

ELABORACIÓN DE UNA APLICACIÓN MÓVIL PARA EL COMPORTAMIENTO
DEL SELLO LUTITICO CON RELACIÓN AL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Juan David Marun Roca
José Luis Núñez Lozada

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2020

ELABORACIÓN DE UNA APLICACIÓN MÓVIL PARA EL COMPORTAMIENTO
DEL SELLO LUTITICO CON RELACIÓN AL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Juan David Marum Roca,
José Luis Núñez Lozada

Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

Director.
M.Sc. Luis José Abaunza

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2020

DEDICATORIA

Dios, por medio de la vida, nos brinda oportunidades, nos pone ángeles en el camino y finalmente, nos espera al final con los brazos abiertos en la paz de su amor y misericordia, por eso hoy le agradezco en particular por la bendición de poder graduarme como Ingenieros de Petróleo, al cumplir con el requisito culmen de mi anhelado y luchado proyecto de grado, para el cual como siempre conté con la presencia de mis Padres, a quienes agradezco su apoyo, consejo y amor especialmente en este proceso.

Dios, también dispuso dos personas especiales para que fueran mi compañía en esta travesía, mi director de tesis el profesor Luis José Abaunza a quien le agradezco el enriquecimiento intelectual que me aportaron en esta parte de mi vida, su paciencia, su ayuda y sus sugerencias invaluable y necesarias para que hoy esté dando gracias por mi proyecto terminado.

También Dios dispuso otras personas para que me apoyaran en este recorrido, amigos, compañeros de carrera y familiares a quienes agradezco sus palabras de aliento y su presencia en esta etapa y finalmente a ti, que me has apoyado y acompañado haciéndome saber que estás para mí, de diferentes formas y en cualquier momento.

¡Gracias Dios, Gracias a la vida, Gracias a ustedes y gracias a mí!

Juan David Marum Roca & José Luis Núñez Lozada

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	10
1. OBJETIVOS.....	11
1.1. OBJETIVO GENERAL	11
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	11
2. MARCO DE REFERENCIA	12
2.1. LUTITAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA	12
2.2. QUÍMICA DE LAS LUTITAS	13
2.2.1. Tipos de Arcillas.....	16
2.2.2. Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC).	18
2.3. LODO DE PERFORACIÓN.....	20
2.3.1. Propiedades fisicoquímicas del fluido de perforación.	20
2.3.2. Funciones del fluido de perforación	25
2.3.3. Clasificación de los fluidos de perforación	28
2.4. INHIBIDORES PARA LOS SELLOS LUTITICOS EN EL LODO DE PERFORACIÓN.....	36
2.4.1. Sales.....	36
2.4.2. Polímeros.....	39
2.4.3. Asfaltenos.	41
2.4.4. Grafitos	41
2.4.5. Gilsonita	41

2.4.6. Silicatos.....	41
2.4.7. Aminas	42
2.4.8. Inhibidores de arcillas a usar	44
2.5. CASOS EXITOSOS DE INHIBIDORES	47
3. REQUERIMIENTOS PARA ELABORAR LA APLICACIÓN MÓVIL.....	53
4. ELABORACIÓN DE LA APLICACIÓN MOVIL.....	57
5. CONCLUSIONES	62
6. RECOMENDACIONES.....	63
BIBLIOGRAFÍA.....	64

LISTADO DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Geometría molecular de las arcillas.....	14
Figura 2. Capa unitaria de arcilla.	16
Figura 3. Fotomicrografía Real de una Partícula de Bentonita	19
Figura 4. Clasificación general de los fluidos de perforación	29
Figura 5. Clasificación de los polímeros según su carga eléctrica.....	33
Figura 6. Interfaz SDK de Android.	54
Figura 7. Interfaz Inicio Android Studio	54
Figura 8. Guía Android.....	55
Figura 9. Interfaz de Android Studio.	56
Figura 10. Algoritmo de la aplicación INHIBIR	58
Figura 11. Interfaz de la aplicación móvil.....	60

LISTADO DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Tamaños de granos en rocas sedimentarias.....	12
Tabla 2. Sistemas de lodo base aceite	34
Tabla 3. Rangos operacionales de aplicabilidad recomendados para fluidos estabilizadores de lutitas.....	44
Tabla 4. Mecanismos de estabilización de lutitas.	45
Tabla 5. Composiciones generalizadas de arcillas en formaciones lutíticas.....	46
Tabla 6. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base Glicol.....	48
Tabla 7. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base Gilsonita.....	49
Tabla 8. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base formiatos.....	50
Tabla 9. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base silicatos.....	51
Tabla 10. Rangos de aplicabilidad de los aditivos de acuerdo con las revisiones bibliográficas de los campos extranjeros seleccionados.....	52
Tabla 11. Cuestionario de la aplicación móvil.....	57

RESUMEN

TÍTULO: ELABORACIÓN DE UNA APLICACIÓN MÓVIL PARA EL COMPORTAMIENTO DEL SELLO LUTITICO CON RELACIÓN AL FLUIDO DE PERFORACIÓN.*

AUTORES: JUAN DAVID MARUM ROCA, JOSE LUIS NUÑEZ.**

PALABRAS CLAVE: PERFORACIÓN, LODO, LUTITA, SELLO LUTITICO, APLICACIÓN MOVIL.

DESCRIPCIÓN:

La perforación de cualquier pozo, sin importar la ubicación, siempre trae consigo lutitas o arcillas, las cuales genera problemas operacionales graves, disminuyendo la reología del fluido de perforación, permitiendo con ello una ineficacia en sus funciones, no obstante, para evitar dichos problemas se procede a inyectar al lodo con inhibidores de arcillas, las cuales evitan el hinchamiento y posterior esparcimiento de las lutitas en pozo; saber cuál se debe utilizar requiere un planteamiento de la formaciones a perforar con problemas de hinchamiento de arcillas, los cuales se detallan en el presente libro.

Se investigará referentes bibliográficos para los inhibidores de arcilla, en el cual se mencionen las reacciones del lodo de perforación con las arcillas, que según se investiga, son las arcillas de segundo y tercer orden las más reactivas, pues las de primer orden no son reactivas al fluido de perforación, se caracterizarán las propiedades que permiten dichas reacciones, permitiendo comprender de mejor manera los impactos que estas generan. Después de comprender como afecta la lutita al lodo de perforación, se busca académicamente las distintas maneras de controlarlas, haciendo énfasis en los inhibidores de arcillas, ya con dicha información, se procede a realizar una aplicación móvil educativa en Android Studio, en la que se explique todo lo mencionado anteriormente.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M.Sc. Luis José Abaunza

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A MOBILE APPLICATION FOR THE BEHAVIOR OF THE LATTICE SEAL IN RELATION TO THE PERFORATION FLUID *

AUTHORS: JUAN DAVID MARUM ROCA, JOSE LUIS NUÑEZ.**

KEY WORDS: DRILLING, MUD, LIGHT, LIGHT SEAL, MOBILE APPLICATION

DESCRIPTION:

The drilling of any well, regardless of the location, always brings shales or clays, which generates serious operational problems, reducing the rheology of the drilling fluid, thereby allowing inefficiency in its functions, however, to avoid such problems proceeds to inject the mud with clay inhibitors, which prevent swelling and subsequent spreading of shale shales; Knowing which one should be used requires an approach to the formations to be drilled with clay swelling problems, which are detailed in this book.

Bibliographic references for clay inhibitors will be investigated, in which the reactions of the drilling mud with the clays are mentioned, which as it is investigated, are the second and third order clays the most reactive, since the first order ones are not reactive to the drilling fluid, the properties that allow said reactions will be characterized, allowing a better understanding of the impacts they generate. After understanding how shale affects drilling mud, the different ways to control them are searched academically, with emphasis on clay inhibitors, and with this information, an educational mobile application is carried out in Android Studio, in which Explain everything mentioned above.

* Bachelor Degree Project.

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: M.Sc. Luis José Abaunza

INTRODUCCIÓN

Las lutitas se incorporan al lodo de perforación inequívocamente, siendo esto muy perjudicial para su sistema, pues altera las propiedades físicas y reológicas del fluido, esto por la acción propia de las lutitas, las cuales son laminas que se hinchan con agua.

En la presente tesis se analizará la acción reactiva del lodo de perforación, como ocurre el intercambio iónico con otros elementos, químicamente el funcionamiento de los inhibidores de arcilla y su uso de casos reales. La parte teórica permite encontrar el grupo de inhibidores que después se usará en la aplicación móvil.

La aplicación móvil se realizará con programación orientada a objetos, para ello será tipo cuestionario, en donde al oprimir el botón calcular, este dirá cual inhibidor se recomienda usar.

1. OBJETIVOS

1.1.OBJETIVO GENERAL

Elaborar una aplicación móvil para la evaluación del comportamiento del sello lutítico frente al fluido de perforación.

1.2.OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Realizar revisión bibliográfica sobre la interacción entre fluido de perforación y sello lutítico, problemas operacionales que genera y soluciones planteadas en la industria, para su posterior síntesis.
- Sintetizar la información con las soluciones adoptadas, permitiendo así su posterior ejecución en la creación de la aplicación móvil y su respectivo algoritmo.
- Ejecutar la aplicación móvil de los comportamientos de sellos lutítico con relación a los fluidos de perforación con Android Studio y verificar su funcionalidad con información bibliográfica.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1.LUTITAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

La lutita se define como: roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor. Es la roca sedimentaria más abundante¹.

Las lutitas poseen un tamaño de grano, el cual es inferior a 0.002 mm, en la Tabla 1 se ilustra los distintos tamaños de grano en rocas sedimentarias y se estima que más del 75% de las perforaciones son realizadas en lutitas² y es que, además, también es una roca sello, lo que permite crear trampas ideales para encontrar crudo.

Tabla 1. Tamaños de granos en rocas sedimentarias.

Nombre	Tamaño del grano (mm)
Grava	Mayor a 2
Arena	2.0 - 0.06
limo	0.06 - 0.002
Arcilla o lutita	Menor a 0.002

Fuente: EMILIANO García. Las arcillas: propiedades y uso. Salamanca: Universidad de Salamanca. Desconocido. p 7-8.

¹SLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/shale.aspx>.

² ANTONIO Arauko. control óptimo de la inhibición y estabilización de las lutitas y arcillas en los fluidos de perforación base agua. Lima: Universidad nacional de ingeniería. Facultad de ingeniería de petróleo. 2012. p 20.

La diferencia entre Lutita y arcilla no radica en el tamaño de grano, sino que la primera es una roca (ha sufrido un proceso de diagénesis) y la última no³

2.2.QUÍMICA DE LAS LUTITAS

El entendimiento riguroso y amplio de las arcillas es una de las herramientas más importante del ingeniero de lodos. La arcilla se puede añadir intencionalmente, como es el caso de M-I GEL, o puede entrar en el lodo como un contaminante bastante perjudicial mediante dispersión de sólidos de perforación.

En cualquier situación de las dos nombradas anteriormente, la arcilla se transforma en una parte activa y relevante del sistema. Por tal motivo, es menester comprender la química básica de la misma en pro de controlar correctamente el lodo de perforación.

Arcilla es un término geológico bastante amplio que se usa normalmente para describir los sedimentos, suelos o rocas compuestos de partículas minerales y materia orgánica de granos bastante finos (inferior a 2 micrómetros).

Un ejemplo para ello son las arcillas de jardín (a veces llamadas arcillas tipo “gumbo” (arcillas plásticas)). Estas arcillas son blandas y plásticas cuando están húmedas (mojadas), pero se endurecen cuando se encuentran secas, esta propiedad se relaciona con la presencia de ciertos minerales arcillosos.

Los minerales arcillosos son, en su mayoría, compuestos por silicato de aluminio de granos finos que tienen microestructuras bien definidas. En la clasificación

³ JUMIGOPA. Diferencia de rocas sedimentarias. [En línea]. 30 de octubre del 2008. Disponible en: <https://www.todoexpertos.com/categorias/ciencias-e-ingenieria/geologia/respuestas/1944136/diferencia-de-rocas-sedimentarias>.

mineralógica, los pertinentes a las arcillas se encuentran clasificados como silicatos estratificados, debido a que la estructura dominante se compone de capas formadas por capas de sílice y alúmina, cada capa es de una estructura laminar y delgada y se denomina capa unitaria. Por ejemplo, un mineral de silicato estratificado normal sería la mica o la vermiculita, las cuales se pueden separar en capas finas a lo largo de los planos de clivaje. La gran mayoría de los minerales arcillosos poseen una morfología laminar. Según las unidades repetidas de la estructura, los minerales arcillosos también pueden clasificarse de acuerdo a la relación de capas de sílice a alúmina, tal como 1:1, 2:1 y 2:2, además, dependiendo si estos minerales arcillosos son estratificados o en forma de aguja.

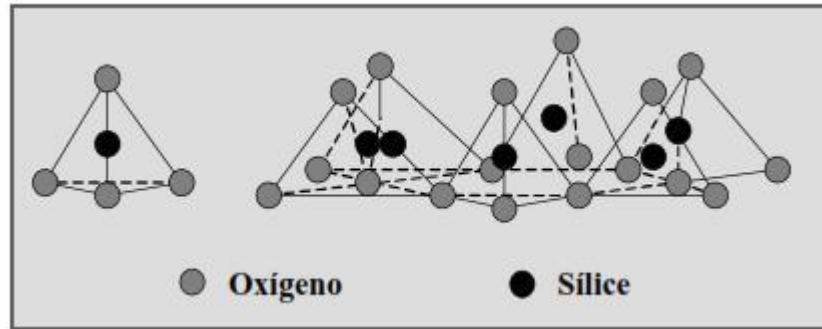
En la industria de los lodos de perforación, ciertos minerales arcillosos, como es la esmectita (uno de los principales componentes de la bentonita), suele usarse para proporcionar viscosidad, control de filtrado y estructura de gel.

Las arcillas pertenecientes a formaciones geológicas se incorporan inevitablemente al sistema del fluido de perforación durante la acción de la broca y pueden causar distintos problemas. Por tal situación, los minerales arcillosos pueden ser beneficiosos o dañinos para el lodo, según sea el caso.

Los minerales de arcilla son de naturaleza cristalina, y la estructura atómica de sus cristales es el factor principal para determinar sus propiedades. La identificación de arcillas se lleva a cabo por análisis de difracción de rayos X, espectro de adsorción.

La mayoría de las arcillas se encuentran formadas por placas o láminas dispuestas cara a cara. Una placa individual está compuesta por átomos dispuestos de una forma tetraédrica u octaédrica.

Figura 1. Geometría molecular de las arcillas

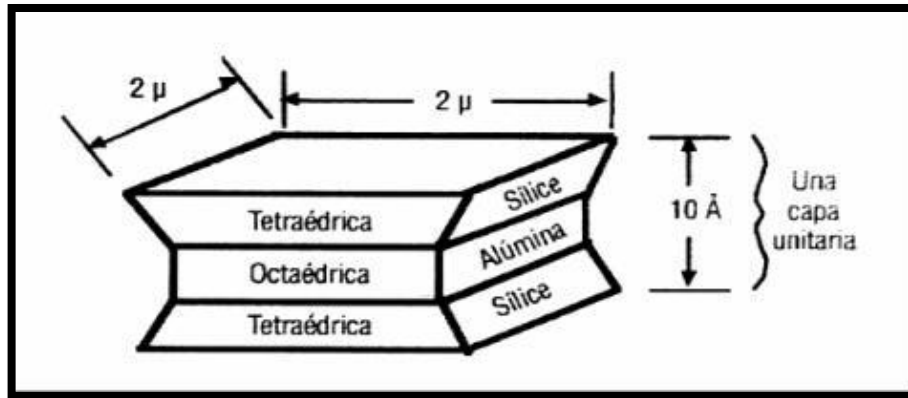


Fuente: ANTONIO Araujo. Control óptimo de la inhibición y estabilización de las lutitas y arcillas en los fluidos de perforación base agua. Lima: Universidad nacional de ingeniería, facultad de ingeniería de petróleo, gas natural y petroquímica. 2012. p 5.

Una capa octaédrica, puede poseer diferentes configuraciones según el átomo que se encuentre en el centro de la estructura, el cual puede ser aluminio, magnesio o hierro. Estos átomos centrales se encuentran en coordinación con iones hidroxilo, como se ilustra en la Figura 1. La capa tetraédrica se encuentra conformada por una configuración en donde cada átomo de sílice está coordinado con cuatro de oxígeno, como se muestra en la Figura 1.

Las arcillas son estructuras que agrupan de tres o dos capas, donde se unen una octaedral con una tetraedral o dos tetraédrica con una octaédrica, formando una celda unitaria, como se ilustra en la Figura 2. El intercambio iónico es la propiedad de las arcillas con mayor interés para el área de los fluidos de perforación. Los cationes son absorbidos en las superficies basales de los cristales de arcilla para compensar las sustituciones atómicas en la estructura cristalina.

Figura 2. Capa unitaria de arcilla.



Fuente: ANTONIO Araujo. Control óptimo de la inhibición y estabilización de las lutitas y arcillas en los fluidos de perforación base agua. Lima: Universidad nacional de ingeniería, facultad de ingeniería de petróleo, gas natural y petroquímica. 2012. p 6.

Los cationes y aniones son atraídos a los bordes del cristal, porque la interrupción de la estructura del cristal a lo largo de uno de sus ejes resulta en la rotura de los enlaces iónicos. El total de cationes absorbidos, expresado en mili-equivalentes por cien gramos de arcilla seca, se denomina capacidad de intercambio catiónico (CEC).

2.2.1. Tipos de Arcillas: Existe una gran variedad de minerales arcillosos, pero los que interesan en relación con los lodos de perforación se pueden clasificar en tres tipos.

2.2.1.1. Primer tipo: Consta de arcillas en forma de aguja no hinchables, como la atapulguita o la sepiolita. Se teoriza que la forma de las partículas es la causante de la capacidad que la arcilla posee para aumentar la viscosidad.

El tamaño normal de cristales finos y la forma de aguja permiten que la arcilla adopte una estructura de “escobillas amontonadas” en suspensión, demostrando así una

gran estabilidad coloidal, inclusive, en presencia de altas concentraciones de electrolitos.

Debido a su forma y su característica no hinchable, este grupo de arcillas demuestran un control de filtración muy pobre. Por tal motivo, la atapulgita se usa tradicionalmente como mejorador de viscosidad en los lodos base agua salada, mientras que la sepiolita se usa generalmente como viscosificador suplementario para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura. Este grupo de arcillas son poco recurrentes en formaciones con presencia de hidrocarburos.

2.2.1.2.Segundo tipo: Son las arcillas laminares no hinchables (o ligeramente hinchables), como la illita, clorita y kaolinita.

2.2.1.3.Tercero tipo: Son las montmorillonitas laminares, la cuales son muy hinchables.

El segundo y el tercer tipo de minerales arcillosos son recurrentes en las lutitas de las formaciones con presencia de hidrocarburos, en el siguiente orden y en cantidades decrecientes: (1) illita, (2) clorita, (3) montmorillonitas y (4) kaolinita.

Como se encuentran presentes en las formaciones perforadas, estas arcillas se dispersan en cantidades variables al interior del sistema de fluido de perforación. Las montmorillonitas presentes en las lutitas son generalmente cálcica, porque está en equilibrio con el agua de la formación, la cual es generalmente rica en calcio.

Las montmorillonitas sódicas (bentonita de Wyoming, M-I GEL y M-IGEL SUPREME) también se añade normalmente a un lodo para aumentarla viscosidad y reducir el filtrado.

Las propiedades de filtración y reológicas del lodo son directamente proporcionales a la cantidad de diferentes arcillas contenidas en el lodo. Como la montmorillonita es añadida normalmente a un lodo para controlar las cualidades anteriormente mencionadas, los otros tipos de arcillas pueden ser considerados como contaminantes, dado su poca eficiencia en comparación a una arcilla comercial.

En agua dulce, las capas adsorben el líquido y se hinchan hasta el extremo en que las fuerzas de unión en la arcilla se debilitan y las capas individuales se pueden disociar de los paquetes. La disociación de estos paquetes en múltiples capas se denomina dispersión. Este aumento del número de partículas, junto con el aumento resultante del área superficial, causa el espesamiento de la suspensión. La Figura 3 es una fotomicrografía real a una partícula de bentonita, se nota que puede parecer a un abanico abierto y que varias de las partículas laminares se traslapan.

Esta forma característica de las partículas es lo que produce el llamado efecto de “cinglado”, importante para el control de filtrado.⁴

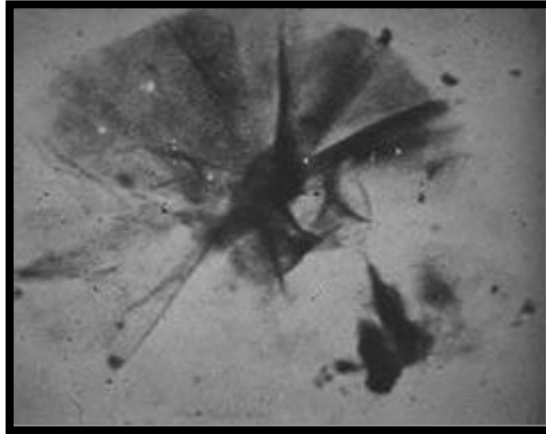
2.2.2.Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC): La propiedad de las arcillas de mayor interés en el área de los fluidos de perforación es el intercambio iónico. Los cationes son absorbidos en las superficies basales de los cristales de arcilla para compensar la sustitución atómica en la estructura del cristal.

La capacidad de absorber agua, la cantidad de cationes intercambiables (CEC) y el área superficial son fenómenos muy relacionados entre sí, llamadas propiedades coligativas de la arcilla y dichas propiedades son básicamente medidas de

⁴ ENERGY API. MANUAL DE FLUIDO DE PERFORACIÓN. Procedimiento estándar para el fluido de perforación. Texas: Instituto Americano del petróleo. 2001. p. 4B.2 – 4B.6

reactividad de las arcillas. Como la CEC es fácil de medir, se trata de un método práctico para evaluar la reactividad de las arcillas.

Figura 3. Fotomicrografía Real de una Partícula de Bentonita



Fuente: ANTONIO Araujo. Control óptimo de la inhibición y estabilización de las lutitas y arcillas en los fluidos de perforación base agua. Lima: Universidad nacional de ingeniería, facultad de ingeniería de petróleo, gas natural y petroquímica. 2012. p 9.

La CEC es la característica más importante de los minerales arcillosos y varía dependiendo del mineral, dado las diferencias estructurales y composición química del grupo mineralógico al cual pertenece. Los cationes compensadores que se adsorben en la superficie de la capa unitaria pueden ser cambiados por otros cationes que se denominan cationes intercambiables de la arcilla.

La cantidad de cationes por peso unitario de la arcilla es medida y registrada como CEC (Capacidad de Intercambio Catiónico), y se expresa en mili-equivalentes por 100 g de arcilla seca (meq/100).

Dado su alta Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC), la esmectita es claramente mucho más reactiva que otros materiales minerales arcillosos, más sensible al agua y más hidratable.⁵

2.3.LODO DE PERFORACIÓN

El término fluido comprende líquidos, gases y/o mezclas de estos, siendo constituyente de la fase continua del lodo, en el cual tiene presente sólidos en suspensión, polímeros, sales y gases en solución que proveen las propiedades pertinentes para el óptimo funcionamiento del fluido de perforación.

2.3.1.Propiedades fisicoquímicas del fluido de perforación: En este apartado se tiene presente propiedades como: la densidad, reología, alcalinidad, lubricidad, pH del lodo y la función del lodo de perforación.

2.3.1.1.Densidad: Es el peso de un volumen de un fluido expresado en libras por galón (lpg), libras por pie cúbico (lb/ft³), gramos por centímetro cúbico (g/cm³), kilogramo por metro cúbico (kg/cm³) o gradiente como libras por pulgada cuadrada por cada mil pies de profundidad (psi/1000ft).

Esta propiedad se encuentra directamente relacionada con el porcentaje y peso de los sólidos presentes en el fluido, partiendo de esto, controla la presión hidrostática ejercida por la columna hidrostática, regulando las presiones de formación, evitando

⁵ ANTONIO Araujo. Control óptimo de la inhibición y estabilización de las lutitas y arcillas en los fluidos de perforación base agua. Lima: Universidad nacional de ingeniería, facultad de ingeniería de petróleo, gas natural y petroquímica. 2012. p 9-10.

exceder el gradiente de fractura. Para medir la densidad se utiliza la balanza de lodos.

2.3.1.2.Reología: La reología está directamente relacionada con los esfuerzos cortantes generados por el fluido de perforación mientras esté fluyendo, el comportamiento de este en la suspensión de los cortes hasta superficie y la generación de fuerzas estáticas de gel para suspender los sólidos cuando se detiene la circulación. Estas propiedades son viscosidad aparente, viscosidad plástica, punto de Cedencia, pérdida de filtrado y resistividad.

Viscosidad Aparente (VA): Es una medida a la resistencia del fluido a fluir, esto es ocasionado por los efectos de adhesión y cohesión debido a la atracción que existe entre las moléculas y el comportamiento de las partículas suspendidas en el lodo de perforación.

Viscosidad Plástica (VP): Es una medida absoluta de la resistencia al flujo, ocasionado por la fricción mecánica de los sólidos suspendidos en el lodo, determinado por la cantidad, tamaño, forma de estos y la viscosidad de la fase continua. Un incremento en Vp se traduce en un aumento en el contenido de sólidos. El control se hace con dilución.

Por definición la viscosidad es:

$$\mu = \frac{\text{Esfuerzo cortante}}{\text{Velocidad de corte}} \quad (1)$$

$$Vp = \frac{(\text{lect 600} - \text{lect 300}) \text{ lbs}/100 \text{ pie}^2 \times 5.11 \text{ dyn}/\text{cm}^2}{(600 - 300) \text{ rpm} \times 1.7 \text{ sec} - 1 \text{ lbs}/100 \text{ pies}^2} \quad (2)$$

$$Vp = \frac{(\text{Lect } 600 - \text{Lect } 300) \times 3 \text{ poise} \times 100 \text{ cp}}{300} \quad (3)$$

$$Vp = \text{Lect } 600 - \text{Lect } 300 \quad (4)$$

Punto de Cedencia (YP): Es la resistencia al flujo ocasionada por la atracción de cargas eléctricas sobre las superficies de las partículas presentes en el lodo.

Está en función del tipo de sólido y las cargas a la que se encuentra relacionada, la concentración de estos y la naturaleza iónica de las sales disueltas presentes en el fluido.

Esta propiedad nos permite el transporte de los cortes de perforación. En fluido No-Newtoniano se deberá aplicar una fuerza determinada para iniciar el flujo (el lodo de perforación entra en esta categoría), dicho de otra manera, es la fuerza que permite el inicio del movimiento.

$$Yp = \frac{(\text{Lect } 300 - Vp)lb}{100ft^2} \quad (5)$$

$$Yp = \frac{(2lect300 - lect600)lb}{100ft^2} \quad (6)$$

Se utilizan para evaluar las propiedades de flujo, capacidad de limpieza del hueco y características de adelgazamiento por corte.

Esfuerzo Cedente (YS): Es la fuerza requerida para iniciar el flujo; el valor calculado del esfuerzo cortante cuando la velocidad de corte es cero; es

independiente del tiempo, pero se le considera como una resistencia del gel en un tiempo cero.

Resistencia de gel: Es la medida de las fuerzas inter-particulares en el lodo a condiciones estáticas. Es importante suspender los sólidos y mantenerlos en flote cuando se ha pausado la circulación en cualquier operación de perforación. Estas resistencias de gel son medidas en intervalos de 10 segundos, 10 minutos y 30 minutos en un viscosímetro.

La reología del lodo de perforación permite determinar y controlar:

- Propiedades de suspensión
- Caída de presiones producidas en la sarta y en el espacio anular
- Reducir o minimizar las posibilidades de dañar la formación.
- Presiones de surgencia.
- Capacidad de limpieza del hueco

Perdida de filtrado: En la situación en donde la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido en el pozo es mayor que la presión de la formación, cierto volumen de la fase líquida del lodo se filtrará a través de las paredes permeables del pozo hacia el interior de las formaciones, generando un revoque o torta con la fase sólida en la parte exterior del pozo.

Existen dos tipos de filtrado en el pozo:

- Estático: Es donde el lodo está en reposo y el espesor de la torta aumenta con el tiempo.
- Dinámico: Es cuando el lodo está en movimiento, la torta es más delgada, pero en contraposición al anterior, la pérdida de volumen líquido es mayor.

Hay distintos métodos para determinar el filtrado a un lodo de perforación, el filtrado API a presiones moderadas (100 psi) y temperatura ambiente, el filtrado a alta presión y temperatura (HPHT), a condiciones de 500 psi y 250 °F, el filtrado PPT a condiciones de 1000 psi o más y 250 °F o más y el FANN 90 que es una filtración dinámica a alta presión y temperatura.

Resistividad. Es la resistencia ejercida por el lodo al paso de corriente eléctrica. Esta propiedad es importante en pro de determinar la veracidad en los resultados en registros eléctricos. Esta medida es importante para fluidos de emulsión inversa, debido a su relación directa con la estabilidad de la emulsión y es denominada estabilidad eléctrica.

2.3.1.3. Alcalinidad: Las valoraciones de alcalinidad determinan las concentraciones de iones hidroxilo (OH^-), bicarbonato (HCO_3^-) y carbonatos (CO_3^{2-}) midiendo la cantidad de ácido requerido para reducir el pH. Los boratos, silicatos, fosfatos, sulfatos y ácidos orgánicos (como el lignito) también pueden entrar en la valoración y/o los cálculos del tratamiento, con base en los valores de alcalinidad.

La alcalinidad es la potencia de combinación de una base medida por la cantidad de ácido que puede reaccionar para formar una sal. En la ingeniería de lodos, la alcalinidad por medio de fenolftaleína es indicada por el número de no serán mililitros de ácido sulfhídrico (H_2SO_4) 0,02 N (lodos base agua) requeridos para valorar un mililitro de filtrado (Pf) o lodo (Pm), reduciendo el pH hasta 8,3. La alcalinidad de filtrado de anaranjado de metilo (Mf) mide el ácido requerido para reducir el pH hasta 4,3.

2.3.1.4. PH del lodo: El valor del pH se usa para determinar la acidez o basicidad de las soluciones. Este valor se define como el logaritmo negativo de la concentración de iones hidrógeno. Bajos valores de pH corresponden a una acidez creciente y altos valores de pH corresponden a una alta basicidad. Un cambio de una unidad de pH corresponde a un aumento de diez veces la concentración de iones hidrógeno.

En general, los lodos de perforación deben ser alcalinos con valores de pH que oscilen entre 8 y 13 para prevenir la corrosión en la tubería, preservar y activar los aditivos del lodo y mantener las propiedades reológicas.

2.3.1.5. Lubricidad: Es la disminución de la resistencia a la fricción de la sarta a la rotación y al movimiento vertical del pozo (torque y arrastre), incrementando la vida útil de la broca y la sarta. La fricción puede suceder entre la sarta y el revestimiento o las paredes del hueco.

Para evaluar en el laboratorio la lubricidad de un lodo se utiliza un equipo especial medidor de lubricidad que puede simular la rotación de la tubería bajo las condiciones de presión a las que se encuentran sometida en el pozo.

2.3.2. Funciones del fluido de perforación. Este fluido empleado en la perforación cumple funciones específicas, como es: mejorar la eficiencia de la operación, mitigando impactos ambientales, disminuir daños a las formaciones perforadas y mantenimiento de la eficiencia de los equipos. Entre las principales funciones del lodo se cuentan:

- **Transporte y suspensión de cortes generados durante la perforación.**

Cuando la broca perfora a través de las formaciones se generan cortes, en algunas ocasiones estos ripios se derrumban. Debido a que estos cortes son más densos que el fluido, tienden a depositarse en el fondo del pozo. Para la remoción de estos se utiliza un movimiento ascendente del fluido en el anular.

La proporción a la cual se levantan los cortes se calcula como la diferencia entre la velocidad de circulación del lodo en el anular y la velocidad de caída de las partículas, dependiendo del tamaño, forma y densidad de estas, así como la densidad y viscosidad del fluido de perforación. Si no hay un efectivo transporte de estos cortes, se acumularan en el anular, incrementado presiones, torque e hidrostática y en otros casos ocasionando pegas, perdidas de circulación y disminución de la rata de penetración.

Cuando el lodo no está en movimiento este debe adquirir una estructura gelatinosa (geles) para mantener los sólidos en suspensión y evitar que los aditivos y cortes de perforación se depositen en el fondo del pozo y cuando se restaure la circulación recupere su fluidez, gracias a sus propiedades tixotrópicas.

➤ **Control de presiones de subsuelo**

Entre más se profundiza en la perforación, las presiones de las formaciones son más altas, esto debido a la sobrecarga y estabilizar los fluidos presentes en las formaciones (agua, gas y petróleo), es de vital importancia para evitar desplazamiento de fluido hacia el hueco. Este control se logra suministrando la presión hidrostática necesaria para estabilizar las paredes del pozo y balancear las presiones de formación directamente proporcional a la densidad y altura de la columna del fluido. El peso del lodo está limitado por la mínima presión necesaria para controlar el pozo y la máxima que no fracture la formación.

➤ **Lubricidad y enfriamiento de la broca y sarta de perforación**

La fricción y abrasión a la que es sometida la sarta de perforación y la broca contra las paredes y el fondo del pozo pueden disminuirse si se forma una capa delgada alrededor de las paredes del hueco, aumentando el tiempo de vida útil de la sarta y la broca. Además, por el rozamiento de la sarta contra las paredes del hueco se genera un calor excesivo, absorbido y disipado por el lodo durante la circulación.

➤ **Soporte de las paredes del hueco**

Algunas formaciones tienden a perder estabilidad cuando se perforaban generando derrumbes que desembocan en numerosos problemas. La composición química y las características del lodo deben integrarse para constituir una pared estable y consistente en las paredes del hueco hasta que se corra y cimente el revestimiento, esto se logra suministrando una densidad adecuada de lodo y la generación de una pared delgada, estable y consistente denominada torta o revoque.

➤ **Suspensión de la sarta y el revestimiento**

Ayuda a soportar enormes pesos a la torre de perforación de la sarta de perforación y revestimiento, por el empuje ascendente que ejerce el fluido sobre estas cuando se introducen en él. La fuerza de este empuje es igual al peso del volumen desplazado.

➤ **Interpretación de registros eléctricos**

Es de vital importancia la evaluación precisa de las propiedades físicas y químicas de la formación y del fluido cuando se corren registros eléctricos y para este proceso

es útil que la conductividad del lodo sea diferente a la de los fluidos presentes en la formación, para no causar erosión química ni física en las paredes del hueco.

➤ **Transmisión de energía hidráulica a la sarta y broca**

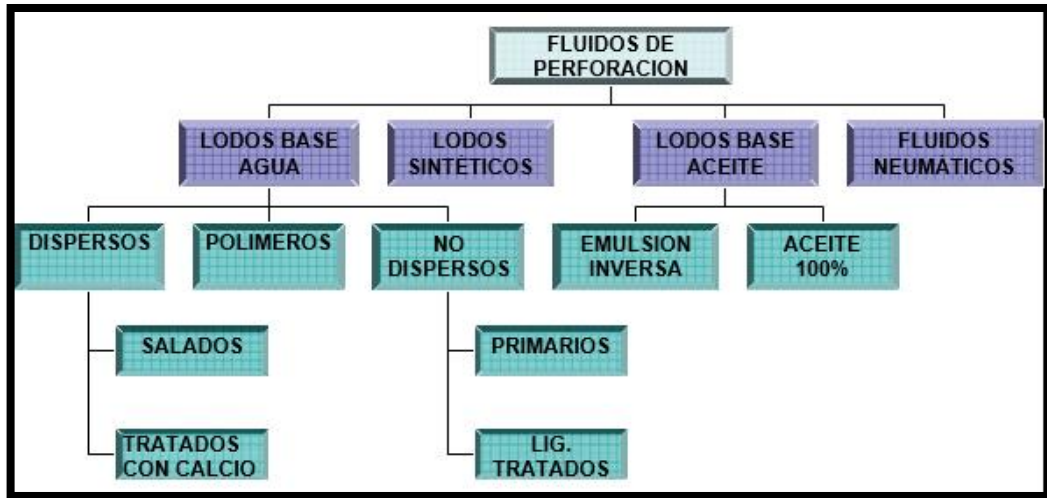
Las bombas en superficie proporcionan energía hidráulica para maximizar la tasa de penetración. El lodo que sale a velocidades altas por la boquilla de la broca remueve los cortes que están a su alrededor evitando que estos desgasten la herramienta y sean remolidos disminuyendo la tasa de penetración.

La energía hidráulica generada por el lodo se utiliza también para accionar los motores de fondo, haciendo girar la broca y herramientas como el MWD y LWD, utilizados en pozos direccionales, horizontales y normales cuando se busca verticalidad total.

2.3.3. Clasificación de los fluidos de perforación: Dependiendo de los requerimientos ambientales, económicos y operacionales en la perforación, existe variedad para la elección del lodo de perforación que satisfaga las necesidades de la operación. Los lodos se clasifican de acuerdo con su fase continua o base entre las mismas; están los lodos base agua, base aceite y fluidos neumáticos y dependiendo de los aditivos que lo constituyen.

2.3.3.1. Lodo de perforación base agua: La fase continua es el agua y para complementar las propiedades requeridas se utilizan aditivos como densificantes, viscosificantes, dispersantes, controladores de filtrado, material de puenteo, entre otros.

Figura 4. Clasificación general de los fluidos de perforación



Fuente: MARIA Maldonado. Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicado al campo balcón como sustitutos de lodo base aceite. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006. p 29.

Estos lodos son los más utilizados debido al menor costo de operación y bajo impacto ambiental. Se clasifican en:

✓ **Sistemas Dispersos**

Su principal característica es la dispersión de las arcillas, controlando la hidratación de la arcilla asegurando la estabilidad del hueco; presentan una alta tolerancia a la contaminación. Según los aditivos químicos utilizados se clasifican en:

- **Lodo Salado:** Su fase continua es una salmuera. Son utilizados generalmente para formaciones con un alto contenido de lutitas hidratables que tienden a desestabilizarse y derrumbarse en contacto con el agua, necesitando inhibición proporcionada por los iones disueltos en la salmuera. Las sales más utilizadas en la preparación de estos fluidos son el cloruro de calcio (CaCl), cloruro de sodio (NaCl) y cloruro de potasio (KCl) o agua de mar.

- **Lodos Tratados con calcio:** El calcio es usado en los lodos de perforación para evitar la desestabilización de las lutitas, derrumbamiento del hueco y previene el daño de formación. La cal hidratada (hidróxido de calcio), yeso (sulfato de calcio) y cloruro de calcio son los principales aditivos de estos sistemas. Resistente a la contaminación de sal y anhidrita, pero son susceptibles a la gelificación y solidificación a altas temperaturas.

✓ **Sistemas No Dispersos**

Estos lodos no contienen aditivos químicos para controlar las propiedades del lodo, utilizados para perforar pozos someros o en etapas primarias de pozos más profundos. Algunos autores lo consideran como lodos que tienen poco tratamiento químico.

Estos lodos son ineficaces a medida que aumenta la profundidad, temperatura y contaminación de sólidos. Se clasifican en:

- **Lodos Primarios:** Utilizados al iniciar la perforación. Constituido por agua, bentonita y cal hidratada (hidróxido de calcio). Poseen una tolerancia muy baja a la contaminación por sólidos y otras sustancias. Ejemplos: Spud Muds (Lodos de inicio), Bentonita extendida.
- **Lodos ligeramente tratados:** Presentan un cierto grado de tratamiento para suministrar las propiedades necesarias en la perforación como capacidad de arrastre, control de pérdidas de filtrado y densidad.

✓ **Lodos Polímeros**

Fluidos constituidos por una mínima cantidad de bentonita, polímeros de cadena larga y alto peso molecular. La mayoría de los polímeros empleados en la industria petrolera tienen un rango de operación menor a 300 °F, soluble en agua, aceite y soluciones salinas. Especialmente en fluidos de completamiento y fracturamiento.

Los polímeros son susceptibles a degradación por factores como calor, degradación mecánica, oxígeno, ataques biológicos, ácidos, sales y bases. Estos sistemas son utilizados para encapsular sólidos de perforación, para prevenir la dispersión, cubriendo con una película la lutita, evitando que se incorpore en el fluido; Incrementan la viscosidad del lodo; reducen la pérdida de filtrado y son utilizados como floculantes y defloculantes.

2.3.3.2.Lodo de perforación base aceite: Fluidos cuya fase continua o externa es un aceite como diesel o aceite mineral o una proporción de agua que se encuentra emulsionada. Se utiliza en casos donde se requiera una alta estabilidad del fluido e inhibición, en pozos de alta temperatura, huecos profundos, pegas y desestabilización de hueco. Son más costosos que los fluidos de perforación base agua por sus componentes y la disposición final de los sólidos, generando mayor contaminación

Los lodos base aceite son altamente tolerantes a los contaminantes debido a la baja interacción entre el aceite y la formación. Se pueden incorporar grandes cantidades de sólidos perforados al sistema sin afectar en forma significativa las propiedades. Estos lodos ofrecen máxima lubricidad reduciendo torque y arrastre, protección excepcional contra la corrosión, al mismo tiempo que sus productos son estables térmicamente y resistentes a las bacterias.

En las propiedades de los lodos base aceite influyen los siguientes parámetros:

- Relación aceite/agua.
- Tipo y concentración del emulsificante.
- Contenido en sólidos.
- Temperatura y presión pozo abajo.

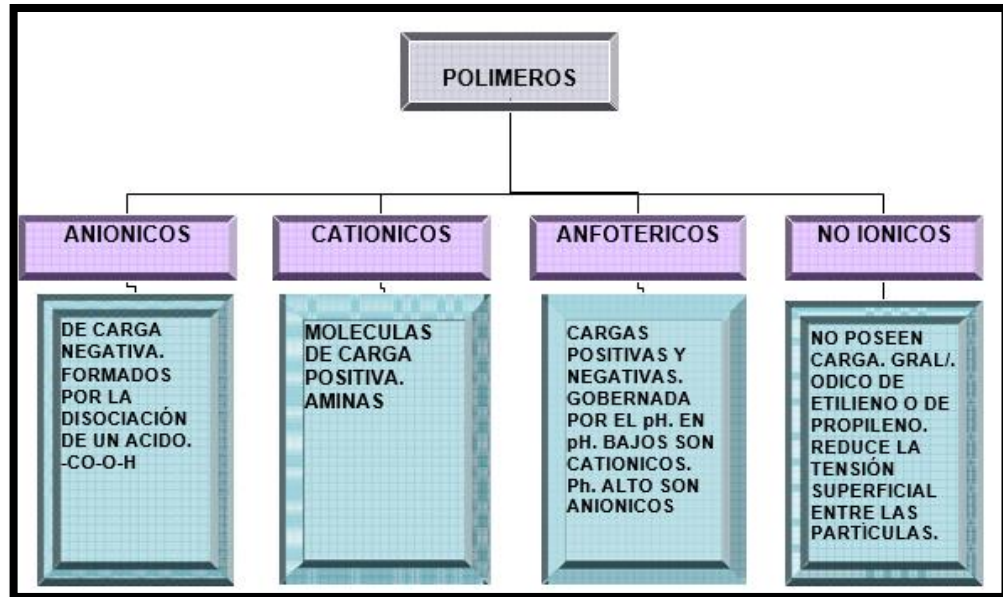
Los sistemas de lodo base aceite se clasifican en cuatro categorías. La Tabla 2 detalla los usos principales de estos diferentes sistemas

✓ **Sistemas de emulsión firme**

Una emulsión inversa es una emulsión de agua en aceite en la que el agua dulce o agua salada constituye la fase dispersa y el aceite diesel, crudo u otro aceite constituye la fase continua. El agua aumenta la viscosidad y el aceite reduce la viscosidad.

Los sistemas de emulsión firme ofrecen estabilidad a alta temperatura y tolerancia a los contaminantes. Estos sistemas usan altas concentraciones de emulsificante y agentes controladores de pérdida de fluido para dar mayor estabilidad a la emulsión y reducir pérdida de filtrado. El volumen del filtrado APAT (alta presión, alta temperatura) es comúnmente menor de 15 ml y debe ser todo aceite.

Figura 5. Clasificación de los polímeros según su carga eléctrica.



Fuente: MARIA Maldonado. Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicado al campo balcón como sustitutos de lodo base aceite. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006. p 31.

✓ **Sistemas de filtrado relajado (FR)**

Los sistemas de filtrado relajado no tienen nada o muy bajas concentraciones de emulsificante y agente controlador de filtrado. El aumento de filtrado en estos sistemas provee velocidades más rápidas de perforación que las logradas con sistemas de emulsión firme. El volumen de la pérdida de fluido APAT es de 15 a 20 cm³. Estos sistemas son estables a temperaturas de hasta 325°F (163°C).

2.3.3.3.Sistema Aceite 100%: Formulados solo con aceite en la fase continua, usados con frecuencia como fluidos de corazonamiento. Su alta tolerancia a la contaminación por sal y anhidrita, estabilidad a altas temperaturas, alto poder inhibitorio, estabilizador de shale y valores altos de lubricidad lo perfilan para ser usados para pozos con estos problemas.

Tabla 2. Sistemas de lodo base aceite

Sistema	Aplicación
Emulsión firme o apretada	Para uso general y en áreas de alta temperatura de hasta 500 °F
Filtrado Relajado (FR)	Para proveer más altos índice de perforación.
Aceite 100%	Para uso como fluido no perjudicial de extracción de núcleos y perforación
Alto contenido de agua	Para reducir la retención de aceite en los recortes; usado principalmente en zonas costa afuera que son ambientalmente sensibles.

Fuente: MARIA Maldonado. Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicado al campo balcón como sustitutos de lodo base aceite. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006. p 33.

✓ **Sistemas con alto contenido de agua**

Los sistemas de alto porcentaje de agua fueron desarrollados para ser utilizadas en áreas en que las descargas de aceite son restringidas, como en el Mar del Norte. Estos sistemas, que tienen una relación aceite-agua de 50/50, pueden reducir hasta un 45 % el aceite remanente en los recortes. Los sistemas de alto porcentaje de agua no son recomendados a temperaturas superiores a 250°F.

2.3.3.4.Lodos sintéticos: Los fluidos de perforación sintéticos han sido diseñados para lograr un desempeño similar a los lodos base aceite, para mitigar el impacto ambiental. Los fluidos sintéticos más usados son esterres, éteres y oleofinas isomerizadas. Fluidos que pueden descargarse sin problemas en operaciones costa afuera (off shore) y biodegradarse, pero no han sido muy aplicables por su alto costo.

2.3.3.5.Fluido neumático: En zonas en las que se presenta altas perdidas de circulación o zonas en las que se requiere una técnica de perforación por debajo del balance de presión (underbalance), es necesario utilizar fluidos de perforación que tengan muy baja densidad, constituidos por aire, neblina o espuma.

La perforación con aire inyecta aire seco o gas en el pozo que alcance velocidades anulares suficientes para remover los cortes generados en la perforación. En la perforación con neblina se inyecta un agente espumante en la corriente de aire que al mezclarse con el agua producida cubre los cortes y los remueva hasta superficie.

El sistema neumático causa un mínimo daño a la formación, aumenta la rata de penetración, proporciona rápido enfriamiento de la sarta de perforación y la broca y permite la detección inmediata de trazas de hidrocarburos, pero este tipo de fluido no provee un control adecuado del pozo, pues no ejerce una presión hidrostática sobre él.⁶

⁶ MARIA Maldonado. Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicado al campo balcón como sustitutos de lodo base aceite. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006. p 20-34.

2.4. INHIBIDORES PARA LOS SELLOS LUTITICOS EN EL LODO DE PERFORACIÓN

Por definición, inhibir es referente a detener o lentificar la hidratación, hinchamiento y desintegración de las arcillas y lutitas⁷, por lo que se puede utilizar el término solitario, ahora, es necesario comprender las características de los inhibidores existentes, su funcionamiento y eficacia. Los inhibidores existentes son sales, polímeros, asfaltenos, grafito, gilsonita, silicatos y aminas.

2.4.1. Sales: Son compuestos originados cuando un ácido reacciona y se sustituye una molécula de hidrógeno por otro elemento. Dependiendo del ácido en la reacción existen sales orgánicas e inorgánicas.

Las sales como elementos inhibidores disponen de una fuente de iones, como potasio, calcio y sodio, los cuales al interactuar con las arcillas se genera una inclinación a controlar el hinchamiento en presencia de un medio acuoso. Las sales orgánicas de uso común en los fluidos de perforación son los formiatos⁸

⁷ SLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/inhibit.aspx>.

⁸ DIEGO Reyez & FERNANDA Zambrano. Optimización de un fluido base agua con alta capacidad inhibitoria de arcillas para la perforación de la zona intermedia del campo dragón, distrito costa afuera. Maturín: Universidad de Oriente. 2012. p 23-24.

2.4.1.1. Cloruro de potasio: Son los lodos que contienen el ion potasio (K^+) disuelto en la fase acuosa. Los lodos de potasio son el sistema de lodo a base de agua más ampliamente aceptado para la perforación de lutitas sensibles al agua, en especial las lutitas duras y quebradizas. Los iones K^+ se adhieren a las superficies de la arcilla y dan estabilidad a la lutita expuesta a los fluidos de perforación por la barrena. Los iones también ayudan a mantener juntos los recortes de perforación, minimizando la dispersión en partículas más finas. La presencia de iones Na^+ contrarresta los beneficios de los iones K^+ y debe reducirse al mínimo utilizando agua dulce (no agua de mar) para el agua complementaria. Con el tiempo, los iones Na^+ , Ca^{+2} y otros iones se acumulan por el intercambio iónico con las arcillas, por lo que el lodo pierde eficacia, pero el tratamiento regular para quitar el Ca^{+2} mejora la función del polímero. El cloruro de potasio (KCl), es la fuente de potasio más ampliamente utilizada. Otras fuentes son el acetato de potasio, el carbonato de potasio, el lignito de potasio, el hidróxido de potasio y la sal de potasio de PHPA. El uso de arcilla de bentonita está restringido debido a su fuerte afinidad por el K^+ , en su lugar se utilizan diversos polímeros. El polímero XC y la PHPA se utilizan para mejorar la reología. Para controlar la pérdida de fluido a menudo se utilizan mezclas de almidón y celulosa polianiónica. También se utilizan almidón CM, almidón HP, carboximetilcelulosa y poliacrilato de sodio (SPA). La PHPA se utiliza ampliamente para la encapsulación de lutitas. Los polímeros similares al almidón, la cal y el potasio también se han utilizado como sistemas de lodo de potasio⁹

2.4.1.2. Cloruro de sodio: Es de las más utilizadas. Se forma solubilizando NaCl en agua, obteniéndose fácilmente una densidad aproximada de 1.16 g/cc y viscosidad aparente de 2 cp, con densidad máxima de 1.20 g/cc a 15.5 °C.

Esta salmuera libre de sólidos no daña a la formación y además tiene un costo muy económico. Sin embargo, tiene un limitado intervalo de densidades de operación. Son corrosivas e irritantes, y al rebasar su límite de saturación se precipita la sal.

2.4.1.3. Cloruros y bromuros de calcio/magnesio/zinc. Altas concentraciones de salmueras de CaCl_2 , CaBr_2 , ZnCl_2 , MgCl_2 y ZnBr_2 son normales para fluidos perforación base agua y completamiento de alto peso y poco contenido de sólidos. Los factores que los hacen apropiados para la perforación de lutitas son:

- Viscosidades de filtrado son altas, generando disminución en el flujo hidráulico.
- Pueden generar presiones osmóticas altas (En el orden de 1.000 MPa); no obstante, la eficacia de la membrana se encuentra en el orden de 1-10%, así que la presión osmótica efectiva realizada está en el orden de hasta 10-100 MPa), lo cual puede ser utilizadas para compensar parcialmente el desequilibrio hidráulico provocado por el lodo¹⁰

2.4.1.4. Sales de formiato y acetato: Los fluidos de perforación que son bajos en sólidos y basados en las salmueras de formiatos originalmente estaban diseñados para minimizar las pérdidas de presión, tienen capacidades de estabilizar polímeros a temperaturas altas, permitiendo mayor resistencia a cualquier otro fluido basado en polímeros, dado su alta densidades y poca acción corrosiva, son fluidos idóneos para operaciones de terminación y empaque de pozos.

Es un fluido diseñado para el uso de pozo con diámetro reducido dado su efecto de estabilidad térmica en polímeros y su alta densidad, siendo también menester

¹⁰ IZASA, Carlos & COLLAZOS, Sergio. Análisis del comportamiento del sello lutítico con relación al fluido de perforación y posibles analogías en formaciones colombianas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2018. p 31.

mencionar que se usa como estabilizador¹¹. Las sales de acetato, dado su ion de potasio y la química relacionada con ello permite su inhibición¹²

2.4.2. Polímeros: La materia está formada por moléculas que pueden ser de tamaño normal o moléculas gigantes llamadas polímeros. Los polímeros se producen por la unión de cientos de miles de moléculas pequeñas (polimerización) denominadas monómeros, que forman enormes cadenas de las formas más diversas. Los monómeros más comunes son: el Etileno, el Propileno y el Estireno; sus respectivos polímeros son el Polietileno, el Polipropileno y el Poliestireno respectivamente. Los monómeros que intervienen en el proceso de polimerización pueden ser iguales (homopolímeros) o diferentes (copolímeros).

El peso molecular de un polímero debe ser mayor a 10000 gr/mol y por lo menos debe tener 100 monómeros. Los polímeros son utilizados como viscosificantes, agentes controladores de filtrado o encapsulantes de sólidos. Los mecanismos por los cuales los polímeros estabilizan a las lutitas no se conocen con certeza. Siendo así, las cadenas poliméricas adsorbidas en múltiples sitios a lo largo de la estructura, uniendo las partículas de arcilla y encapsulando los recortes de perforación¹³.

¹¹ CRUZ, Enderson. Sistemas de fluidos basados en formiatos. [En línea]. Junio de 2017. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/317568436>.

¹² ARAUJO, Op. cit., p. 33.

¹³ REYEZ & ZAMBRANO, Op. cit., p. 25.

2.4.2.1. Polímeros anfotéricos: Los polímeros anfotéricos poseen cargas positivas y negativas, a bajo pH funcionan como catiónicos y a alto pH funcionan como aniónicos. El KLA -CURE II y el CLAY SEAL son algunos ejemplos de polímeros anfotéricos de bajo peso molecular. Estos polímeros se derivan de las poliaminas y son poderosos deshidratadores y/o supresores de arcillas que trabajan con baja concentración de bentonita, por lo tanto, requieren menor dilución. Son compatibles con polímeros aniónicos y catiónicos y normalmente se mezclan en concentración de 6 lb/bbl. Los polímeros anfotéricos flocculan los lodos con altos valores de MBT, causando excesiva viscosidad, de allí que solo se deben agregar cuando el lodo contenga baja concentración de sólidos reactivos; es decir, mínima cantidad de bentonita prehidratada (MBT < 12 lb/Bbl). Esta limitación obliga a prestar mayor atención al control del filtrado, cuando se estén utilizando polímeros anfotéricos.

2.4.2.2. Polímeros catiónicos: Estos polímeros tienden a floccular a las arcillas y tienen mayor capacidad para encapsular que los aniónicos. Se adhieren a las superficies o caras de las arcillas, donde predominan las cargas negativas, desplazando algunos cationes y moléculas de agua. La adsorción es rápida e irreversible. Estos polímeros precipitan instantáneamente cuando se mezclan con polímeros aniónicos y sus principales limitaciones son: estabilidad térmica, costo y control de reología. Entre algunos polímeros catiónicos comerciales, se tienen: POLY KAT, CAT-I, MCAT.

2.4.2.3. Polímeros aniónicos: Los aniónicos tienen cargas negativas. La mayoría de los polímeros utilizados en perforación son aniónicos, como CMC (Carboxi – Metil - Celulosa), PAC (Celulosa – Poli - Aniónica)¹⁴

¹⁴ BELLORIN, Pavel. Sistema de lodos. Maracay: UNEFA. 2015. p. 5.

2.4.3.Asfaltenos: Los asfaltenos o asfaltos sulfatados son inhibidores de lutitas y reductor del filtrado a alta presión y temperatura (HPHT). Ellos funcionan humectando la superficie de las microfracturas y microporos de las arcillas ocasionando la disminución con el fluido de perforación.

2.4.4.Grafitos: El grafito como inhibidor de arcillas no reacciona químicamente con la lutita, puesto que es un material cuya propiedad le permite la compresión dentro de la garganta de poro y su posterior expansión en la misma, sellándola en el caso de un aumento de presión a demás aumenta la lubricidad de los fluidos bases agua en concentraciones muy bajas y no altera las propiedades reológicas sin importar el contenido de esta en el lodo¹⁵.

2.4.5.Gilsonita: La gilsonita líquida es un excelente producto que proporciona estabilidad al pozo y al mismo tiempo controla la pérdida de lodos a alta presión y temperatura. Se sugiere utilizarlo en arcillas quebradizas, formaciones porosas y pozos direccionales. Resistente a contaminantes de lodo y compatible con muchos lubricantes¹⁶.

2.4.6.Silicatos: Es todo aquel mineral en el que el oxígeno y el silicio están coordinados para dar lugar a una estructura con forma de tetraedro¹⁷, dependiendo del tipo de silicato, este puede llegar a tener una capacidad de eficiencia de inhibición de 90,4%¹⁸.

2.4.6.1.Sulfato de potasio: Dado el intercambio iónico del ion de Potasio se permite el mecanismo de inhibición, no obstante, este es ideal a una concentración de 15000 ppm de K⁺ y entre un pH de 10 a 11¹⁹

¹⁵ TORRES, Joanna & VARELA, Diego. Estudio de la factibilidad para la reutilización de los fluidos de perforación base agua en las perforaciones de la zona productora en pozos de desarrollo de la

2.4.7.Aminas: Este inhibidor de arcillas, posee una base compuesta por multivalente catiónico de amina el cual, al contacto con el agua del fluido de perforación, se produce el ión amonio y dado su tamaño permite un intercambio catiónico entre el fluido y las arcillas, evitando su hidratación y posterior hinchamiento.

Suministra lubricidad al sistema, permitiendo facilidades en viajes de tubería y disminuyendo problemas durante la perforación como embotamiento de broca.

✓ **Mecanismo de inhibición de aminas**

La inhibición es ocasionada por el intercambio catiónico entre las arcillas y la amina. El diámetro iónico del ión potasio es 2.66 Å, valor aproximado a la distancia disponible de 2.8 Å en el espacio cristalino de la arcilla, el cual es el espacio entre capas que conforman la arcilla.

El catión amonio es de un tamaño muy similar al catión potasio, razón por la cual ofrece excelente capacidad inhibitoria. Adicional, se crea una película en la cara de la formación, la cual actúa como mecanismo de inhibición, evitando interacción con

campana de perforación 2011 para EP. Petroecuador. Quito: Escuela Politecnica Nacional. 2012. p. 18.

¹⁶ AGRICELL. Perforación. [En línea]. Disponible: en <http://www.agricel.com/perforacion.htm>.

¹⁷ MINERALES Y ROCAS. Grupo de minerales: Los silicatos. [En línea]. Disponible en: <https://www.mineralesyrocas.com/los-silicatos/>.

¹⁸ EDGAR, George; LEON, Miriam; RODRIGUEZ, Guadalupe; RODRIGUEZ, Yisell & ACOSTA, Ramón. Estudios de nuevos fluidos inhibidores para el control de inestabilidad del caño del pozo debido a las arcillas complejas. Habana: IV CONGRESO CUBANO DE PETROLEO Y GAS. 2013. p. 8.

¹⁹ CARVAJAL, Alex & TAPIA, Daniel. Estudio de los problemas de inhibición y dispersión de arcillas para mejorar un lodo de perforación aplicando en muestras de las formaciones Orteguaza, Tiyuyacu y Tena del bloque Tarapoa. Zulia: Escuela Superior Politécnica de Litoral. 2003. p. 8.

la formación. Para el óptimo funcionamiento del sistema no se requieren altas concentraciones de Amina.

✓ **Ventajas de las aminas**

Debido a la facilidad de intercambio con los cationes presentes en la arcilla, el sistema provee muy buena inhibición; siendo la amina soluble en agua y térmicamente estable. Asimismo, el filtrado del lodo por ser inhibido, no permite el hinchamiento de la matriz arcillosa, minimizando el daño de la formación; siendo compatible con los demás aditivos usados en la formulación de lodos base agua.

Mantiene un menor daño potencial a la formación, menor contenido de sólidos perforados, menor MBT, menores volúmenes de lodo, menores costos en tratamientos y disposición final y pocos impactos ambientales negativos²⁰.

La amina, permite mejores prácticas de perforación, mayor estabilidad de las arcillas y lutitas, diámetro del hueco más ajustado al diámetro de la broca, mejores operaciones de cementación y mejores lecturas de registros eléctricos.

El tratamiento de cortes de perforación, aguas y residuos asociados al lodo se realiza sin ninguna limitante ambiental, comparado con las sales de potasio, las cuales deben ser utilizadas en altas concentraciones para obtener niveles similares de inhibición.

²⁰ ANTONIETA Tacón. Fluido de perforación base agua con aminas, como sistema de última generación. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería. 2010. p 57-58.

2.4.8. Inhibidores de arcillas a usar

Los inhibidores para usar en la aplicación móvil son formiato, Glicol, Asfalto y Silicato, pues son los que se ha podido encontrar información sobre rango de aplicación, concentración, pH y uso de aditivos complementarios, los rangos operacionales básicos de estos se ilustran en la Tabla 3.

Tabla 3. Rangos operacionales de aplicabilidad recomendados para fluidos estabilizadores de lutitas

Nombre de la base del aditivo	Formiatos (Potasio, Sodio, Cesio)	Glicol	Asfalto (Gilsonita)	Silicato
Temperatura	Sobre 329 °F (K, Na), 400 °F (Cs)	>100 °F	>150 °F	< 190 °F (Hasta 250 con adición de glicol)
Densidad del lodo	Sobre 13.1 ppg (K, Na), 19 ppg (Cs)	9-18 ppg	9-18 ppg	8-15 ppg
Concentración en % Volumen	3-5	1-3	5-10 ppb	4-10
Uso de aditivos complemento	-	CaCO ₃ (15-30 ppg)	Glicol (ajustable)	KCl (27.03 ppg), NaCO ₃ (0.1 ppg), NaOH (0.2 ppb)
PH	8.5-9	9—10	-	11-12.5

Fuente: BAKER HUGHES. Fluidos. Manual de ingeniería. Agosto. 1998. M-I, Drilling fluids Engineering Manual. Versión 2.0.S.4/0.1. Modificado por los autores.

Los mecanismos de inhibición de arcillas de estos se ilustran en la Tabla 4.

Tabla 4. Mecanismos de estabilización de lutitas.

Categoría y tipo de fluido	Mecanismo de estabilización	Aplicación en las lutitas
Electrolitos (Fluidos que utilizan cloruro de sodio, sistemas de potasio, fluidos de yeso y cal, y de complejo de aluminio)	Proceso de intercambio catiónico Li+, Na+, K+, Mg++, Ca++, Al+++ Orden de sustitución creciente.	Lutitas hidratables, blandas, altamente dispersivas, lutitas con elevado contenido de montmorillonita y altos porcentajes de estratos mixtos con tendencias al hinchamiento
Asfaltos y gilsonitas	Taponar y sellar las microfracturas reduciendo la invasión de filtrado entre planos estratificados.	Lutitas medianamente duras, moderadamente dispersivas con tendencias a desmoronarse. Elevada lutita en arcillas interestratificadas. Algunas veces elevado contenido de illita y cloruro.
Glicol	Filtrado con glicol invade la formación más caliente, la temperatura del filtrado aumenta y el glicol disuelto sale de la solución y se adsorbe sobre la matriz de lutita. Atracción entre el glicol ligeramente aniónico y de carga positiva en las partículas de arcilla que se encuentran dentro de los recortes, el glicol libre es atraído hacia la arcilla y adsorbido sobre la superficie del ripio	Lutitas quebradizas presentes en formaciones de alta presión y temperatura
Silicatos	Generación de una película que reduce el filtrado y la invasión de presión entre las partículas de lutita.	Lutitas altamente dispersivas. Estos fluidos pueden ofrecer más estabilidad que los sistemas de base aceite o base sintética y pueden utilizarse junto con electrolitos para mayor inhibición.

Fuente: BAKER HUGHES. Fluidos. Manual de ingeniería. Agosto. 1998. Modificado por los autores

Con la tabla anterior se muestra la actividad inhibidora y las arcillas a las que les hace efecto, no obstante, no se especifica a cuáles, razón por la cual se debe ilustrar en dicha información como se muestra en la tabla 5.

Tabla 5. Composiciones generalizadas de arcillas en formaciones lutíticas

Características de la formación lutítica	Esmectita	Ilita	Intercalaciones ilita-clorita	Clorita	Caolinita
Arcilla blanda, alta dispersión	30-40	< 10	-	-	-
Arcilla blanda, dispersión bastante alta	30-40	> 40	-	<10	<4
Arcilla de dureza media, dispersión moderada, tendencia al desprendimiento	-	30-40	15-30	10-20	<5
Arcilla dura, poca dispersión, tendencia al desprendimiento	-	10-20	-	5-15	5-10
Arcilla muy dura, quebradiza, sin dispersión significativa, tendencia a derrumbes	-	>30	-	5-15	5-10

Fuente: O' Brien, D. E., & Chenevert, M. E. (1973, September 1). Stabilizing Sensitive Shales with Inhibited, Potassium-Based Drilling Fluids. Society of Petroleum Engineers

2.5.CASOS EXITOSOS DE INHIBIDORES

Se plantea una recopilación bibliográfica de las características litológicas en las formaciones extranjeras, las cuales emplearon aditivos inhibidores de hinchamiento de arcillas, generando mejoras en el desarrollo de los programas de perforación al evitar problemas operacionales tales como pueden ser: disminución en el diámetro del pozo, pega de tubería, daño a la formación, altas tasas de caving, entre otras.

Se relacionaron parámetros operacionales, problemas potenciales y propiedades litológicas de las formaciones extranjeras, con el fin de analizar las similitudes que hay entre estos datos, entablando un rango de implementación de los aditivos estabilizadores. Los aditivos que se seleccionaron para hacer las recomendaciones fueron aquellos que están en base *glicol, gilsonita, silicato y formiato*, los cuales han demostrado un buen desempeño en el desarrollo de los campos extranjeros al mitigar la inestabilidad de zonas arcillosas y proporcionar una reducción en los tiempos no productivos en las operaciones.

A continuación, se ilustra en tablas formaciones en el extranjero con sus respectivos inhibidores

Tabla 6. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base Glicol.

Campo	Rang Dong^{21 22}	Buzzard²³	Margarita²⁴
Formación	Dong Nai, Con Son	Kimmeridge	Huamampampa
Localización	Vietnam	Mar del norte	Bolivia
Perforación	Offshore	Offshore	On shore
Lámina de agua [ft]	197	330	N/A
Aceite	SI	SI	N/A
Gas	SI	SI	SI
Presión media formación [psi]	3500-4000	3500-4000	5500-6000
Temperatura formación [°F]	160-200	180-200	250-270
API	38°	32°	N/A
Minerales Arcillosos en reservorio [%]	>30%	20-35%	15-35%
Espesor de la formación [ft]	1420	984	800-1000
Profundidad [ft]	7907-9327	7800-9175	12000-15000
Glicol [v/v]	3%	2-5%	5 lb/bbl
Porosidad [%]	20	30	9
Permeabilidad [Darcys]	<0.1	1-1.5	0.006-0.057
Metil Blue Test [Kg/m3]	30-50	*	<30
Densidad de lodo (ppg)	*	*	12-14
% de Esmectita en lutita	*	20-50	<10
% de Illita en lutita	*	*	45
% de Caolinita en lutita	*	*	10
% de Clorita en lutita	*	10-20	25

²¹ PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, "Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China", Beijing 100083, China 2017.

²² NEILYARBROUGH, Christopher "Pliocene to recent stratigraphy of the Cuu Long and Nam Con Son basins, offshore Vietnam" Texas A&M University 2006.

²³ ROBBINS, John & DORÉ, Graham; "The Buzzard Field, Outer Moray Firth, Central North Sea" [en línea]. En: American Association of Petroleum Geologists [fecha de consulta: 15 diciembre del 2017]. Disponible en: <http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2005/av/robbins/hdx_robbins.pdf.html>.

²⁴ Villegas Delgadillo, Huascar, MI-SWACO;" Diseño de Fluidos de Perforación y Equipo de Control de Sólidos" Santa Cruz de la Sierra Bolivia. 2006.

Tabla 7. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base Gilsonita.

Campo	Poza Rica²⁵	Pagoreni²⁶	Tiputini²⁷
Formación	Abra-Tamabra	Chonta	Orteguaza
Localización	México	Peru	Ecuador
Perforación	On shore	On shore	On shore
Lámina de agua [ft]	N/A	N/A	N/A
Aceite	SI	N/A	SI
Gas	SI	SI	N/A
Presión media formación [psi]	700-750	1500-2500	1000-1200
Temperatura formación [°F]	104-113	130-150	120-150
API	10-13	N/A	15
Minerales Arcillosos en reservorio [%]	5-20%	5-15%	20-35%
Espesor de la formación [ft]	150-190	150-200	150-190
Profundidad [ft]	1500-1700	3000-3400	2500-3000
Gilsonita [v/v]	1%	3-6%	<1%
Porosidad [%]	8-12	7-15	10-20
Permeabilidad [Darcys]	0.01-0.1	0.001-2.7	0.1-0.15
Metil Blue Test [Kg/m ³]	10-15	<30	57
Densidad de lodo (ppg)	*	9	*
% de Esmeclita en lutita	*	*	*
% de Illita en lutita	*	*	15-20
% de Caolinita en lutita	*	*	28-36
% de Clorita en lutita	*	*	13-15

²⁵ RODRIGUEZ ELIZARRARRAS, Sergio R, MORALES BARRENA, Wendy V.," Geología de México", UNAM 2012

²⁶ MANZARES SANCHEZ, Jorge Enrique "Evolución del diseño de revestidores y la aplicación de lana protectora 11 ¾" en la zona de capas rojas inferiores para los pozos de desarrollo de Kinteroni en la cuenca Ucayali – madre de dios" Lima-Perú 2010.

²⁷ ALMEIDA, David; "Estabilización Química y Mecánica de la Lutita Orteguaza del Campo Tiputini en la Cuenca Oriente", PETROAMAZONAS EP, Gerencia de Perforación, Quito, Ecuador, Revista Politécnica. Octubre 2017.

Tabla 8. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base formiatos

Campo	Huldra²⁸	El Bosque²⁹	Gullfaks³⁰
Formación	Graben medio	Carapita	Statfjord
Localización	Noruega	Venezuela	Noruega
Perforación	Off shore	On shore	Off shore
Lámina de agua [ft]	410	N/A	500
Aceite	N/A	N/A	N/A
Gas	Si	Si	Si
Presión media formación [psi]	9000-9500	10500-11000	4300-4500
Temperatura formación [°F]	230-250	240-260	180-220
API	N/A	N/A	N/A
Minerales Arcillosos en reservorio [%]	20-30	40-50	15-40
Espesor de la formación [ft]	100-150	3500-4000	800-850
Profundidad [ft]	11500-13000	14000-15000	6000-6300
Formiato de potasio [v/v]	3-5%	8-10%	10%
Porosidad [%]	18	5-8	35-40
Permeabilidad [Darcys]	0.2- 2	0.5-1	0.25-1
Metil Blue Test [Kg/m3]	<10	*	4.275
Densidad de lodo (ppg)	13.5	15.5-16	12.5
% de Esmectita en lutita	25	5.5	60-80
% de Illita en lutita	13.5	16.7	
% de Caolinita en lutita	30	39.6	<5
% de Clorita en lutita	20	*	<5

²⁸ J. REED GLASMANN, Steve Larter, NOWELL A. Briedis, and LUNDEGARD Paul D." SHALE DIAGENESIS IN THE BERGEN HIGH AREA, NORTH SEA". UNOCAL Science and Technology Division, 376 South Valencia Boulevard Brea, California 92621

²⁹ Br. CARDENA M. Leidy M. "CARACTERIZACIÓN PETROGRÁFICA Y DIAGENÉTICA DE LAS FORMACIONES CAPAYA Y CARAPITA EN EL CAMPO TÁCATA, ESTADOS ANZOÁTEGUI Y MONAGAS, VENEZUELA oriental". Para optar al Título de Ingeniero Geólogo Caracas, Junio de 2006.

³⁰TALUKDAR, S., & INSTEFJORD, R. (Reservoir Management of the Gullfaks Main Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/113260-MS, 2008, January 1.

Tabla 9. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base silicatos.

Campo	Bombay High^{31 32}	Drake³³
Formación	Alibag shale	Fayetteville
Localización	India	Arkansas
Perforación	Offshore	On shore
Lámina de agua [ft]	250	N/A
Aceite	SI	N/A
Gas	N/A	SI
Presión media formación [psi]	2100-3100	2500-3500
Temperatura formación [°F]	180-250	120-220
API	39.4	N/A
Minerales Arcillosos en reservorio [%]	15-38	50
Espesor [ft]	1800	60-575
Profundidad [ft]	3800-5600	1450-6700
Silicato [v/v]	8%	8%
Porosidad [%]	15-35	7-10
Permeabilidad [Darcys]	0.01-1	0.1-0.6
Metil Blue Test [Kg/m3]	5—23	*
Densidad de lodo (ppg)	10.4-10.6	10.6-11
% de Esmeclita en lutita	15-38	24
% de Illita en lutita	*	24
% de Caolinita en lutita	>5	*
% de Clorita en lutita	*	1

³¹ Schlumberger.Performance Report: Offshore Bombay High Area, India - SILDRIL System

³² By Basant Giri, Goswami, Harvir Singh, Ashok Kumar Bhatnagar, Adarsh Kumar Sinha, And Ram Raj Singh, article ““Petroleum Systems of the Mumbai Offshore Basin, India” Online Journal for EIP Geoscientist, 2007.

³³ Deville, J. P., Fritz, B., & Jarrett, M. (2011, December 1). Development of Water-Based Drilling Fluids Customized for Shale Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/140868-PA

Teniendo en cuenta la Tabla 6, Tabla 7, Tabla 8 y Tabla 9, se emplea un rango de aplicación para los aditivos glicol, gilsonita, silicato y formiato, según se muestrtr5a en la Tabla 10.

Tabla 10. Rangos de aplicabilidad de los aditivos de acuerdo con las revisiones bibliográficas de los campos extranjeros seleccionados.

ADITIVO EMPLEADO	Glicol	Gilsonita	Formiato de potasio	Silicatos
Preferencia en la implementación de pozos	Gas	Aceite	N/A	Aceite
Presión media formación máxima [psi]	6000	2000	4000	5000
Temperatura formación máxima [°F]	250	250	250	200
API	>20	>10	N/A	>20
Minerales Arcillosos en reservorio [%]	15-35	20-50	20-50	10—60
Espesor de la formación [ft]	>150	100-200	N/A	>50
Profundidad máxima [ft]	8000 ft	1000-5000	4000	1000
Aditivo empleado [v/v]	2-6%	<5%	5-10%	<10%
Permeabilidad [Darcys]	0.001-1.5	0.01-2.5	0.01-2	0.01-1
Metil Blue Test [Kg/m ³]	<30	<35	10-40	<25
Densidad de lodo (ppg)	8--15	<15	10-15	<15
% de Esmeclita en lutita	<15	<15	10-60	15-30
% de Illita en lutita	20-40	10—25	15-30	10—25
% de Caolinita en lutita	20-50	20-50	<10	10—30
% de Clorita en lutita	10—25	<15	<5	<10
pH del lodo de perforación	8,5-9	9-10	-	11-12,5

Fuente: IZASA, Carlos & COLLAZOS, Sergio. Análisis del comportamiento del sello lutítico con relación al fluido de perforación y posibles analogías en formaciones colombianas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2018. p 54. Modificado por autores.

La información anterior será la utilizada para desarrollar el software de la App, con ello se logra comprender los intervalos de las formaciones con estos cuatros componentes, siendo la base para el algoritmo y sus rangos.

3. REQUERIMIENTOS PARA ELABORAR LA APLICACIÓN MÓVIL

Para desarrollar aplicaciones en Android, se debe contar con una serie de programas y configuraciones que permitan manejar las funcionalidades del sistema operativo. El equipo donde instalar el Android SDK necesitará lo siguiente:

- 2GB RAM como mínimo, 4 GB RAM recomendado.
- 400 MB de espacio en disco duro.
- Al menos 1 GB para el Android SDK.
- Resolución de pantalla mínima 1280 x 800 pixeles.

El emulador de Android y algunas herramientas de depuración están basados en JAVA y para ejecutarse requieren el JDK. Este software es gratuito y se puede descargar en el sitio de Oracle³⁴. A continuación, se presentan aquellos programas exigidos por el API nativo de Android, y que generalmente son necesarios para poder trabajar con los diferentes frameworks

3.1.ANDROID SDK

El SDK de Android, Figura 6, es el encargado de proporcionar las bibliotecas API y las herramientas de desarrollo necesarias para crear, probar y depurar aplicaciones para Android. Contiene una lista con todas las versiones del sistema operativo que han sido desarrolladas hasta el presente, así como también utilidades y funcionalidades especiales de los mismos.

El SDK es el encargado de compilar la aplicación con todos los recursos y ficheros de esta en un único archivo ejecutable con extensión .Apk. Una vez generado dicho archivo, se podrá instalar la aplicación en cualquier terminal Android compatible ³⁵.

3.2.IDE ANDROID STUDIO

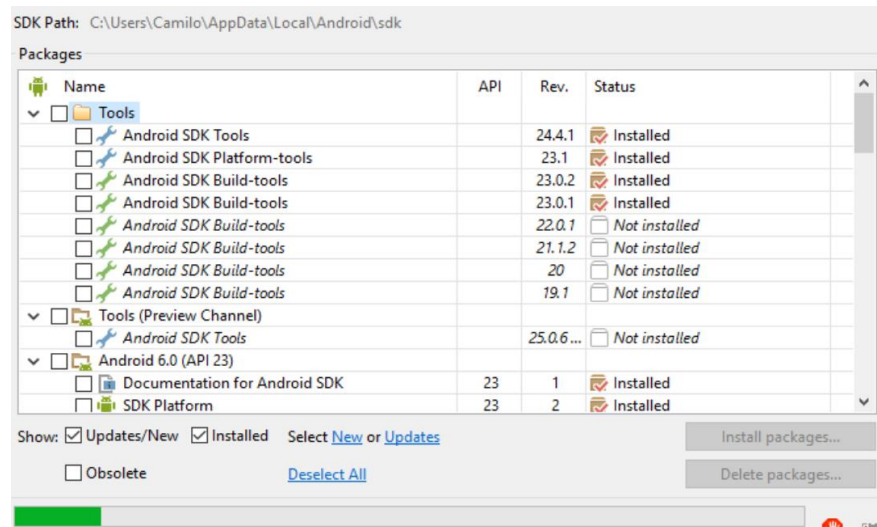
Un entorno de desarrollo integrado (IDE por sus siglas en inglés), es un entorno de programación que ha sido empaquetado como un programa de aplicación, es decir, consiste en un editor de código, un compilador, un depurador y un constructor de

³⁴ <https://www.oracle.com/java/technologies/javase-downloads.html>

³⁵ CORTES, Julian & ÁVILA, Helman. Guía para la Realización de Aplicaciones Móviles en los Sistemas Operativos Android E los. 2016. p 23.

interfaz gráfica (GUI) que proporciona servicios integrales a los programadores para el desarrollo de software.

Figura 6. Interfaz SDK de Android.



CORTES, Julian & ÁVILA, Helman. Guía para la Realización de Aplicaciones Móviles en los Sistemas Operativos Android E los. 2016. p 23.

Figura 7. Interfaz Inicio Android Studio



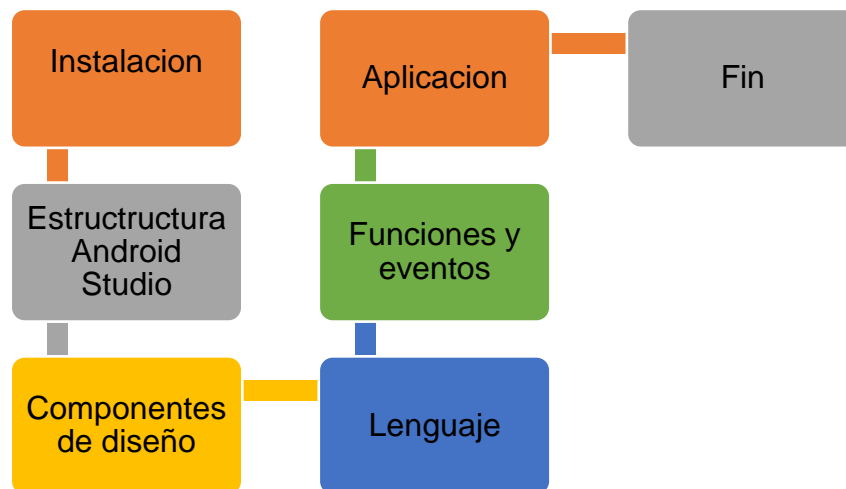
CORTES, Julian & ÁVILA, Helman. Guía para la Realización de Aplicaciones Móviles en los Sistemas Operativos Android E los. 2016. p 23.

El Android estudio, Figura 7, se basa en un potente editor de código y herramientas para desarrolladores, teniendo mayores características para el rendimiento y construcción de aplicaciones como lo es el sistema de edición grafica de arrastre de

componentes, compatibilidad de versiones, la generación de apks y la fácil instalación del programa.

El tamaño promedio de la descarga del Android Studio es aproximadamente 450MB y contiene todas las librerías necesarias para comenzar a crear aplicaciones Android y la instalación es bastante intuitiva ³⁶. En la siguiente Figura se resume lo mencionado anteriormente

Figura 8. Guía Android



CORTES DIAZ, Julian Camilo. Guía para la Realización de Aplicaciones Móviles en los Sistemas Operativos Android E IOS. Bogotá: Universidad Distrital Francisco José de Caldas. 2013. p. 21.

La instalación es de forma gratuita, La estructura Android está ligada a la programación javascript. El algoritmo se realiza con la suposición de que ya se tiene caracterizado los distintos ítems de la Tabla 10, o sea, va a ser tipo cuestionario, como se muestra en el siguiente capítulo.

Después de comprender la información que se va a implementar, se procede a:

1. instalar el compilador de Java y la máquina virtual.

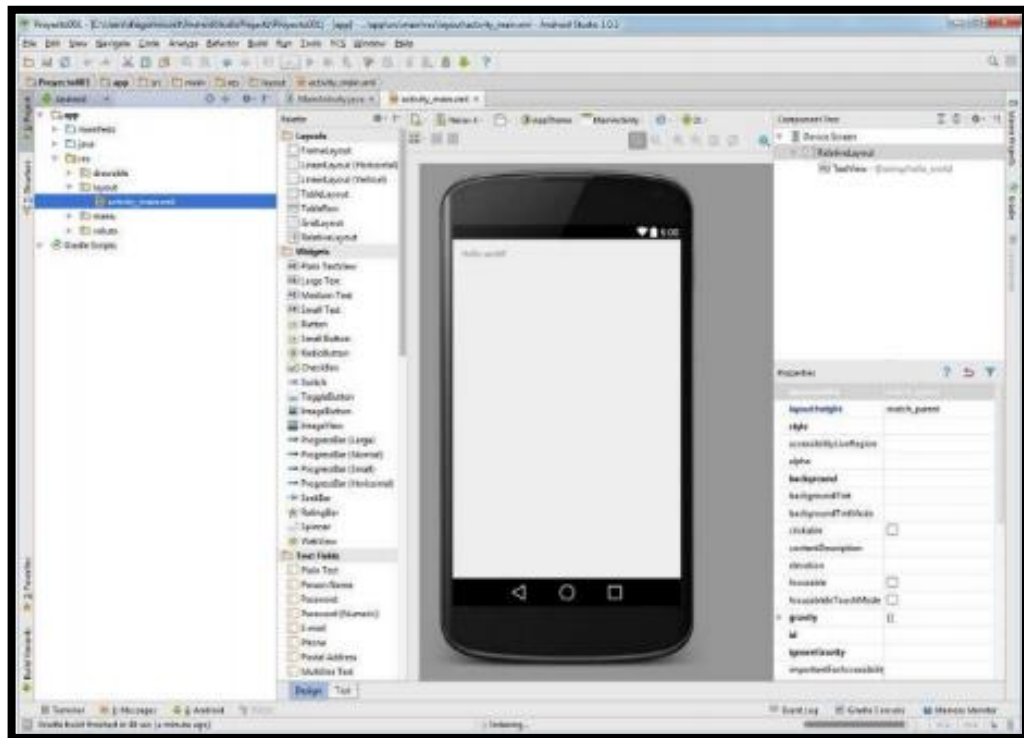
³⁶ Ibid., p 24.

2. descargar del Android Studio (que contiene todo lo necesario para comenzar el desarrollo de aplicaciones en Android).

Después de tener en cuenta la aplicación a crear, se procede a:

1. Ejecutar Android Studio
2. Abrir la pestaña nuevo proyecto.
3. colocar el nombre a la App, la cual es Inhibición de arcillas App.
4. Seleccionar en el “minimun SDK” API 15 (el cual abarca más del 90 % de los dispositivos móviles con Android).
5. Luego se obtiene una interfaz trabajable como lo muestra la Figura 6.

Figura 9. Interfaz de Android Studio.



Fuente: CURSOLARED. Manual básico Android Studio. Desconocido. p 10. Disponible en internet: <http://cursoslared.com/recursoslibre/TutorialAndroidPrincipiantes.pdf>.

4. ELABORACIÓN DE LA APLICACIÓN MOVIL

La aplicación es del tipo cuestionario, para ello se procede a colocar en una interfaz intuitiva las preguntas según la Tabla 11.

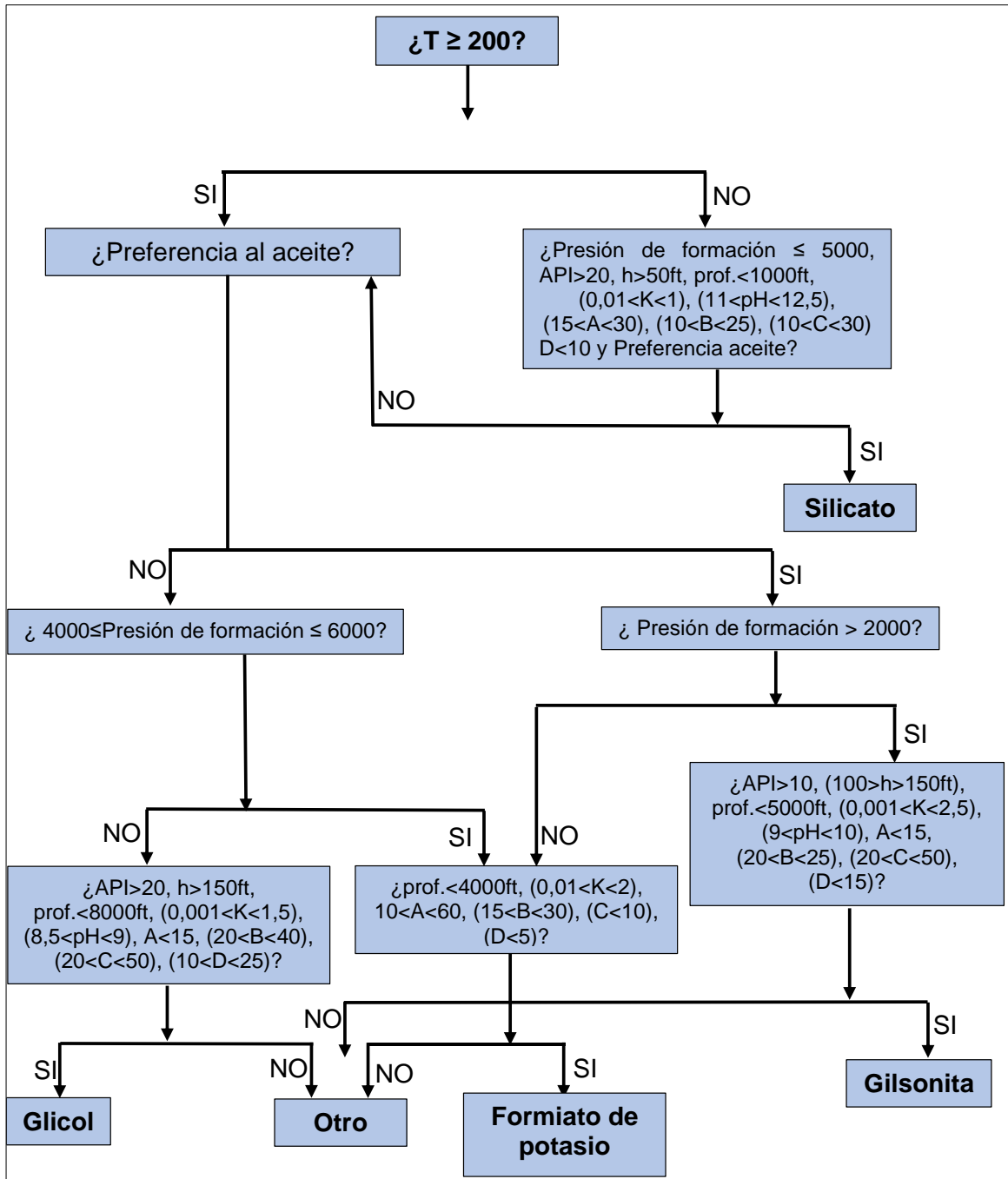
Tabla 11. Cuestionario de la aplicación móvil

Preferencia en la implementación de pozos	---
Presión media formación máxima [psi]	---
Temperatura formación máxima [°F]	---
API	---
Minerales Arcillosos en reservorio [%]	---
Espesor de la formación [ft]	---
Profundidad máxima [ft]	---
Aditivo empleado [v/v]	---
Permeabilidad [Darcys]	---
Metil Blue Test [Kg/m ³]	---
Densidad de lodo (ppg)	---
% de Esmectita en lutita	---
% de Illita en lutita	---
% de Caolinita en lutita	---
% de Clorita en lutita	---
pH del lodo de perforación	---

4.1.ALGORITMO DE PROGRAMACION

El algoritmo consta de varias secciones usando el condicional if, como se muestra en la Figura 10, donde A es %de Esmectita en lutita, B es %de Illita en lutita, C es %de Caolinita en lutita y D es %de Clorita en lutita D.

Figura 10. Algoritmo de la aplicación INHIBIR



4.2.INTERFAZ DE LA APLICACIÓN INHIBIR

La programación para usar es orientada a objetos con cuestionarios que se ejecutan en cajas (textbox). Este cuestionario se ilustra mejor en la interfaz real de la aplicación, la cual se muestra en la Figura 8. Los valores que se pueden disponer en cada casilla blanca dependen de cada usuario y/o pozo, sin embargo, este se limita según los valores de la Tabla 10, mostrando los siguientes límites:

- Presión máxima de formación de 6000 psi.
- Temperatura máxima de formación de 250 °F.
- Porcentaje de presencia de arcilla entre el 10% hasta el 60%.
- Profundidad entre 1000 ft a 8000 ft.
- Densidad de lodo entre 8 y 15 ppg.
- pH del lodo entre 8,5 y 12,5.
- Permeabilidad entre 0.001 Darcy hasta 1.5 Darcy.

Figura 11. Interfaz de la aplicación móvil

The image displays two screenshots of a mobile application interface. The left screenshot shows a form with the following fields:

- Preference in well implementation: Radio buttons for Gas, Aceite, and N/A.
- Maximum formation pressure [PSI]: Input field with placeholder "Insertar valor..."
- Maximum formation temperature [°F]: Input field with placeholder "Insertar valor..."
- API: Input field with placeholder "Insertar valor..."
- Clay minerals in reservoir [%]: Input field with placeholder "Insertar valor..."
- Formation thickness [ft]: Input field with placeholder "Insertar valor..."
- Maximum depth [ft]: Input field with placeholder "Insertar valor..."
- Additive used [v/v]: Input field with placeholder "Insertar valor..."

 The right screenshot shows a form with the following fields:

- Input field with placeholder "Insertar valor..."
- % of smectite in lutite: Input field with placeholder "Insertar valor..."
- % of illite in lutite: Input field with placeholder "Insertar valor..."
- % of kaolinite in lutite: Input field with placeholder "Insertar valor..."
- % of chlorite in lutite: Input field with placeholder "Insertar valor..."
- pH of drilling mud: Input field with placeholder "Insertar valor..."
- Calcular button

En cuanto a la aplicación es bastante intuitiva, pues una vez se inserten valores, este calcula entre 5 posibles resultados (*glicol, gilsonita, silicato, formiato de potasio y Ninguna opción*), donde ninguna opción significa que ninguno de los 4 inhibidores utilizados en la presente investigación cumple con el rango de aplicación. No se encontró software en el mercado para este campo, siendo este un pequeño avance para futuras investigaciones. Los resultados son el tratamiento lógico de la Tabla 10, siendo este la forma de validar, pues si se ejecuta con un rango en las cajas insertar valor de la tabla mencionada, se obtendrá como respuesta alguno de los 4 aditivos.

En cuanto al usuario, este solo requiere tener un dispositivo Android con modelo superior al 2015 y 250 k de memoria.

Primero se procede a instalarla, luego se ejecuta, obteniendo la Figura 8, se insertan los valores según requerimientos del usuario, se oprime calcular, luego se retrocede y el usuario decide si realizar un nuevo cálculo o salir de la aplicación oprimiendo 2 veces atrás o el círculo de mostrado en la parte inferior de la Figura 8.

5. CONCLUSIONES

La presente tesis permite resumir de forma clara los principales sellos lutíticos, los cuales son Glicol, Gilsonita, Formiato de potasio y los silicatos, el resultado final (la aplicación) permite de forma rápida analizar cual inhibidor se puede utilizar, siendo esto un avance para futura investigaciones, pues no se encontró investigaciones similares.

En la Tabla 10 se muestra el rango de aplicación de cada sello lutítico, esto permite crear el algoritmo que más tarde será usado en la aplicación móvil, facilitando la programación con Android Studio.

La aplicación INHIBIR es muy fácil de usar, pesa poco y además, es practica al estar apta para la mayoría de los dispositivos con sistema operativo Android, lo cual permite que a futuras investigaciones se ahonde en el tema en pro de tener mayor cantidad de aditivos.

La presente tesis presenta una iniciativa de condensar inhibidores de arcilla y analizar su rango de aplicación, siendo este documento un paso importante en el campo de la perforación y se espera a futuro se profundice en el tema, obteniendo una herramienta que pueda convertirse importante cuando se perfora.

6. RECOMENDACIONES

Se recomienda usar mayor cantidad de aditivos, realizar pruebas de laboratorio para encontrar rangos de aplicación en todos los aditivos, esto, a futuro, permitiría generar una mejor herramienta informática.

BIBLIOGRAFÍA

ALMEIDA, David; “Estabilización Química y Mecánica de la Lutita Orteguzza del Campo Tiputini en la Cuenca Oriente”, PETROAMAZONAS EP, Gerencia de Perforación, Quito, Ecuador, Revista Politécnica. Octubre 2017.

ANTONIETA Tacón. Fluido de perforación base agua con aminas, como sistema de última generación. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería. 2010. 68 p.

ANTONIO Araujo. Control óptimo de la inhibición y estabilización de las lutitas y arcillas en los fluidos de perforación base agua. Lima: Universidad nacional de ingeniería. Facultad de ingeniería de petróleo. 2012. 81 p.

BAKER HUGHES. Fluidos. Manual de ingeniería. Agosto. 1998. M-I, Drilling fluids Engineering Manual. Versión 2.0.S.4/0.1

BELLORIN, Pavel. Sistema de lodos. Maracay: UNEFA. 2015. 14 p.

Br. CARDENA M. Leidy M. “CARACTERIZACIÓN PETROGRÁFICA Y DIAGENÉTICA DE LAS FORMACIONES CAPAYA Y CARAPITA EN EL CAMPO TÁCATA, ESTADOS ANZOÁTEGUI Y MONAGAS, VENEZUELA oriental”. Para optar al Título de Ingeniero Geólogo Caracas, Junio de 2006.

By Basant Giri, Goswami, Harvir Singh, Ashok Kumar Bhatnagar, Adarsh Kumar Sinha, And Ram Raj Singh, article ““Petroleum Systems of the Mumbai Offshore Basin, India” Online Journal for EIP Geoscientist, 2007.

CARVAJAL, Alex & TAPIA, Daniel. Estudio de los problemas de inhibición y dispersión de arcillas para mejorar un lodo de perforación aplicando en muestras de

las formaciones Orteguzza, Tiyuyacu y Tena del bloque Tarapoa. Zulia: Escuela Superior Politécnica de Litoral. 2003. 10 p.

CORTES DIAZ, Julian Camilo. Guía para la Realización de Aplicaciones Móviles en los Sistemas Operativos Android E IOS. Bogotá: Universidad Distrital Francisco José de Caldas. 2013. 40 p.

CRUZ, Enderson. Sistemas de fluidos basados en formiatos. [En línea]. Junio de 2017. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/317568436>.

CURSOLARED. Manual básico Android Studio. Desconocido. p 10. Disponible en internet: <http://cursoslared.com/recursoslibre/TutorialAndroidPrincipiantes.pdf>.

DAVID Almeida. Estabilización Química y Mecánica de la Lutita Orteguzza del Campo Tiputini en la Cuenca Oriente. En: Quito. Octubre, 2017. vol. 40, no. 1. p 32-45.

DAVID Velázquez & ZAIRA Gonzales. Evaluación del poder de inhibición de los fluidos de perforación a través de la caracterización de arcillas. México D.F.: Instituto Mexicano del Petróleo. 2005. 6 p.

Deville, J. P., Fritz, B., & Jarrett, M. (2011, December 1). Development of Water-Based Drilling Fluids Customized for Shale Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/140868-PA

DIEGO Reyez & FERNANDA Zambrano. Optimización de un fluido base agua con alta capacidad inhibitoria de arcillas para la perforación de la zona intermedia del campo dragón, distrito costa afuera. Maturín: Universidad de Oriente. 2012. 108 p.

EDGAR, George; LEON, Miriam; RODRIGUEZ, Guadalupe; RODRIGUEZ, Yisell & ACOSTA, Ramon. Estudios de nuevos fluidos inhibidores para el control de inestabilidad del caño del pozo debido a las arcillas complejas. Habana: IV CONGRESO CUBANO DE PETROLEO Y GAS. 2013. 14 p.

EMILIANO García. Las arcillas: propiedades y uso. Salamanca: Universidad de Salamanca. Desconocido. 25 p.

ENERGY API. MANUAL DE FLUIDO DE PERFORACIÓN. Procedimiento estándar para el fluido de perforación. Texas: Instituto Americano del petróleo. 2001. 792 p.

IZASA, Carlos & COLLAZOS, Sergio. Análisis del comportamiento del sello lutítico con relación al fluido de perforación y posibles analogías en formaciones colombianas. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2018. 70 p.

J. REED GLASMANN, Steve Larter, NOWELL A. Briedis, and LUNDEGARD Paul D." SHALE DIAGENESIS IN THE BERGEN HIGH AREA, NORTH SEA". UNOCAL Science and Technology Division, 376 South Valencia Boulevard Brea, California 92621

MANZARES SANCHEZ, Jorge Enrique "Evolución del diseño de revestidores y la aplicación de lana protectora 11 ¾" en la zona de capas rojas inferiores para los pozos de desarrollo de Kinteroni en la cuenca Ucayali – madre de dios" Lima-Perú 2010.

MARIA Maldonado. Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicado al campo balcón como sustitutos de lodo base aceite. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006. 154 p.

MINERALES Y ROCAS. Grupo de minerales: Los silicatos. [En línea]. Disponible en: <https://www.mineralesyrocas.com/los-silicatos/>.

NEILYARBROUGH, Christopher “Pliocene to recent stratigraphy of the Cuu Long and Nam Con Son basins, offshore Vietnam” Texas A&M University 2006.

PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, “Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China”, Beijing 100083, China 2017.

ROBBINS, John & DORÉ, Graham; “The Buzzard Field, Outer Moray Firth, Central North Sea” [en línea]. En: American Association of Petroleum Geologists [fecha de consulta: 15 diciembre del 2017]. Disponible en: http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2005/av/robbins/ndx_robbins.pdf.html.

RODRIGUEZ ELIZARRARRAS, Sergio R, MORALES BARRENA, Wendy V.,” Geología de México”, UNAM 2012

Schlumberger.Performance Report: Offshore Bombay High Area, India - SILDRIL System

SLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/shale.aspx>.

SLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/inhibit.aspx>.

SLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea].
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/potassium_mud.aspx.

TALUKDAR, S., & INSTEFJORD, R. (Reservoir Management of the Gullfaks Main Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/113260-MS, 2008, January 1.

TORRES, Joanna & VARELA, Diego. Estudio de la factibilidad para la reutilización de los fluidos de perforación base agua en las perforaciones de la zona productora en pozos de desarrollo de la campaña de perforación 2011 para EP. Petroecuador. Quito: Escuela Politecnica Nacional. 2012. 225 p.

Villegas Delgadillo, Huascar, MI-SWACO;" Diseño de Fluidos de Perforación y Equipo de Control de Sólidos" Santa Cruz de la Sierra Bolivia. 2006.