en la tabla 7.

Tabla 7. Factores Influyentes

Variable	Descripción
Independientes	Tipo de surfactante
Dependientes	Viscosidad plástica Yield point Viscosidad aparente Densidad

²² BELLO NIÑO, Diego Alberto; MINA REYES, Henry Fernando. Estudio de factibilidad del almidón de papa como aditivo en fluidos de perforación base agua. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería Físico-químicas. 2012. p. 84.

Variable	Descripción
	Ph Filtrado Cake Coeficiente de lubricidad
Criterio de comparación	Lodo Base Lodo Base + Surfactante Comercial Lodo Base + Ecosurf

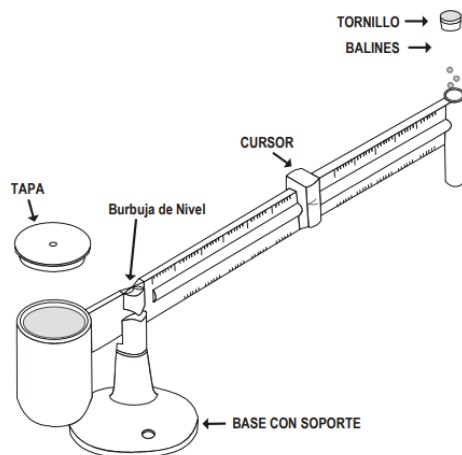
En consecuencia se plantea como variable independiente el tipo de surfactante con el fin de evaluar si generan cambios favorables o desfavorables en el sistema. Estos aportes podrán ser observados en el momento en que se calculen las variables dependientes. Partiendo de esta hipótesis se contemplan criterios de comparación entre los tres lodos que serán sometidos a evaluación para cada una de las pruebas con su respectiva replica.

2.3 PROPIEDADES FISICAS

2.3.1 Peso del lodo (densidad). La densidad o peso del lodo, es la propiedad del fluido que tiene por función principal mantener en sitio los fluidos de la formación. La densidad se expresa por lo general en lbs/gal y es uno de los factores de los cuales depende la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido. Durante la perforación de un pozo se trata de mantener una presión hidrostática ligeramente mayor a la presión de la formación, para evitar en lo posible una arremetida, lo cual dependerá de las características de la formación.²³ En la figura 5 se evidencia una balanza de lodo de laboratorio con la cual se puede determinar la densidad del fluido de perforación.

²³ PDVSA. Op.cit., p.12

Figura 5. Balanza de lodo



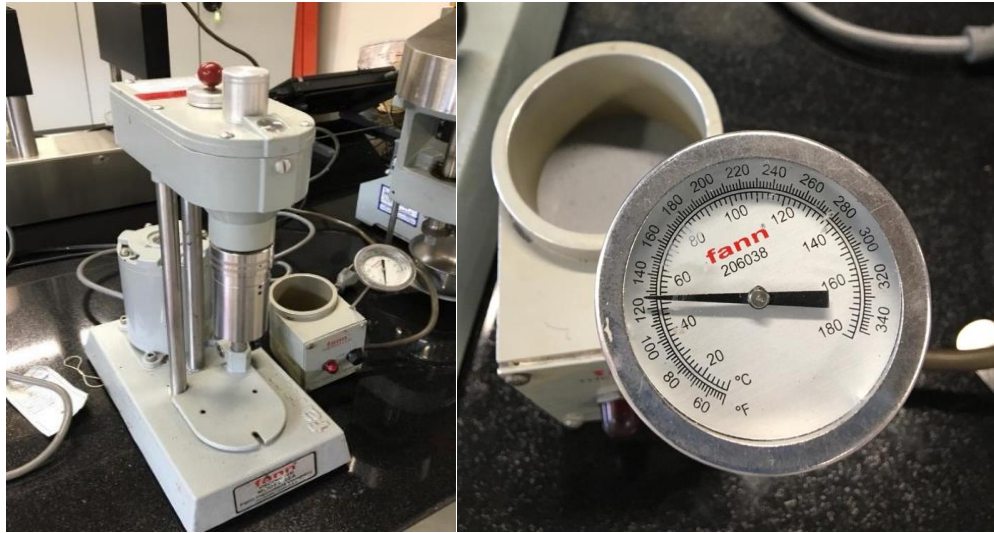
Fuente. PDVSA. Manual de fluidos de perforación. 2002. p. 19

2.3.2 Propiedades reologicas. En fluidos de perforación la reología es la ciencia y el estudio de la deformación y el flujo de la materia. El término también se utiliza para indicar las propiedades de un líquido dado, como por ejemplo en la reología de los lodos. La reología es una propiedad sumamente importante de los lodos de perforación, los fluidos de reacondicionamiento y terminación. Se mide continuamente durante la perforación y se ajusta con aditivos o dilución para cumplir con las necesidades de la operación.²⁴

Las propiedades reologicas pueden ser medidas mediante un viscosímetro rotativo figura 6, el cual mide viscosidad plástica, punto cedente y fuerza de gel.

²⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary.Reologia.[en línea] [Citado Enero 31 de 2019] Disponible en Internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rheology.aspx>

Figura 6. Reometro Fann 35



2.3.2.1 Viscosidad plástica. La viscosidad plástica es el resultado de la fricción mecánica entre sólidos y líquidos, Esta viscosidad depende de la concentración, tamaño y forma de los sólidos presentes en el fluido, y se controla con equipos mecánicos de Control de Sólidos. Este control es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para obtener altas tasas de penetración (ROP). Una baja viscosidad plástica aunada a un alto punto cedente permite una limpieza efectiva del pozo con alta tasa de penetración.

La viscosidad plástica se calcula mediante:

$$VP = \theta_{600} + \theta_{300} \quad (1)$$

$VP = \text{Viscosidad plastica}$

$\theta_{600} = \text{Lectura del cuadrante para 600 rpm}$

$\theta_{300} = \text{Lectura del cuadrante para 300 rpm}$

2.3.2.2 Punto cedente (yield point). Es una medida de la fuerza de atracción entre las partículas, bajo condiciones dinámicas o de flujo. Es la fuerza que ayuda a mantener el fluido una vez que entra en movimiento. Está relacionado con la

capacidad de limpieza del fluido en condiciones dinámicas, y generalmente sufre incremento por la acción de los contaminantes solubles como el carbonato, calcio, y por los sólidos reactivos de formación.²⁵

El punto cedente se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$YP = \theta_{300} - VP \quad (2)$$

YP = Punto cedente

θ_{300} = Lectura del cuadrante para 300 rpm

VP = Viscosidad plastica

2.3.2.3 Resistencia o fuerza de gel. Esta resistencia o fuerza de gel es una medida de la atracción física y electroquímica bajo condiciones estáticas. Está relacionada con la capacidad de suspensión del fluido y se controla, en la misma forma, como se controla el punto cedente, puesto que la origina el mismo tipo de sólido (reactivo), las mediciones comunes de esta propiedad se toman a los diez segundos y a los diez minutos.

Esta fuerza debe ser lo suficientemente baja para permitir el asentamiento de los sólidos en los tanques de superficie, principalmente en la trampa de arena. Permitir buen rendimiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación, minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería, permitir el desprendimiento del gas incorporado al fluido, para facilitar el funcionamiento del desgasificador.²⁶

2.3.3 Filtrado API. El filtrado indica la cantidad relativa de líquido que pasa a través de un revoque hacia las formaciones permeables cuando el fluido es sometido a una presión diferencial. Para fluidos de perforación base agua se mide en

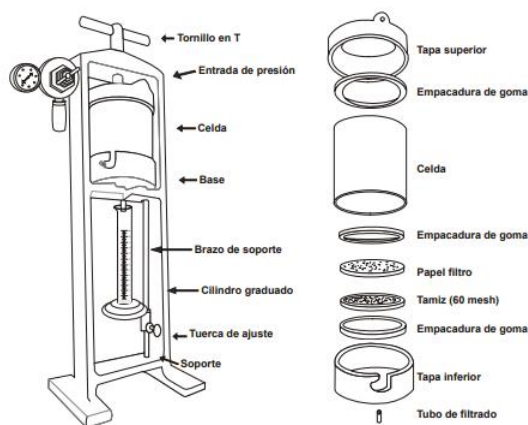
²⁵ PDVSA. Op.cit., p.13

²⁶ Ibid., p. 14

condiciones estáticas a baja temperatura (temperatura de superficie) y presión (100 psi).

La prueba consiste en determinar la velocidad a la cual se fuerza un fluido a través del papel filtro, este ensayo es realizado en una filtroprensa api figura 7, donde se obtiene el espesor del revoque sólido que se ha asentado y se registran los resultados como número de mililitros perdidos en 30 minutos.²⁷

Figura 7. Filtroprensa API



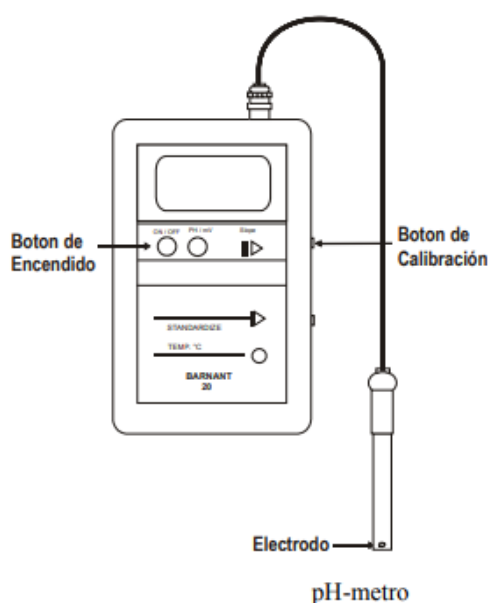
Fuente. PDVSA. Manual de fluidos de perforación. 2002. p. 23

2.3.4 Reología HP-HT (fann 70). Este ensayo se realiza cuando se cree existe una limpieza deficiente del pozo, por ende, se pretende determinar el comportamiento de las propiedades reológicas de los fluidos de perforación sometidos a temperaturas de hasta 500°F y presiones de 20,000 psi. Este ensayo solo se realizó a los lodos rolados, para evaluar las propiedades del lodo envejecido que es sometido a cambios de presión y temperatura con el fin de poder determinar la estabilidad del sistema.

²⁷ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Op.cit., p. 37.

2.3.5 Ph. La medición del Ph indica si el lodo es ácido o básico, además es una operación consecutiva para el control de la interacción de arcillas, la solubilidad de distintos componentes y la eficacia de los aditivos del fluido de perforación.²⁸ Esta propiedad puede ser medida mediante el PH-metro digital figura 8, el cual mide el electro potencial generado entre el electrodo especial de vidrio y el electrodo de referencia.

Figura 8. Ph-metro



Fuente. PDVSA. Manual de fluidos de perforación. 2002. p. 25

2.4 PRUEBAS RELEVANTES PARA EVALUAR EMBOTAMIENTO DE LA BROCA.

En la siguiente sección se presentan las pruebas de lubricidad y acreción, las cuales tienen mayor relevancia debido a que el objetivo del surfactante propuesto y

²⁸ Ibid., p. 45.

comercial es reducir el embotamiento de la broca por presencia de arcillas reactivas y el aumento de la velocidad de penetración.

2.4.1 Lubricidad. El ensayo de lubricidad se realiza por medio un lubricímetro (figura 9), donde simula la velocidad de rotación de una tubería de perforación, y la presión a la cual la tubería roza contra las paredes del pozo, por lo tanto en esta prueba se mide la resistencia del fluido entre dos superficies móviles de acero endurecidas que entran en contacto con una carga constante de 150 lb/pulgada. Esto se traslada sobre el fluido intermedio a una presión de 5000 a 10000 psi²⁹. Los resultados del ensayo de lubricidad son expresados como un valor único llamado coeficiente de lubricidad.³⁰

Figura 9. Lubricímetro



Fuente: ROSERO CEPEDA, Viviana Yajaira. Estudio para determinar la concentración efectiva del surfactante para minimizar el embolamiento de la sarta de perforación y broca en el campo shushufindi. Escuela Politecnica Nacional. Quito Ecuador. 2013. p. 110.

²⁹ HALLIBURTON BAROID, Manual de fluidos baroid, Abril 2005. p. 348.

³⁰ ROSERO CEPEDA, Viviana Yajaira. Estudio para determinar la concentración efectiva del surfactante para minimizar el embolamiento de la sarta de perforación y broca en el campo shushufindi. Escuela Politecnica Nacional. Quito Ecuador. 2013. p. 110.

El coeficiente de lubricidad se determina mediante un factor de corrección, el cual se calcula por medio de una medición al agua destilada.

$$\text{Factor de corrección} = \frac{T_{\text{Agua Destilada}}}{34} \quad (3)$$

Entonces,

$$\text{Coeficiente de Lubricidad} = \frac{T_{\text{fluido}}}{100} * F \quad (4)$$

Donde

F = Factor de Corrección

T fluido = Lectura de torque para el fluido de prueba.

T agua = Lectura del torque para el agua destilada.

2.4.2 Prueba de acreción. Dentro de las causas para la presencia de embotamiento un factor relevante es el tipo de arcilla y el tamaño de recorte. A medida que aumenta el tamaño del recorte los niveles de acreción (aglomeración de arcillas reactivas sobre una superficie) tienen a disminuir por ende se requiere de un tiempo prolongado para dar inicio al proceso. Adicionalmente se debe cumplir con los siguientes criterios:

- La arcilla debe tener suficiente humedad para estar en un estado plástico cuando entra en contacto con el fluido de perforación.
- El recorte debe ser lo suficientemente pegajoso para formar un enlace con otras superficies con las que entra en contacto. Esto puede ser cualquier superficie de acero del BHA.
- Sobre el recorte debe actuar una fuerza suficiente para deformar las arcillas y crear un enlace. Esta fuerza puede ser mecánica (contacto con ensamble de perforación), también puede ser generada hidráulicamente (forzando recortes a través de una abertura estrecha)³¹.

³¹ METTATH. Op.cit., p. 2.

Debido a que no se encontró un procedimiento estándar para realizar la prueba de acreción se adaptó un procedimiento según la metodología desarrollada por METTATH, Sashikuma, et al en su artículo el cual se muestra en el anexo A.³²

El objetivo de la prueba es simular una sarta de perforación por medio de un cilindro de acero de peso y dimensiones conocidas, que es calentado a través de un horno a temperatura de yacimiento (figura 10). Este cilindro se encuentra en rotación en el horno por un tiempo determinado, con el fin de registrar el aumento de peso con el paso del tiempo a medida que se le adhiere arcilla reactiva y verificar si la adición de surfactantes al lodo de perforación ayuda a reducir el problema de embotamiento.

Figura 10. Horno de rodillos Prueba de acreción



Para esta prueba se adecuó un horno de rodillos diseñado en el Instituto colombiano del petróleo (ICP) implementado para otro tipo de pruebas.

³² METTATH. Ibid., p. 3.

2.5 ANÁLISIS DE BIODEGRADABILIDAD

El análisis de biodegradabilidad se realizó de acuerdo a la resolución No. 1770 del 4 de mayo de 2018 expedida por el ministerio de salud y protección social y el ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, la cual modifica la resolución No. 0689 del 3 de mayo de 2016 donde se estipula un porcentaje mínimo de biodegradabilidad para los agentes tensoactivos conforme a los métodos 301 y 310, de la Organización para la cooperación y el desarrollo económico (OCDE) o sus equivalentes en la Unión Europea(UE) , normas de la agencia de protección ambiental de los estados unidos (US-EPA) o normas ISO. Tabla 8.³³

Tabla 8. Métodos para porcentaje mínimo de biodegradabilidad

Método OCDE	Prueba	Métodos equivalentes			%Mínimo de biodegradabilidad requerido
		ISO	US-EPA	CE(1)	
301 A	Desaparición de carbono orgánico disuelto (COD)	7827	835.311	C.4-A	70%
301 B	Ensayo Stum modificado por evolución de dióxido de carbono	9439	835.311	C.4-B	60%
301 C	MITI: Ministerio Japonés de Comercio Internacional e industrial	-	835.311	C.4-F	60%
301 D	Botella cerrada	10707	835.311	C.4-E	60%
301 E	Detección modificada de la OCDE, Desaparición de carbono orgánico disuelto (COD)	7827	835.311	C.4-B	70%
301 F	Respirometria manométrica	9408	835.311	C.4-D	60%

³³ MINSALUD, MINAMBIENTE. Resolución No 1770 de 2018.[Revisado 29 enero 2019].Disponible en internet:
https://www.minsalud.gov.co/Normatividad_Nuevo/Resoluci%C3%B3n%20No.%201770%20de%202018.pdf

Método OCDE	Prueba	Métodos equivalentes			%Mínimo de biodegradabilidad requerido
		ISO	US-EPA	CE(1)	
310	Desprendimiento de CO ₂ en recipientes en recipientes cerrados - Ensayo de espacio de cabeza de CO ₂	14593	835.312	-	60%

Fuente: MINSALUD, MINAMBIENTE. Resolución No 1770 de 2018, p3

2.5.1 Método OCDE 301f (respirometría manométrica). En este ensayo se requiere un volumen medido de muestra, que proporciona al menos 50-100 mg de demanda teórica de oxígeno (ThOD) / litro, como la única fuente nominal de carbono orgánico. La muestra se agita continuamente en un matraz cerrado (oxitop figura 11) a una temperatura ambiente durante 28 días.

Figura 11. Oxitop



Fuente: WISSENSCHAFTLICH-TECHNISCHE WERKSTÄTTEN. Medición de DBO (demanda bioquímica de oxígeno). DOCPLAYER [En línea], [Revisado 29 de enero 2019]. Disponible en internet: <https://docplayer.es/6607412-Dbo-respiracion-agotamiento-medicion-de-dbo-medicion-de-agotamiento-bsb-bod-dbo-oecd-iso-en-din-la-demanda-bioquimica-de-oxigeno.html>. p.15.

Durante este periodo de tiempo se recolecta información acerca del oxígeno captado de la muestra representativa que es requerido para mantener un volumen constante de gas en el matraz, con el fin de determinar la demanda bioquímica de oxígeno (DBO) la cual se expresa en mg de O₂/Mg de sustancia.

La demanda teórica de oxígeno (ThOD) es la cantidad total de oxígeno requerida para oxidar un producto químico completamente; se calcula a partir de la fórmula molecular Ecuación 3 y también se expresa en mg de oxígeno requerido por mg de compuesto de prueba.

$$C_c H_h C L_{cl} N_n N a_{na} O_o P_p S_s \quad (5)$$

El ThOD, sin nitrificación sería:

$$ThOD_{NH3} = \frac{16[2c + 1/2(h-cl-3n) + 3s + 5/2p + 1/2na - o] \text{ mg/mg}}{MW} \quad (6)$$

El ThOD, con nitrificación sería:

$$ThOD_{NH3} = \frac{16[2c + 1/2(h-cl) + 5/2n + 3s + 5/2p + 1/2na - o] \text{ mg/mg}}{MW} \quad (7)$$

Donde MW = peso molecular.

La demanda bioquímica de oxígeno (DBO) es la cantidad de oxígeno consumido por los microorganismos cuando se metaboliza un compuesto de prueba³⁴, esta variable se calcula mediante la relación entre la diferencia de los mg de oxígeno de la muestra representativa y una muestra estándar, con los mg de sustancia de prueba.

$$BOD = \frac{mg \text{ O}_2 [\text{muestra representativa}] - mg \text{ O}_2 [\text{muestra estandar}]}{mg [\text{Sustancia de prueba}]} = mg \text{ O}_2 / mg \text{ sustancia de prueba} \quad (8)$$

³⁴ OECD.Guideline for testing of chemicals OECD [en línea] [revisado 29 enero 2019].Disponible en internet: <https://www.oecd.org/chemicalsafety/risk-assessment/1948209.pdf>

Finalmente se calcula el porcentaje de biodegradabilidad del agente tensoactivo, mediante la división de la demanda bioquímica de oxígeno (DBO) y la demanda teorica de oxígeno (ThOD) como se evidencia en la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Biodegradabilidad} = \frac{BOD \text{ (mg } O_2/\text{mg sustancia de prueba)}}{ThOD \text{ (mg } O_2/\text{mg sustancia de prueba)}} \times 100 \quad (9)$$

Las pruebas antes descritas se desarrollaran en el laboratorio del lodos del instituto colombiano del petróleo (ICP), adicionalmente la prueba de biodegradabilidad para el surfactante propuesto Ecosurf, se llevará a cabo como un servicio técnico en el laboratorio químico de consultas industriales de la Universidad Industrial de Santander (UIS), por medio del método OCDE 301F, mediante el ensayo de respirometria manométrica.

2.6 FORMULACIÓN DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN.

Para el desarrollo del proyecto, se empleará una formulación típica de un lodo overburden, es decir para perforar las zonas superiores a la formación de interés. Por lo anterior no se realizaran las pruebas de compatibilidad química con el surfactante propuesto, debido a que el lodo formulado en caso de aplicarse en campo no tendría contacto con la formación productora; pero si se evaluara el efecto sobre el comportamiento de las propiedades reológicas y físicas.

Se adicionarán al lodo base 3 libras por barril tanto del producto comercial como del Ecosurf.

En la Tabla 9 se puede observar la formulación que se maneja en los tres fluidos bajo estudio, donde el lodo base no contiene aditivos, el lodo 1 contiene el aditivo comercial y el lodo 2 contiene el aditivo propuesto.

La formulación descrita presenta las concentraciones necesarias para preparar un barril de fluido base agua, por ende acatara la equivalencia correspondiente entre campo y laboratorio, donde un barril de campo equivale a 350 cm^3 y una libra es equivalente a un gramo.

Tabla 9. Formulación lodos

Producto	Unidad	Lodo base	Lodo 1	Lodo 2
Viscosificante	ppb	1,5	1,5	1,5
Dispersante	ppb	8	8	8
Soda caustica	ppb	Para ph de 9,0		
Celulosa polianiónica	ppb	1,5	1,5	1,5
Bactericida	ppb	0,75	0,75	0,75
Controlador de filtrado	ppb	4	4	4
Material Controlador de perdidas	ppb	3	3	3
Carbonato de calcio I	ppb	25	25	25
Carbonato de calcio II	ppb	50	50	50
Carbonato de calcio III	ppb	80	80	80
Surfactante comercial	ppb		3	
Surfactante Ecosurf	ppb			3

En la tabla 10 se describe cada uno de los aditivos implementados en la preparación de los tres lodos y su respectiva aplicación.

Tabla 10. Descripción y aplicaciones de los aditivos empleados en la formulación del lodo.

Producto	Descripción	Aplicación
Viscosificante	Biopolímero xántico de dispersión mejorada, que provee viscosidad y suspensión en fluidos de perforación base agua.	• Viscosificar fluidos de perfaorcion base agua usados para perforar, moler o ensanchar • Suspender agentes puenteantes y materiales densificantes
Dispersante	Reduce la dispersión e hidratación de las formaciones de arcillas reactivas y lutitas.	• Ayuda a reducir las posibilidades de embotamiento de la broca • Ayuda a mejorar la eliminación de sólidos de perforación
Soda Caustica	Proporciona alcalinidad para todos los sistemas a base de agua y es compatible con Agua dulce, salmueras, y sistemas de polímeros de salmuera	• Puede usarse para aumentar el pH de los sistemas acuosos hasta 10.3 • Alternativa a la cal para el tratamiento de la contaminación con dióxido de carbono.

Producto	Descripción	Aplicación
Celulosa polianiónica	Provee control de filtrado en fluidos de perforación base agua	• Controlar la velocidad de filtración sin aumentar la viscosidad del fluido • Encapsula la lutita a fin de evitar su hinchamiento y desintegración
Bactericida	Controla el desarrollo bacteriano en los fluidos de perforación base agua.	• Evita la descomposición de coloides orgánicos • Controlar las bacterias reductoras de sulfatos
Controlador de filtrado	Se implementa para asegurar el control de filtrado en fluidos base agua con mínima capacidad viscosificante.	• Controla filtraciones en sistemas de fluidos de perforación de agua dulce a temperaturas de hasta 300°F
Material Controlador de perdidas	Material resistente a base de carbono de composición dual	• Previene pérdidas de circulación en fluidos de perforación base agua • Aumenta la lubricidad de los líquidos
Carbonato de calcio I	Material densificante y agente de puenteo	• Aumentar la densidad de lodos base agua y base aceite
Carbonato de calcio II		
Carbonato de calcio III		

Producto	Descripción	Aplicación
		Formar puentes para reducir las pérdidas por filtración
Surfactante Comercial	- Agente surfactante para la reducción de la tensión interfacial entre sólidos, ayudando a reducir el embotamiento de la broca y la adhesión de arcillas al BHA - Aumenta la velocidad de penetración cuando se emplea en fluidos de perforación base de agua - Ayuda a aumentar la capacidad de deslizarse (lubricidad) mientras se perfora direccionalmente.	
Surfactante Ecosurf		

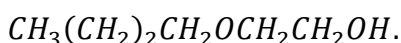
Fuente: HALLIBURTON. Product data sheet.2017

En el momento de hacer la mezcla de los productos se debe tener precaución en el orden en que se deben agregar y especial cuidado con el tiempo de adición (aditivos de naturaleza polimérica) el cual debe ser lento para evitar la generación de grumos y tener presente un tiempo de mezcla de cinco a ocho minutos para obtener un fluido homogéneo.

3. RESULTADOS Y ANALISIS

3.1 RESULTADOS DE LA PRUEBA DE BIODEGRADABILIDAD

Este ensayo fue realizado sobre el producto mayoritario según la especificación normativa disponible EDN 0065 de 2011 y el método OCDE 301F al compuesto presente en el surfactante Ecosurf que en este caso es el 2-Butoxietanol, donde su peso molecular es de 118 g/mol y tiene por formula química.



La demanda teórica de oxígeno (ThOD) fue calculada con base en el anexo IV de la guía OCDE 301. A partir de su fórmula química, los resultados se representan en la tabla 11.

Tabla 11. Calculo de ThOD

Substancia	c	h	o	n	na	cl	p	s	PM	ThOD	-----
2- Butoxietanol	6	14	2	0	0	0	0	0	118	2,31	Sin nitrificacion
2- Butoxietanol	6	14	2	0	0	0	0	0	118	2,31	Con nitrificacion

Fuente: Reporte del Laboratorio químico de consultas industriales. Informe de Resultados. 2018. p.1

El porcentaje de biodegradabilidad se calculó de acuerdo a las indicaciones de la guía OCDE 301F, ensayo respirometrico manométrico, donde trabaja con un volumen de muestra de 0,25 ml y su respectivo peso 10mg.

Las cantidades de oxígeno captados durante un periodo de 28 días para la muestra representativa y una muestra en blanco (tabla 12), necesarios para el cálculo del porcentaje de biodegradabilidad del agente tensoactivo en cada intervalo de tiempo.

Tabla 12. Calculo del porcentaje de Biodegradabilidad del producto Ecosurf

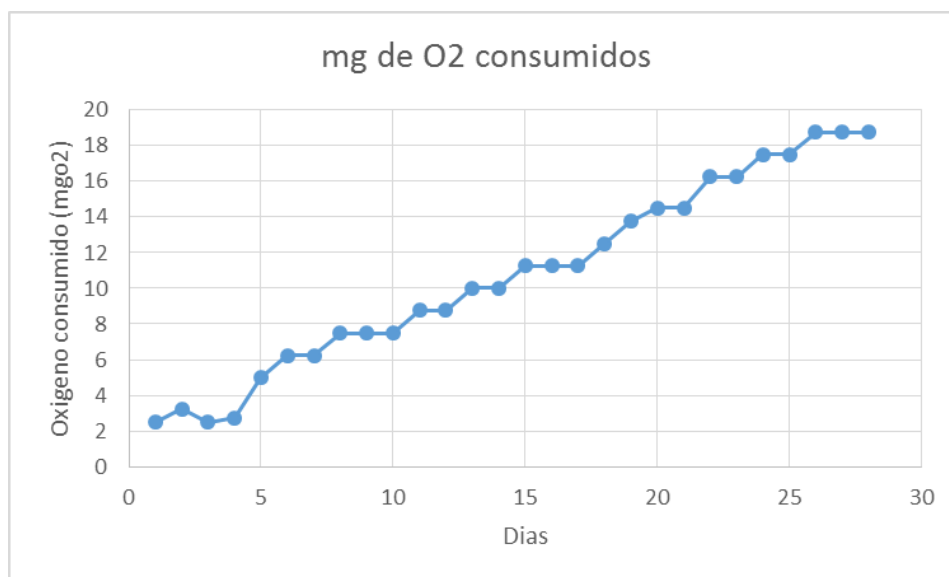
Día	mg O2 muestra	Mg O2 blanco	mg O2 Consumidos	DBO (mg O2/mg sustancia)	Porcentaje de Biodegradabilidad
1	6,25	3,75	2,5	0,25	10,85
2	6,25	3	3,25	0,33	14,1
3	7,5	5	2,5	0,25	10,85
4	8,75	5	2,75	0,38	16,27
5	10	5	5	0,5	21,69
6	10	3,75	6,25	0,63	27,11
7	10	3,75	6,25	0,63	27,11
8	11,25	3,75	7,5	0,75	32,54
9	11,25	3,75	7,5	0,75	32,54
10	11,25	3,75	7,5	0,75	32,54
11	12,5	3,75	8,75	0,88	37,96
12	12,5	3,75	8,75	0,88	37,96
13	13,75	3,75	10	1	43,38
14	13,75	3,75	10	1	43,38
15	15	3,75	11,25	1,13	48,81
16	15	3,75	11,25	1,13	48,81
17	16,25	5	11,25	1,13	48,81
18	17,5	5	12,5	1,25	54,23
19	18,75	5	13,75	1,38	59,65
20	19,5	5	14,5	1,45	62,9
21	19,5	5	14,5	1,45	62,9
22	21,25	5	16,25	1,63	70,5
23	21,25	5	16,25	1,63	70,5
24	22,5	5	17,5	1,75	75,92
25	22,5	5	17,5	1,75	75,92

Día	mg O ₂ muestra	Mg O ₂ blanco	mg O ₂ Consumidos	DBO (mg O ₂ /mg sustancia)	Porcentaje de Biodegradabilidad
26	23,75	5	18,75	1,88	81,34
27	23,75	5	18,75	1,88	81,34
28	23,75	5	18,75	1,88	81,34

Fuente: Reporte del Laboratorio químico de consultas industriales. Informe de Resultados. 2018. p.2

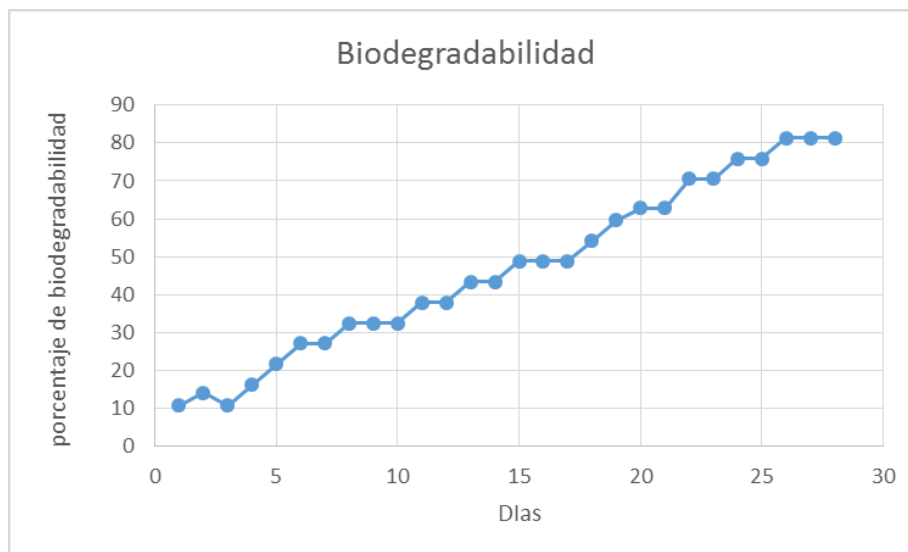
Los valores de oxígeno consumido y porcentaje de biodegradabilidad pueden observarse en las figuras 12 y 13.

Figura 12. mg de O₂ consumidos durante 28 días



Fuente: Reporte del Laboratorio químico de consultas industriales. Informe de Resultados. 2018. p. 3.

Figura 13. Porcentaje de biodegradabilidad durante 28 días



Fuente: Reporte del Laboratorio químico de consultas industriales. Informe de Resultados. 2018. p. 3.

Se puede inferir que por medio del método OCDE 301F (respirometría manométrica), el agente tensoactivo presenta un porcentaje de biodegradabilidad de 81,34% al cabo de 28 días de prueba, por lo tanto la sustancia ensayada cumple el criterio establecido en la resolución 1770 del 4 de mayo de 2018, Artículo 2 (porcentaje mínimo de biodegradabilidad requerido, 60%).

Cabe destacar que la determinación de la biodegradabilidad debe asegurarse antes del primer uso de sustancias químicas “nuevas”³⁵, con el fin de minimizar el impacto ambiental en el momento de implementar este tipo de compuestos y así reducir posibles gastos de eliminación de los mismos.

³⁵ WISSENSCHAFTLICH-TECHNISCHE WERKSTÄTTEN. Medición de DBO (demanda bioquímica de oxígeno). DOCPLAYER [En línea], [Revisado 29 de enero 2019]. Disponible en internet: <https://docplayer.es/6607412-Dbp-respiracion-agotamiento-medicion-de-dbo-medicion-de-agotamiento-bsb-bod-dbo-oecd-iso-en-din-la-demanda-bioquimica-de-oxigeno.html>.

3.2 COMPORTAMIENTO DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN CON EL SURFACTANTE ECOSURF

En la siguiente sección se evaluarán las propiedades físicas del lodo fresco y envejecido mediante el proceso de rolado a temperatura de yacimiento durante 16 horas, donde se pretende observar el comportamiento en el lodo base con la adición del surfactante Ecosurf.

3.3 PROPIEDADES REOLOGICAS Y FÍSICAS

En los fluidos de perforación las propiedades físicas son de suma importancia, debido a que, un cambio en una de sus propiedades puede alterar el estado del sistema.

3.3.1 Densidad. En la tabla 13 se presenta las mediciones de densidad correspondientes del lodo normal y rolado a una temperatura de 190°F.

Tabla 13. Resultados prueba densidad

Propiedad	Lodo	Lodo base	Lodo base + Surfactante comercial	Lodo base + Ecosurf
Densidad [ppg]	Normal	10,5	10,5	10,6
	Rolado	10,4	10,5	10,5

Como se manifiesta, la densidad no presenta un cambio relevante en su magnitud debido a que los surfactantes comercial y propuesto están presentes en una mínima proporción por lo tanto su aporte al peso del lodo no es significativo.

3.3.2 Reología. Dentro de la evaluación de un fluido de perforación se debe prestar atención al comportamiento de las propiedades reológicas, puesto que algún cambio significativo podría afectar la integridad del lodo y por ende la estabilidad del pozo.

En la tabla 14 se muestran los resultados obtenidos de las pruebas reológicas realizadas al lodo fresco y rolado con el fin de observar el comportamiento de las variables cuando son expuestas a altas temperaturas.

Tabla 14. Propiedades reologicas del lodo fresco y rolado

Propiedades del fluido		Lodo Inicial @ 120°F			Lodo Rolado @ 190°F		
		Lodo base	Lodo base + Surfactante comercial	Lodo base + Ecosurf	Lodo base	Lodo base + Surfactante comercial	Lodo base + Ecosurf
Θ 600 [rpm]		67	73	70	51	54	55
Θ 300 [rpm]		51	54	51	36	38	38
Θ 200 [rpm]		41	45	43	32	33	34
Θ 100 [rpm]		32	34	32	23	24	24
Θ 6 [rpm]		13	14	13	6	7	6
Θ 3 [rpm]		11	11	11	5	5	5
Fuerza de gel [Lb/100 ft^2]	10 [seg]	13	13	13	6	6	5
	10 [min]	16	16	15	6	6	6
Viscosidad plástica [cp]		17	20	20	15	15	17
Yield point [Lb/100 ft^2]		34	34	31	21	23	21
Viscosidad aparente [cp]		34	37	35	26	27	27

Los fluidos evaluados presentan buena condición de arrastre de recortes de perforación debido a un alto valor de yield point y baja viscosidad plástica, seguidamente no presentan cambios relevantes hasta que se someten al proceso de rolado, en el cual se presenta una tendencia de disminución de las variables bajo estudio, esto se debe a la acción de la temperatura sobre las muestras del lodo.

Si la comparación se realiza entre los lodos frescos (120°F) y entre los lodos envejecidos (190°F) no se evidencian cambios significativos en las propiedades reológicas en el lodo con el surfactante Ecosurf con respecto al lodo base y al lodo con surfactante comercial.

3.3.3 Filtrado api. Los resultados de la prueba de filtrado API para el lodo fresco y lodo envejecido se muestran en la tabla 15 y tabla 16 respectivamente.

Tabla 15.Resultados prueba filtrado API lodo fresco

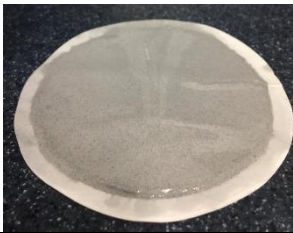
Lodo Inicial @ Temperatura ambiente				
Propiedades del fluido		Lodo base	Lodo base + Surfactante comercial	Lodo base + Ecosurf
Filtrado [ml]	10 [min]	4,5	4,2	4,7
	20[min]	6,0	5,5	6,0
	30 [min]	7,3	6,8	7,7
Cake [pulg]				
		1 / 32	1 / 32	1 / 32
Observaciones		Plástica	Plástica	Plástica
		Consistente	Consistente	Consistente

Tabla 16. Resultados prueba filtrado API lodo envejecido

Lodo Rolado @ 190°F				
Propiedades del fluido		Lodo base	Lodo base + Surfactante comercial	Lodo base + Ecosurf
Filtrado [ml]	10 [min]	4,5	3,5	3,0
	20[min]	6,7	4,7	4,3
	30 [min]	7,7	6,0	5,6
Cake [pulg]				
		1 / 32	1 / 32	1 / 32
Observaciones		Plástica	Plástica	Plástica
		Consistente	Consistente	Consistente

El rango recomendado de filtrado API para fluidos base agua debe estar entre cinco y seis mililitros, se observó que en los tres lodos frescos el filtrado supera el rango máximo, lo que indica pérdida de filtrado mayor al deseado, sin embargo este no es un factor decisivo para descartarlos, de esta manera, el problema de filtración se debe a que falta agregar mayor cantidad de controlador de filtrado y no por la adición de los surfactantes al lodo base.

Por otra parte, los mililitros de filtrado para los lodos con surfactantes después del proceso de rolado se encuentran dentro de los rangos recomendados, la menor pérdida de filtrado es presentada por el lodo con el surfactante propuesto. La torta tanto para lodos frescos como después de rolados presenta espesor de 1/32 de pulgada, es plástica y consistente favoreciendo la creación de una película aceptable para la formación.

3.3.4 Ph. La mayoría de los fluidos base acuosa son alcalinos y trabajan con un rango de pH entre 7.5 a 11.5. Cuando el pH varía de 7.5 a 9.5, el fluido es de bajo pH y cuando varía de 9.5 a 11.5, es de alto pH.³⁶ De tal manera se puede inferir que los resultados presentados en la tabla 17 son correspondientes a un lodo de bajo pH donde se evidencia una caída leve cuando el lodo es sometido a un proceso de rolado, teniendo en cuenta que los valores del lodo con surfactante propuesto presentan menor caída debido al carácter básico del Ecosurf que tiene un pH de 11.

Tabla 17. Resultados prueba ph

Propiedad	Lodo	Lodo base	Lodo base + Surfactante comercial	Lodo base + Ecosurf
Ph	Fresco	9,0	9,0	9,0
	Rolado	8,4	8,4	8,7

3.3.5 Reologia HP-HT (fann 70). En la siguiente sección se hablara acerca de las propiedades reológicas de los tres lodos rolados cuando son expuestos a condiciones elevadas de temperatura y presión, buscando simular las condiciones a las cuales trabajarán estos fluidos de perforación.

En las tablas 18, 19 y 20 se presentan los resultados de la prueba de reologia HP-HT realizada a cada uno de los lodos rolados.

Tabla 18. Resultados Prueba Reologia HP-HT para lodo base rolado

Num	Temp (F)	Pressure (psi)	RPM							Gel 10 sec	Gel 10 min	Gel 30 min	PV (cp)	YP [Lb/100ft ²]
			600	300	200	100	6	3	0,17	10	30			
FANN 35	120	Amb	49	36	31	23	6	5	6	6	6	13	23	
Lodo base rolado	120	150	52,3	38,3	30,5	21,3	7,3	4,9	7	7	7	14	24,3	
	150	2000	47,7	34,8	27,2	19,1	3,9	4,8	6	6	6	12,9	21,9	

³⁶ PDVSA. Op.cit., p.15

Num	Temp (F)	Pressure (psi)	RPM						Gel 10 sec	Gel 10 min	Gel 30 min	PV (cp)	YP [Lb/100ft ²]
			600	300	200	100	6	3	0,17	10	30		
	150	5000	50	36,7	29	20,2	5,6	5,7	6	6	6	13,3	23,4
	150	7000	52,2	38,3	30,1	21	6,2	6,1	7	7	7	13,9	24,4
	200	2000	31,7	17,9	11,2	5,9	2	1,2	4	4	4	13,8	4,1
	200	5000	35,4	20,1	12,2	6,4	2,1	1,3	4	4	5	15,3	4,8
	200	7000	37,1	21,6	12,4	6,8	2,2	1,5	4	5	5	15,5	6,1
	250	2000	23,7	12,9	5,7	3,9	1,3	0,9	2	3	3	10,8	2,1
	250	5000	24,4	13,3	6,2	4,3	1,6	1,1	3	3	3	11,1	2,2
	250	7000	25,5	13,7	6,8	4,6	1,8	1,3	3	3	3	11,8	1,9

Tabla 19. Resultados Prueba Reologia HP-HT para lodo con surfactante comercial rolado

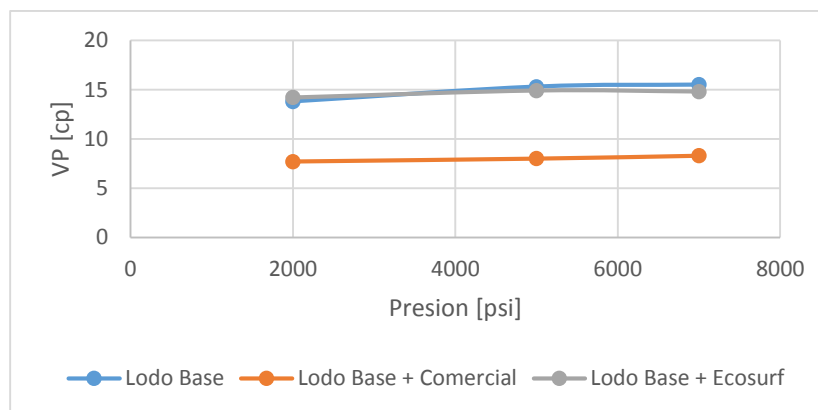
Num	Temp (F)	Pressure (psi)	RPM						Gel 10 sec	Gel 10 min	Gel 30 min	PV (cp)	YP [Lb/100ft ²]
			600	300	200	100	6	3	0,17	10	30		
FANN 35	120	Amb	51	38	32	24	7	5	6	6	6	13	25
Lodo base + comercial (rolado)	120	150	45,8	34,7	27,9	20,6	4,3	2,1	6	7	6	11,1	23,6
	150	2000	40,1	30,3	24,5	18	3,1	1,3	5	5	5	9,8	20,5
	150	5000	42,8	32,5	26,1	19,3	3,3	1,6	5	5	5	10,3	22,2
	150	7000	44,8	33,7	27,2	19,9	3,5	1,8	5	5	5	11,1	22,6
	200	2000	27,6	19,9	13,1	6,3	0,4	0,2	6	6	6	7,7	12,2
	200	5000	28,4	20,4	13,6	6,5	0,7	0,5	6	5	6	8	12,4
	200	7000	29,1	20,8	13,4	6,8	0,5	0,3	6	6	6	8,3	12,5
	250	2000	20,2	14,3	7,8	2,6	0,6	0,4	4	4	4	5,9	8,4
	250	5000	21,1	14,6	8,4	2,8	0,6	0,5	4	4	4	6,5	8,1
	250	7000	21,2	14,7	8,6	3	0,5	0,4	4	4	4	6,5	8,2

Tabla 20. Resultados Prueba Reologia HP-HT para lodo con surfactante propuesto rolado

Num	Temp (F)	Pressure (psi)	RPM						Gel 10 sec	Gel 10 min	Gel 30 min	PV (cp)	YP [Lb/100ft ²]
			600	300	200	100	6	3					
FANN 35	120	Amb	50	36	32	23	7	5	6	6	6	14	22
Lodo base + Ecosurf (rolado)	120	150	78,9	58,9	47,3	33,3	7,8	5,5	6	6	6	20	38,9
	150	2000	68	50,7	41,1	29,2	4,9	2,9	6	5	6	17,3	33,4
	150	5000	73,1	54,3	44,1	31,1	5,5	3,2	6	6	6	18,8	35,5
	150	7000	75	55,7	45,5	32,5	5,8	3,3	6	5	6	19,3	36,4
	200	2000	42,6	28,4	18,3	10,5	1,8	1,2	4	4	4	14,2	14,2
	200	5000	44,7	29,8	19,1	10,8	2	1,3	3	3	3	14,9	14,9
	200	7000	45,1	30,3	19,5	10,6	2,1	1,4	3	3	4	14,8	15,5
	250	2000	29,6	19,3	10,8	5,8	1,2	0,9	3	3	3	10,3	9
	250	5000	30,6	19,6	11,1	6,3	1,4	1	3	3	3	11	8,6
	250	7000	31,1	19,8	11,3	6,6	1,6	1,1	3	3	3	11,3	8,5

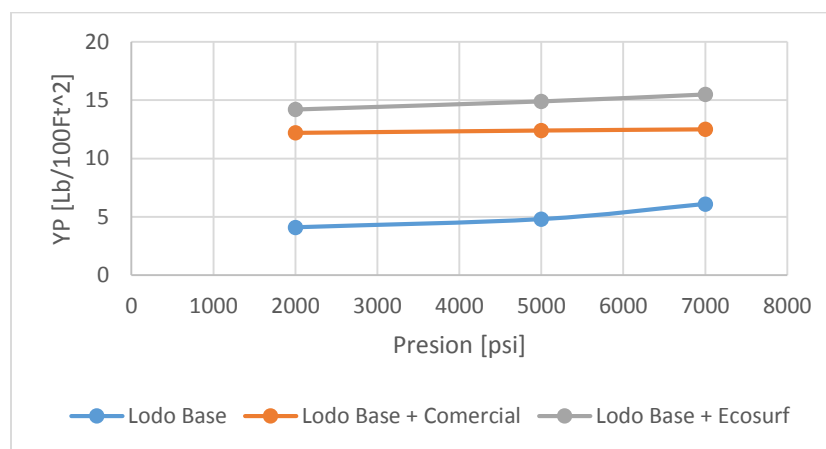
El ensayo FANN 70 se llevó a cabo a una temperatura de 250°F y presión máxima de 7000 psi. Se evidencia que los tres lodos presentan la misma tendencia en el momento que son sometidos a altas presiones y temperaturas. Por lo tanto, mantienen sus propiedades reológicas como se evidencia en las figuras 14 y 15, donde se analizan la viscosidad plástica y el yield point a una temperatura de 200°F.

Figura 14. Viscosidad Plástica Lodos rolados a 200°F



Respecto a la viscosidad plástica se evidencia que el lodo con el surfactante propuesto Ecosurf presenta un comportamiento similar de esta propiedad (al comparar el ensayo a 120°F y presión atmosférica (tabla 20) con el ensayo a 200°F y 7000 psi). En cuanto al lodo base y al lodo con surfactante comercial esta variable cambia significativamente (tabla 18 y 19).

Figura 15. Yield Point Lodos rolados a 200°F



Por otro parte, el yield point presenta una tendencia de disminución para los tres casos comparado con la prueba a presión atmosférica y 120°F, donde se resalta que el lodo con el surfactante propuesto a lo largo de la prueba siempre mantiene esta variable por encima de los otros dos fluidos, lo cual significa que al aplicar en pozo contribuiría a la limpieza del mismo.

3.3.6 Prueba de lubricidad. Se pretende evaluar la eficacia de los surfactantes por medio de la prueba de lubricidad y la prueba de acreción, comprobando si realmente ayudan a reducir el embotamiento de la broca o la adhesión de arcillas al BHA y el aumento de la velocidad de penetración.

Los resultados del ensayo de lubricidad son expresados como un valor único llamado coeficiente de lubricidad (Tabla 21 y 22).

Los lodos base aceite presentan las mejores propiedades de lubricidad por lo tanto estos muestran un coeficiente menor a 0,1 mientras que los lodos base agua presentan un coeficiente menor a 0,22.

Tabla 21. Resultados Prueba Lubricidad lodo fresco

Lodo fresco				
Factor de corrección	Datos	Lodo base	Lodo base + Surfactante comercial	Lodo base + Ecosurf
0,971	Lectura de Obtenida	26	24,5	22
	Coeficiente de fricción	0,253	0,238	0,214

Tabla 22. Resultados Prueba Lubricidad lodo rolado

Lodo Rolado				
Factor de corrección	Datos	Lodo base	Lodo base + Surfactante comercial	Lodo base + Ecosurf
0,919	Lectura de Obtenida	29	28	26
	Coeficiente de fricción	0,266	0,257	0,239

Los fluidos bajo evaluación presentan un rango aceptable de lubricidad para lodos base agua, con respecto a estos resultados se infiere que el lodo que contiene el surfactante propuesto Ecosurf presenta el mejor coeficiente de lubricidad, con un valor de 0,214 para lodo fresco y 0,239 para el lodo rolado, es decir que este fluido a pesar de ser sometido al proceso de envejecido presentan la menor fricción.

3.3.7 Prueba de acreción. En las tablas 23 y 24 se muestran los resultados de la prueba de acreción donde se observan los respectivos pesos de los cilindros y su ganancia en peso en cada intervalo de tiempo.

Tabla 23. Resultados prueba acreción

Tiempo [Minutos]	Peso Cilindro [gr]		
	Base Rolado	Base + Comercial Rolado	Base + Ecosurf Rolado
0	75,93	75,73	76,28
20	76,3	76,13	76,5
30	77,52	78,16	76,98
60	83,53	80,23	78,10

Tabla 24. Ganancia en peso de los cilindros

Tiempo [Minutos]	Peso Cilindro [gr]		
	Base Rolado	Base + Comercial Rolado	Base + Ecosurf Rolado
0	0	0	0
20	0,37	0,4	0,22
30	1,59	2,43	0,7
60	7,6	4,5	1,82

De acuerdo a los resultados expuestos en las tablas anteriores se puede constatar que el fluido con el surfactante propuesto efectivamente previene el embotamiento de la broca, donde finalmente logro una adherencia 1,82 gr de lutita al cabo de una hora.

En la figura 16 se presenta el estado inicial y final de los cilindros implementados para el desarrollo del ensayo, donde la imagen a y d representan el cilindro utilizado en el ensayo con lodo base, el cual registra la mayor adherencia de ripios, las imágenes b y e son del ensayo realizado al lodo con surfactante comercial y las imágenes c y f son correspondientes al lodo con surfactante propuesto donde se presenta la menor cantidad de adherencia de lutita.

Figura 16. Apariencia de los cilindros estado inicial y final.



a)



b)



c)



d)



e)



f)

4. CONCLUSIONES

- El surfactante propuesto es biodegradable al presentar un porcentaje de biodegradabilidad de 81,34% al cabo de 28 días de prueba, superior al establecido por la resolución 1770 del 4 de mayo de 2018 (60%).
- Los fluidos evaluados presentan buena condición de arrastre de recortes de perforación debido a un alto valor de yield point y baja viscosidad plástica, lo que confirma la estabilidad reologica del lodo con el surfactante propuesto, similar al surfactante comercial.
- De acuerdo a los resultados obtenidos en la prueba de filtrado API para lodo rolado, se determinó, que el lodo con surfactante propuesto presenta el menor filtrado respecto al lodo base y el lodo con surfactante comercial.
- Mediante la evaluación de las propiedades reologicas y fisicas se evidencia que los tres lodos presentan un comportamiento similar, corroborando que el surfactante propuesto no altera las propiedades del lodo base y por el contrario en algunas las mejora.
- El lodo con surfactante propuesto Ecosurf presenta el mejor coeficiente de lubricidad, tanto para lodo fresco como para lodo rolado, lo cual permite inferir que tiene una propiedad de lubricidad favorable para aplicación en la operación de perforación.

- De acuerdo con los resultados obtenidos en el ensayo de acreción, se puede inferir que el fluido con el surfactante propuesto Ecosurf reduce el embotamiento de la broca, debido a que presenta el menor valor de adherencia.
- Como valor agregado se adapta un procedimiento para realizar la prueba de acreción en un horno de rodillos que había sido desarrollado en el ICP para otro propósito, con lo cual se dejan las condiciones para realizar pruebas de acreción en futuras investigaciones.

5. RECOMENDACIONES

- Evaluar el surfactante propuesto con otros tipos de formulaciones de lodos de perforación para aplicación en zonas productoras, con el fin de corroborar la compatibilidad química con los aditivos usualmente implementados en lodos base agua.
- Realizar una evaluación a diferentes concentraciones de surfactante propuesto para determinar si puede obtenerse mayor eficiencia a menor concentración.
- Con base en el estudio de la mejor concentración del surfactante propuesto llevar a cabo un análisis financiero donde se evalúe la rentabilidad de implementar este tipo de surfactante respecto a los usados convencionalmente en una campaña de perforación.

BIBLIOGRAFÍA

ARIZA LEON, Emiliano. Principios de hidráulica de perforación. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de ingeniería Fisico-quimicas. 2007. p. 5.

BELLO NIÑO, Diego Alberto; MINA REYES, Henry Fernando. Estudio de factibilidad del almidón de papa como aditivo en fluidos de perforación base agua. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería Fisico-quimicas. 2012. p. 84.

CALIXTO TRUJILLO, Haydée Elizabeth. Surfactantes, química y aplicaciones. Universidad Nacional de Ingeniería. Perú. 2011. p. 7.

CASTAÑEDA, Diana Carolina. Factibilidad del uso de mezclas de surfactantes que incluyen un APG etoxilado como rompedores de emulsión y/o reductores de viscosidad mediante la modificación del HLB en sistemas ternarios crudo/agua/surfactante. Universidad industrial de Santander. 2014. p. [37, 41].

GONZÁLEZ ESPINOSA, Juan Manuel. Daño a la formación en pozos petroleros. Universidad Nacional autónoma de mexico. MÉXICO D.F. 2014. p. [92, 95, 96, 98].

HALLIBURTON BAROID, Manual de fluidos baroid, Abril 2005. p. 348.

HAWKER, David. Manual de Perforación: Procedimientos y operaciones en el Pozo, Datalog. 2001. p. [56, 60, 61].

INSTITUTO AMERICANO DEL PETROLEO. Manual De Fluidos De Perforación. Procedimiento estándar para las pruebas de fluidos de perforación. API. p. [37, 45, 316].

ISLAS SILVA, Carlos. Manual de estimulación matricial de pozos petroleros. Colegio de ingenieros petroleros de México. p. 29.

KANICKY, James, *et al.* Surface chemistry in the petroleum industry. Chapter 11. Handbook of applied surface and colloid chemistry. Editado por Krister Holmberg. 2001.

LONDOÑO CAMACHO, Alexandra Katherine; PATERMINA ORTIZ, Christian Alberto. Influencia de la salinidad y la dureza del agua sobre la adsorción estática de surfactantes extendidos en el medio poroso. Universidad industrial de Santander. 2017. P. 35.

METTATH, Sashikuma, *et al.* The prevetion and cure of bit balling in water-based drilling fluids. En: Houston. 2011 AADE Fluids Conferences and Exhibition. American Association Drilling Engineers. Abril, 2011. P. [1, 2, 3].

MINSALUD, MINAMBIENTE. Resolución No 1770 de 2018. [Revisado 29 enero 2019]. Disponible en internet: https://www.minsalud.gov.co/Normatividad_Nuevo/Resoluci%C3%B3n%20No.%201770%20de%202018.pdf.

OBANDO PUENTE, Klever. Curso básico de fluidos de perforación. Qmax Ecuador. p. 5.

OECD.Guideline for testing of chemicals OECD [en línea] [revisado 29 enero 2019].Disponible en internet: <https://www.oecd.org/chemicalsafety/risk-assessment/1948209.pdf>.

PDVSA. Manual de fluidos de perforación. 2002. p. [7, 11, 12, 13, 15].

ROSERO CEPEDA, Viviana Yajaira. Estudio para determinar la concentración efectiva del surfactante para minimizar el embolamiento de la sarta de perforación y broca en el campo shushufindi. Escuela Politecnica Nacional. Quito Ecuador. 2013. p. 110.

SALAGER, Jean-Louis, *et al.* Formulación de micro emulsiones por el método del HLD. 2001. P. 3.

------. Surfactantes, Tipos y usos. Laboratorio de Formulación, Interfaces Reología y Procesos. Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. Mérida, Venezuela 2002. p. 2.

------. Uso de los surfactantes en la industria petrolera. Laboratorio de Formulación, Interfaces Reología y Procesos. Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. Mérida, Venezuela 2002. p. [2, 4].

SAMYA, Elias. *et al.* Adsorption characteristics of surfactants on different petroleum reservoir materials, The Online Journal of Science and Technology, Vol.6. 4. South Africa, 2016.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary.Reologia.[en línea] [Citado Enero 31 de 2019] Disponible en Internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/rheology.aspx>.

WISSENSCHAFTLICH-TECHNISCHE WERKSTÄTTEN. Medición de DBO (demanda bioquímica de oxígeno). DOCPLAYER [En línea], [Revisado 29 de enero 2019].Disponible en internet: <https://docplayer.es/6607412-Dbp-respiracion-agotamiento-medicion-de-dbo-medicion-de-agotamiento-bsb-bod-dbo-oecd-iso-en-din-la-demanda-bioquimica-de-oxigeno.html>. p.15.

ANEXO

Anexo A. Procedimientos para pruebas de laboratorio³⁷

³⁷ PDVSA. Manual de fluidos de perforación. 2002

PESO DEL LODO (DENSIDAD)



PROCEDIMIENTO

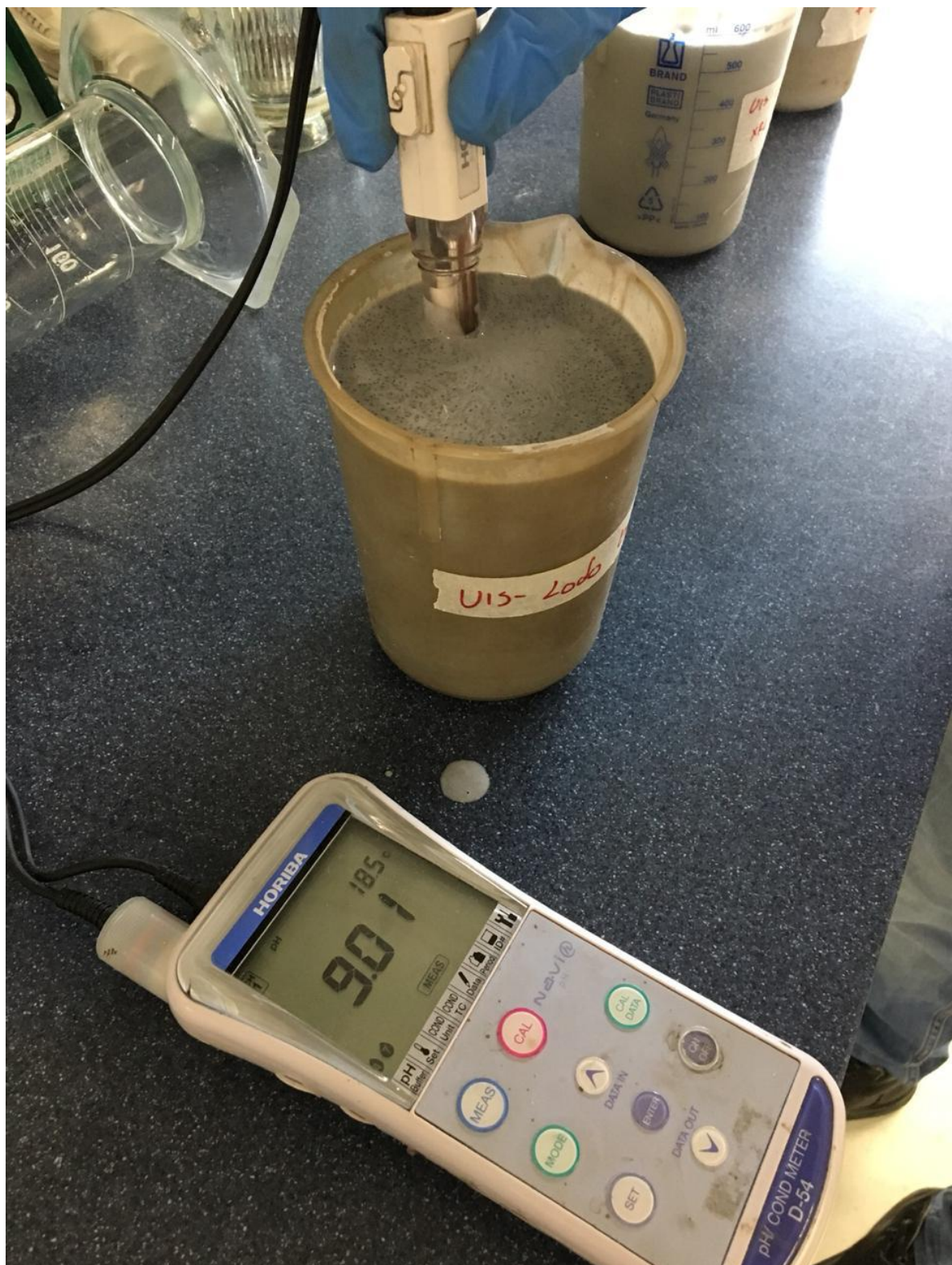
CALIBRACIÓN

- Llenar la copa de la balanza con agua limpia
- Colocar la tapa sobre la copa y asentarla firmemente, pero en forma lenta con un movimiento giratorio. Asegúrese que el exceso de agua salga por el orificio de la tapa.
- Colocar el dedo pulgar sobre el orificio de la tapa y limpiar la balanza con un trapo seco.
- Colocar la balanza sobre el soporte y mover el cursor a lo largo del brazo graduado hasta que la burbuja del nivel indique la nivelación correcta.
- Leer la densidad o peso del agua en el lado izquierdo del cursor. Esta debe ser de 8.33 en lbs/gal o 62.4 en lb/pc. En caso de no obtener la densidad correcta, proceder a retirar el tornillo ubicado en el extremo del brazo de la balanza para agregar o quitar balines hasta lograr la calibración.

PESO DEL LODO

- Remover la tapa del vaso y llenar completamente el vaso con el lodo a probar.
- Volver a poner la tapa y girar hasta que esté firmemente asentada, asegurándose que parte del lodo sea expulsado a través del agujero de la tapa.
- Limpiar el lodo que está fuera del vaso y secar el vaso.
- Colocar el brazo de la balanza sobre la base, con el cuchillo descansando sobre el punto de apoyo.
- Mover el cursor a lo largo del brazo graduado hasta que la burbuja del nivel indique la nivelación correcta.
- Ajustar el resultado a la graduación de escala más próxima, en lb/gal, lb/pc³, psi/1.000 pies de profundidad o en Gravedad Específica (SG).

PH



PROCEDIMIENTO

- Obtenga una muestra del fluido a ser sometido a prueba. Permita que alcance 75 ± 5 o F (24 ± 3 o C).
- Permita que la solución amortiguadora también alcance la misma temperatura que el fluido a ser sometido a prueba.
- Limpie los electrodos lavándolos con agua destilada y secándolos con servilletas suaves.
- Coloque la sonda en la solución amortiguadora de pH 7,0.
- Ponga en funcionamiento el medidor: espere 60 segundos para que la lectura se estabilice.
- Mida la temperatura de la solución amortiguadora de pH = 7.
- Ajuste esta temperatura en el botón de “temperatura”.
- Ajuste la lectura del medidor en 7.0 utilizando el botón para “calibración”.
- Lave la sonda con agua destilada y seque.
- Sumergir la punta de prueba en la muestra que se va a probar, y revolver.
- Parar de revolver (después de 10-20 segundos) y esperar a que la lectura se estabilice para finalmente registrar la lectura del pH-metro.

PROPIEDADES REOLOGICAS



PROCEDIMIENTO

VISCOSIDAD APARENTE, VISCOSIDAD PLÁSTICA Y PUNTO CEDENTE

- Colocar la muestra recién agitada dentro de un vaso térmico y ajustar la superficie del lodo al nivel de la línea trazada en el manguito de rotor.
- Calentar o enfriar la muestra hasta 120°F (49°C). Agitar lentamente mientras se ajusta la temperatura.
- Arrancar el motor colocando el conmutador en la posición de alta velocidad, con la palanca de cambio de velocidad en la posición más baja. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar la indicación obtenida a 600 RPM. Cambiar las velocidades solamente cuando el motor está en marcha.
- Ajustar el conmutador a la velocidad de 300 RPM. Esperar que el cuadrante indique un valor constante y registrar el valor indicado para 300 RPM.
- Viscosidad plástica en centipoise = indicación a 600 RPM menos indicación a 300 RPM.
- Punto Cedente en lb/100 pies² = indicación a 300 RPM menos viscosidad plástica en centipoise.
- Viscosidad aparente en centipoise = indicación a 600 RPM dividida por 2.

ESFUERZO DE GEL

- Agitar la muestra a 600 RPM durante aproximadamente 15 segundos y levantar lentamente el mecanismo de cambio de velocidad hasta la posición neutra.
- Apagar el motor y esperar 10 segundos.
- Poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima en lb/100 pies² como esfuerzo de gel

inicial. Si el indicador del cuadrante no vuelve a ponerse a cero con el motor apagado, no se debe reposicionar el conmutador.

- Repetir las etapas 1 y 2, pero dejar un tiempo de 10 minutos y luego poner el conmutador en la posición de baja velocidad y registrar las unidades de deflexión máxima como esfuerzo de gel a 10 minutos. Indicar la temperatura medida.

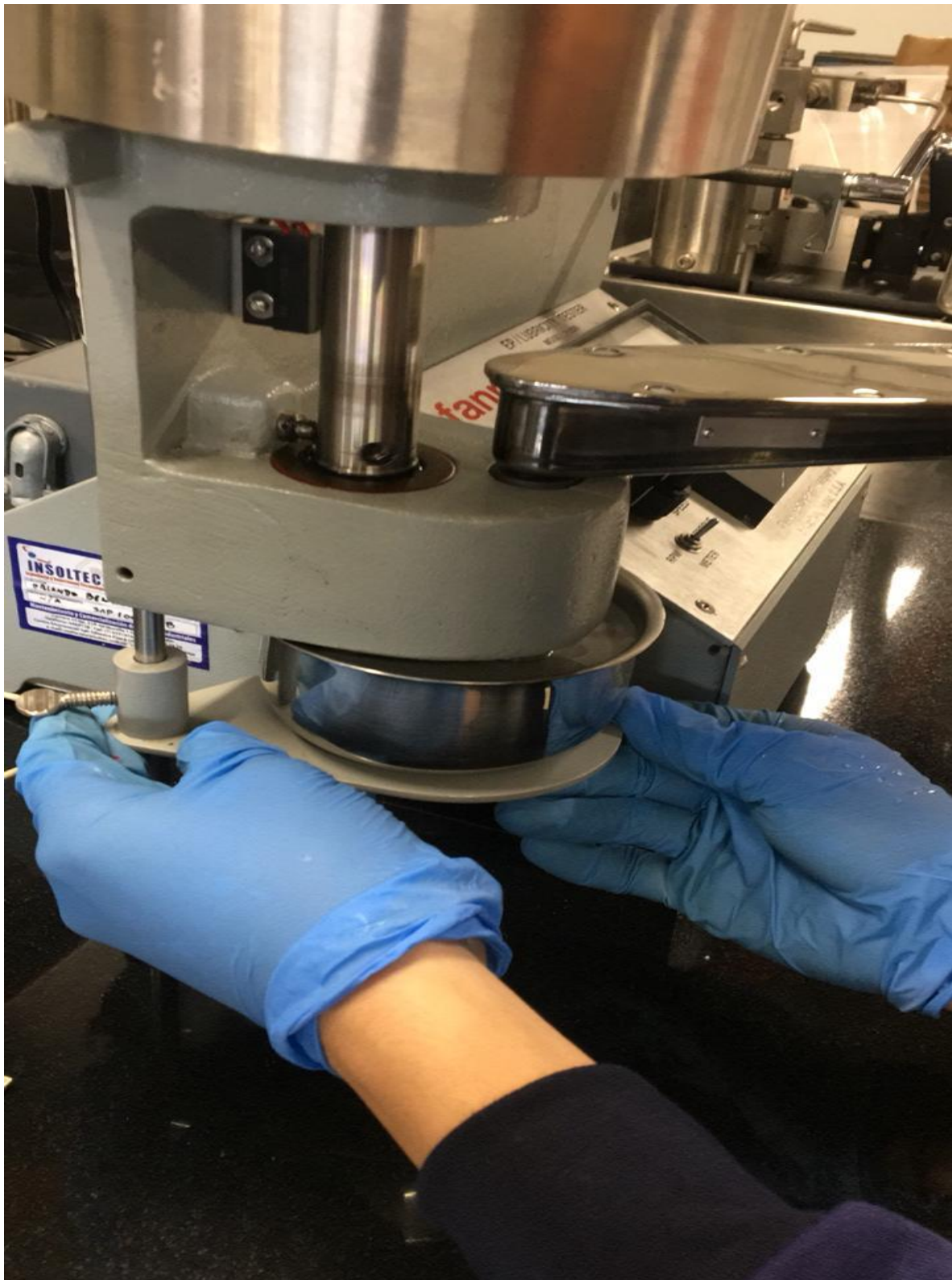
FILTRADO API



PROCEDIMIENTO

- Mantener disponible una presión de aire o gas de 100 psi.
- Retirar la tapa de la parte inferior de la celda limpia y seca. Colocar la junta tórica en una ranura en buen estado y volver la celda al revés para llenarla.
- Obturar la entrada con un dedo.
- Llenar la celda con lodo hasta 1/4 pulgada de la ranura de la junta tórica. Colocar el papel filtro encima de la junta tórica. Colocar la tapa encima del papel filtro con las bridas de la tapa entre las bridas de la celda, y girar en sentido horario hasta que quede apretada a mano. Invertir la celda, introducir el empalme macho de la celda dentro del empalme hembra del filtro prensa y girar en cualquier sentido para bloquear.
- Colocar un cilindro graduado apropiado debajo del orificio de descarga de filtrado para recibir el filtrado.
- Abrir la válvula de entrada aplicando presión sobre la celda.
- La prueba de API dura normalmente 30 minutos. Al término de la prueba, cerrar la válvula.
- Después de desconectar la fuente de presión, la presión se purgará automáticamente.
- Retirar la celda.
- Registrar el filtrado en mililitros.
- Desmontar la celda, desechar el lodo y recuperar el papel filtro con mucho cuidado para perturbar lo menos posible el revoque. Lavar el revoque minuciosamente para eliminar el exceso de lodo. Medir el espesor del revoque y registrar la medida en 1/32 de pulgada.

LUBRICIDAD



PROCEDIMIENTO

- Limpiar el anillo y el bloque de ensayo con un limpiador en polvo de utilización general que contenga Clorinol, y enjuague completamente con agua. Antes de comenzar el ensayo, todas las partes del instrumento y el área de la muestra deberán estar limpias.
- Colocar el anillo para el ensayo de lubricidad sobre el eje principal y, usando una llave inglesa, asegúrelo con la tuerca de retención del anillo. Asegúrese que el anillo se asiente encuadrándose sobre los ahuecamientos del eje. Evite tocar el lado exterior del anillo de ensayo, para evitar la contaminación que provocará resultados incorrectos en el ensayo.
- Colocar cuidadosamente el bloque de ensayo en el porta bloque, con el lado cóncavo mirando hacia afuera y alinéelo con el anillo de ensayo.
- Encender el instrumento y deje que el mismo corra por aproximadamente 15 minutos. Rotar la perilla de control de velocidad hasta que el indicador registre 60 rpm.
- Después de los 15 minutos, llevar el torque a cero, ajustando la perilla hasta que el registro de torque sea cero. Corra la unidad durante aproximadamente 5 minutos más y ajustar nuevamente si fuese necesario.
- Llenar la copa de acero inoxidable con agua desionizada y coloque él apoya-copa en un nivel inferior. Eleve él apoya-copa hasta que el anillo esté sumergido y asegurado en su lugar con el tornillo de mariposa.
- Posicionar el brazo de torque de tal forma que este encaje dentro de la porción cóncava de la abrazadera del brazo de torque. Gire el ajuste de torque manual en dirección a las agujas del reloj, hasta que se hayan aplicado 150 pulg-lb de torque al bloque de ensayo.

- NOTA: Nunca aplique torque al anillo de ensayo a menos que esté sumergido en un fluido.
- Si fuese necesario, ajuste la velocidad rotacional de 60 rpm.
- Deje que la máquina corra por 5 minutos y luego chequee la lectura de torque. La misma debería estar entre 33 y 36 y debería ser estable hasta +2. El coeficiente de fricción (F/W) es la lectura de la medida de torque dividida por 100 (150 plg-lb @ 1.5 plg produciendo 100 psi). El valor del coeficiente de fricción para el agua debería ser de 34 a 60 rpm y 150 plg-lb de fuerza, si toda la estructura metalúrgica del anillo-bloque fuera la misma. Debido a que esto no siempre se cumple, se deberá usar un factor de corrección en la lectura de 34. Si el valor de coeficiente de fricción para el agua está en este rango, proceda hasta el paso 9. Si el instrumento no está en este rango, vaya a la sección de estandarización del bloque de ensayo descripta más abajo.
- LIMPIEZA: Rote manualmente el ajuste de torque en contra de las agujas del reloj hasta que el torque registrado sea cero. Baje el soporte de la copa y descargue el fluido. Limpie cualquier fluido remanente en la copa, el bloque de ensayo, el porta bloque y el anillo de ensayo.
- Mezcle la muestra de fluido durante al menos 10 minutos. Luego asegúrese que el instrumento esté limpio de cualquier ensayo previo. Vuelque la cantidad deseada de fluido de ensayo dentro de la copa de acero inoxidable. Coloque sobre el porta copa y eleve hasta que todas las superficies metálicas, por ejemplo, el porta bloque y el anillo de ensayo, se encuentren completamente sumergidas en el fluido. Ajuste con el tornillo de mariposa.
- Gire la perilla de control de velocidad hasta que el indicador registre 60 rpm. Ajuste el torque a cero con la perilla de ajustamiento hasta que el mismo sea cero. Corra el ensayo durante aproximadamente 5 minutos y ajuste si fuera necesario.

- Gire manualmente el ajuste de torque en dirección a las agujas del reloj, hasta que se haya aplicado un toque de 150 pulg-lb al bloque de ensayo. Deje que el instrumento corra durante 3 a 5 minutos.
- Luego de que hayan pasado los 3 a 5 minutos, registre la lectura de torque y libere el torque sobre el brazo.
- Repita los pasos 10 a 13 usando idéntico fluido, o una nueva muestra que contenga los lubricantes a ensayar agregados al fluido.
- Apague el interruptor del instrumento. Baje la porta copa y gire la abrazadera del brazo de torque hacia arriba y para afuera. Gire hacia el brazo de torque para permitir la remoción del bloque de ensayo. Remueva el bloque de ensayo y lávelo vigorosamente con agua. Remueva la copa y descargue el fluido de ensayo. Usando un limpiador en polvo que contenga Clorinol o equivalente, lave y limpie el eje principal, la cabeza de tornillo embebida, el porta bloque, el buje ajustable

ACRECIÓN





PROCEDIMIENTO

- Limpieza y pesar el cilindro.
- Insertar cilindro en el fondo de la celda de prueba.
- Llenar la celda hasta la mitad con fluido de perforación.
- Adicionar 40 gr de arcilla reactiva, distribuida uniformemente alrededor del cilindro.
- Terminar de llenar la celda de prueba con fluido de perforación.
- Llevar el horno a temperatura de yacimiento.
- Colocar horizontalmente en los rodillos del horno la celda de prueba.
- Al cabo de 20 minutos, retirar la celda del horno para posteriormente sacar el cilindro y proceder a lavarlo rápidamente con agua para eliminar el exceso de lodo.
- Pesar el cilindro
- Registrar de peso.
- Repetir el mismo procedimiento para tiempos de 30 y 60 minutos.