

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SELLO LUTÍTICO CON RELACIÓN
AL FLUIDO DE PERFORACIÓN Y POSIBLES ANALOGÍAS EN FORMACIONES
COLOMBIANAS**

**CARLOS ALBERTO ISAZA FRANCO
SERGIO DANIEL COLLAZOS CASTAÑO**

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

2018

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SELLO LUTÍTICO CON RELACIÓN
AL FLUIDO DE PERFORACIÓN Y POSIBLES ANALOGÍAS EN FORMACIONES
COLOMBIANAS**

**CARLOS ALBERTO ISAZA FRANCO
SERGIO DANIEL COLLAZOS CASTAÑO**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

**Directora
ZULY HIMELDA CALDERON CARRILLO
Ph. D en Ingeniería Química**

**Co-director
DIEGO ARMANDO VARGAS SILVA
MSc. en Geofísica**

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

2018

AGRADECIMIENTOS

Inicialmente damos gracias a Dios por darnos salud y vida para poder cumplir con cada uno de nuestros propósitos.

Seguidamente a la Doctora Zully Calderon por permitirnos realizar este proyecto bajo su guía. Por estar en cada momento que requerimos de su ayuda y por permitir que el trabajo pudiera ser concluido exitosamente.

Al ingeniero Diego Armando Vargas Silva por su apoyo, a partir de todas las bases y sugerencias que nos brindó con claridad y soporte mediante su incondicional disposición.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. ROCAS SEDIMENTARIAS	16
1.1. ROCAS QUÍMICAS O NO CLÁSTICAS	16
1.2. ROCAS CLÁSTICAS	17
1.2.1. Rocas lutíticas.....	18
2. CARACTERÍSTICAS DE LAS LUTITAS.....	21
2.1. PROBLEMAS DE INESTABILIDAD DE LUTITAS	22
2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS LUTITAS	24
2.2.1. Lutitas hidratables y dispersivas.	24
2.2.2. Lutitas quebradizas.	25
2.2.3. Lutitas bajo presión excesiva.	26
2.2.4. Lutitas bajo esfuerzos tectónicos.	26
2.3. CLASIFICACIÓN DE LAS ARCILLAS	27
2.3.1. Arcillas expandibles.	27
2.3.2. Arcillas no expandibles	28
2.4. PRUEBAS DE ARCILLAS REACTIVAS	32
3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	34
3.1. QUÍMICA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	34
3.1.1. Lodos de perforación base agua.....	34
3.1.2. Lodos de perforación base aceite.	35
3.1.3. Aditivos estabilizadores de arcillas reactivas	37
3.1.3.1. Sales.....	38
3.1.3.2. Polímeros con afinidad especial hacia lutitas.....	40
3.1.3.3. Asfáltenos, gilsonitas y grafitos.....	42
3.1.3.4. Azúcares y derivados del azúcar.	43

3.1.3.5. Silicatos.....	43
3.1.4. Aditivos comerciales.	45
4. IDENTIFICACIÓN DE ROCAS SELLO EN LAS CUENCAS PRODUCTORAS DE CRUDO EN COLOMBIA	47
4.1. CUENCA DEL CAGUÁN PUTUMAYO	48
4.2. CUENCA DEL CATATUMBO	49
4.3. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.....	51
4.4. CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL.....	52
4.5. CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	53
4.6. CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	55
4.7. CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA.....	56
5. RESULTADOS EN CAMPOS EXTRANJEROS SOBRE EL USO DE INHIBIDORES DE ARCILLA.....	58
6. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE ADITIVOS ESTABILIZADORES DE LUTITAS	65
7. ANALISIS DE LOS COSTOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN	74
8. CONCLUSIONES	80
9. RECOMENDACIONES.....	82
BIBLIOGRAFIA.....	83

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Microscopía electrónica de barrido de una esmectita	28
Figura 2. Microscopía electrónica de barrido de una illita.	29
Figura 3. Sección delgada, fragmento de clorita.....	31
Figura 4. Microscopía electrónica de barrido de una caolinita	32
Figura 5. Cuencas Maduras Productoras de aceite	47
Figura 6. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Caguán Putumayo...48	
Figura 7. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Catatumbo.....50	
Figura 8. Columna estratigráfica cuenca de los Llanos Orientales.51	
Figura 9. Columna estratigráfica Cordillera Oriental.52	
Figura 10. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena	54
Figura 11. Columna estratigráfica, cuenca Valle Medio del Magdalena.55	
Figura 12. Columna estratigráfica, cuenca Valle superior del Magdalena.56	
Figura 13. Parámetros de selección de aditivos estabilizadores de lutitas	67

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación de rocas sedimentarias químicas.....	17
Tabla 2. Clasificación de rocas sedimentarias clásticas por su tamaño de grano.	18
Tabla 3. Distribución relativa de los tipos de rocas para varias áreas.	19
Tabla 4. Características relativas de la lutita.	20
Tabla 5. Factores que inciden en la estabilidad de las lutitas.	23
Tabla 6. Ventajas y desventajas de lodos de perforación en base aceite.....	36
Tabla 7. Tabla de los aditivos estabilizadores de lutitas	45
Tabla 8. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base glicol.	59
Tabla 9. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base gilsonita	60
Tabla 10. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base formiatos.....	61
Tabla 11. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base silicatos.....	62
Tabla 12. Rangos de aplicabilidad de los aditivos de acuerdo con las revisiones bibliográficas de los campos extranjeros seleccionados.....	63
Tabla 13. Composiciones generalizadas de arcillas en formaciones lutíticas.....	68
Tabla 14. Características y problemas frecuentes de las arcillas	68
Tabla 15. Capacidad de intercambio catiónico presente en cada tipo de arcilla....	69
Tabla 16. Clasificación de las lutitas de acuerdo con su porosidad y contenido de agua.....	69
Tabla 17. Mecanismos de estabilización de lutitas y sus aplicaciones	69
Tabla 18. Rangos operacionales de aplicabilidad recomendados para fluidos estabilizadores de lutitas.....	71

Tabla 19. Tabla comparativa de campos colombianos seleccionados frente a los extranjeros	72
Tabla 20. Costos de los aditivos usados generalmente en el diseño del fluido de perforación.....	74
Tabla 21. Volumen de fluido requerido para perforar la zona de interés	75
Tabla 22. Costos por barril para un fluido sin aditivos estabilizadores.....	76
Tabla 23. Costos por barril para un fluido con inhibidor de gilsonita sulfonatada, glicol, formiato y silicato	77
Tabla 24. Costo total de los fluidos de perforación diseñados	78

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL SELLO LUTÍTICO CON RELACIÓN AL FLUIDO DE PERFORACIÓN Y POSIBLES ANALOGÍAS EN FORMACIONES COLOMBIANAS*

**AUTORES: CARLOS ALBERTO ISAZA FRANCO
SERGIO DANIEL COLLAZOS CASTAÑO****

PALABRAS CLAVES: Fluido de perforación, Aditivos, Arcillas reactivas, Formaciones lutíticas.

DESCRIPCION:

Las formaciones de lutitas inestables presentan diversos problemas en la perforación de pozos, como lo son el hinchamiento y el desmoronamiento de formaciones, las cuales de no ser tratadas adecuadamente pueden generar problemas de pega de tubería e inestabilidad en las paredes del pozo. Para evitarlo es necesario un estudio apropiado de la composición de la formación y los posibles problemas operacionales originarios al tipo de lutita presente.

Como primer paso fue necesario resaltar los diferentes tipos de rocas y los procesos que las afectan para después describir los tipos de lutitas y caracterizar el tipo de reacciones que pueden tener frente a los aditivos conocidos para combatir los problemas relacionados a éstas. Así, conociendo el tipo de lutitas presentes en algunos de los diferentes campos productores de hidrocarburos del país, es posible realizar recomendaciones para cada tipo de aditivo a usar por medio de fuentes bibliográficas y reportes de campo de diferentes formaciones de lutitas en algunos sectores seleccionados alrededor del mundo.

Empleando la estructura mineralógica de las lutitas presentes en las formaciones extranjeras con su respectiva capacidad de intercambio catiónico y los distintos problemas operacionales, siendo éstas, condiciones relevantes para el uso de los aditivos estabilizadores de lutitas en base glicol, asfalto (gilsonita), formiato y silicato, y basados en experiencias de campo y manuales de perforación, fue posible plantear una metodología de selección generalizada donde se indican las recomendaciones y las restricciones de estos aditivos en los fluidos de perforación para su implementación en campos colombianos en los cuales se presentan problemas operacionales relacionados a lutitas.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Zuly Himelda Calderón Carrillo. Codirector Diego Armando Vargas Silva

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE BEHAVIOR OF THE SHALE SEAL IN RELATION TO DRILLING FLUID AND POSSIBLE ANALOGIES IN COLOMBIAN FORMATIONS*

**AUTHORS: CARLOS ALBERTO ISAZA FRANCO
SERGIO DANIEL COLLAZOS CASTAÑO****

KEY WORDS: Drill Fluid, Additives, Reactive Clays, Shale Formations, Caving.

DESCRIPTION:

Unstable shale formations are presented as problems in well drilling, as are the swelling and the crumbling of the formations, which if they are not treated properly can generate problems of pipe sticking and instability in the walls of the well. To avoid this, an appropriate study of the composition of the formation and the possible original operational problems to the type of shale present is necessary.

As a first step it was necessary to highlight the different types of rocks and the processes that affect them and then describe the types of shales and characterize the type of reactions they may have to the known additives to combat the problems related to them. Thus, knowing the type of shale present in some of the different hydrocarbon producing fields of the country, it is possible to make recommendations for each type of additive to be used by means of bibliographic sources and field reports of different shale formations in selected sectors around of the world

Using the mineralogical structure of the shales present in the foreign formations with their respective capacity of cation exchange and the different operational problems, being these conditions relevant to the use of the stabilizing additives of shales based on glycol, asphalt (gilsonite), formate and silicate, and based on field experiences and drilling manuals, it was possible to propose a generalized selection methodology that indicates the recommendations and restrictions of these additives in drilling fluids for their implementation in Colombian fields in which operational problems arise related to shales.

* Degree work

** Faculty of physicochemical sciences. School of petroleum engineering. Director Zuly Himelda Calderón Carrillo. Codirector Diego Armando Vargas Silva

INTRODUCCIÓN

El proceso de perforación a través de formaciones inestables, generalmente aquellas en las que se cuenta con la presencia de lutitas, presenta un grave problema con las arcillas reactivas. Un claro ejemplo de lo mencionado es la arcilla montmorillonita, que tiende a dilatarse ante la exposición al agua¹, por tal razón, se hace necesario el uso de diversos aditivos capaces de controlar la reactividad de las arcillas, evitando tasas excesivas de rípios, pega de tubería, inestabilidad en las paredes del pozo e inclusive impedir la pérdida parcial o total de éste. Por tal razón, el manejo de los diversos aditivos en los fluidos de perforación reside en cómo controlar el tipo de lutitas presentes en la formación y su respectiva reacción frente a éstas.

De ese modo, se plantea la metodología de comparar y proponer el uso de distintos aditivos empleados en la perforación de formaciones de campos en otros países y los resultados en dichas perforaciones, para así, hacer comparaciones con formaciones en campos nacionales y caracterizar el uso de estos aditivos los cuales van a interactuar con estas rocas problemáticas, proponiendo una mejora y una alternativa para la selección del fluido de perforación.

La evaluación se enfocará principalmente proponiendo el análisis de problemas operacionales, propiedades litológicas y experiencias con respecto al uso de estos aditivos en el extranjero, lo cual permite prever el comportamiento de los inhibidores de hinchamiento, el rango de aplicabilidad y la viabilidad económica, para que de ese modo se pueda incentivar a la implementación de esta técnica

¹ SCHLUMBERGER. "gilsonita" [en línea]. En: Schlumberger Oilfield Glossary [fecha de consulta: 2 de diciembre del 2016]. Disponible en <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/clay.aspx?p=1>>.

que fortalece la química del lodo de perforación y mitiga escenarios operacionales que incrementan los costos en el programa de perforación.

1. ROCAS SEDIMENTARIAS

Las rocas sedimentarias se generan por la precipitación y acumulación de minerales, los cuales por acción de la gravedad producen compactación y posteriormente se consolidan. Los sedimentos son depositados de manera horizontal, en la superficie de la litosfera a determinadas condiciones de temperatura y presión, siendo integradas por fragmentos de roca de diferentes tamaños, composiciones mineralógicas diversas, restos de organismos, entre otros.

Las rocas sedimentarias generalmente se clasifican según el modo en el que se producen: clásticas y no clásticas; sin embargo, es considerable mencionar que, aunque existan estas clasificaciones se presentan frecuentemente mezclas de ambos tipos.²

1.1. ROCAS QUÍMICAS O NO CLÁSTICAS

Las rocas sedimentarias químicas o no clásticas son derivadas de la descomposición en solución o deposición de otras rocas. Se forman por la deposición de la materia orgánica o por precipitación química. Las rocas químicas o no clásticas son todavía más difíciles de clasificar que las clásticas, puesto que difieren ampliamente en textura, color, composición y en condiciones de depósito. La forma más sencilla de clasificarlos es sobre la base de su composición química o mineralógica.¹

² SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. "Rocas Sedimentarias" [en línea]. En: Servicio Geológico Mexicano [fecha de consulta: 2 de diciembre del 2016]. Disponible en <<http://portalweb.sgm.gob.mx/museo/rocas/rocas-sedimentarias>>.

En la tabla 1 se presenta la clasificación de las rocas sedimentarias químicas o no clásticas, de acuerdo con el proceso de precipitación, textura y composición mineralógica.

Tabla 1. Clasificación de rocas sedimentarias químicas.

Grupo	Textura	Composición	Nombre de la roca
Inorgánico	Clástica o no clástica	Calcita, CaCO_3	Caliza
	Clástica o no clástica	Dolomita, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$	Dolomita
	Clástica	Cuarzo microcristalino, SiO_2	Chert
	No clástica	Halita, NaCl	Sal de roca
	No clástica	Yeso, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	Yeso
Orgánico	Clástica o no clástica	Calcita, CaCO_3	Caliza
	No clástica	Cuarzo microcristalino, SiO_2	Chert
	No clástica	Restos de plantas alteradas	Carbón

Fuente: SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. "Rocas Sedimentarias" [en línea]. En: Servicio Geológico Mexicano [fecha de consulta: 2 de diciembre del 2016]. Disponible en <<http://portalweb.sgm.gob.mx/museo/rocas/rocas-sedimentarias>>.

1.2. ROCAS CLÁSTICAS

Las rocas clásticas están formadas por sedimentos sólidos de rocas con mayor antigüedad, están compuestas por gravas, arenas, limos y arcillas, así como también conglomerados consolidados, areniscas y esquistos. Los sedimentos clásticos son clasificados según el tamaño de los fragmentos que lo constituyen, como las gravas, arenas, limos y partículas de arcillas³.

En la tabla 2 se muestra la clasificación e identificación de las rocas clásticas de acuerdo con el tamaño de los clastos y los sedimentos presentes.

³ MONROE, J. POZO, M. GEOLOGÍA. DINÁMICA Y EVOLUCIÓN DE LA TIERRA. Cuarta Edición.

Tabla 2. Clasificación de rocas sedimentarias clásticas por su tamaño de grano.

Intervalos de tamaño (mm)	Nombre del clasto	Nombre del sedimento	Roca detrítica
>256	Bloque	Grava	Conglomerado o brecha
64-256			
4-64	Canto		
2-4			
1/16-2	Grano	Arena	Arenisca
1/256-1/16	Gránulo	Limo	Limolita
<1/256	Partícula	Arcilla	Lutita

Fuente: Edward J.Tarbutck, Frederick K. Lutgens. "Ciencias de la Tierra Una introducción a la geología física", 2008.

1.2.1. Rocas lutíticas. Las lutitas presentan gran fisilidad (presentan capas planas y paralelas) y es formada por la consolidación de las partículas del tamaño de arcilla y limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor. Estas rocas pueden contener cantidades notables de materia orgánica, en comparación con otro tipo de rocas y por consiguiente poseen el potencial para convertirse en rocas generadoras ricas en hidrocarburos, aunque normalmente contienen solo 1% de materia orgánica, si es una roca generadora rica podría llegar hasta un 10%. El tamaño de grano fino y la falta de permeabilidad permiten que las lutitas formen excelentes sellos para trampas de hidrocarburos. La calidad de los yacimientos de lutitas depende de su espesor y extensión, su contenido orgánico, madurez térmica, profundidad, presión, saturaciones de fluidos, permeabilidad, entre otros.⁴

⁴ SCHLUMBERGER. "Lutitas" [en línea]. En: Schlumberger Oilfield Glossary [fecha de consulta: 2 de diciembre del 2016]. Disponible en <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/shale.aspx>>.

Generalmente, La lutita, la arenisca y la caliza son las rocas sedimentarias más abundantes, en otras palabras, en la mayoría de las cuencas de petróleo y gas, la lutita constituye entre el 50 al 75% de las rocas perforadas. ⁵

La tabla 3 presenta el porcentaje aproximado de las rocas (lutita, arenisca y caliza) en determinadas regiones.

Tabla 3. Distribución relativa de los tipos de rocas para varias áreas.

Cuenca	Lutita (%)	Areniscas (%)	Caliza (%)
Golfo de México	60	30	10
Cuenca Pérmica	10	30	60
Trinidad	50	50	0

Fuente: M-I, Drilling fluids Engineering Manual. Versión 2.0.S.4/0.1.

Diferentes tipos de rocas tienen características definidas y problemas relacionados con la perforación. Su contenido de arcillas reactivas y la estructura de estas pueden ser determinantes respecto los problemas presentes en la formación y cómo manejarlos.

La tabla 4 muestra algunas de las diferentes características de las lutitas cuando presentan un comportamiento dúctil o frágil.

⁵ SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. "Rocas Sedimentarias" [en línea]. En: Servicio Geológico Mexicano [fecha de consulta: 2 de diciembre del 2016]. Disponible en <<http://portalweb.sgm.gob.mx/museo/rocas/rocas-sedimentarias>>.

Tabla 4. Características relativas de la lutita.

Lutita	Blanda (dúctil)	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente presente a profundidades someras (~10.000 pies). • Blanda y dúctil debido a una alta porosidad (15-60%) y un alto contenido de agua (25-70%). • Presión de fractura aproximadamente igual a la presión de inyección. • Textura dúctil que permite que las fracturas de la formación se cierren recobrando su resistencia original. • Prueba de Azul de Metileno (MBT) 20 – 40 (meq/100 g). • Arcillas esmectita + illita. • Relacionada con pistoneo, pérdida de circulación, socavamiento y empaquetamiento del pozo.
	Dura (Frágil)	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente presente a mayores profundidades (>10.000 pies). • Dura y frágil debido a una porosidad baja (4-15%) y a un bajo contenido de agua (3-10%). • Presión de fractura mayor a la presión de inyección. • MBT 3 – 10 (meq/100 g). • Arcillas illita, caolinita y clorita. • Textura frágil que impide que las fracturas de la formación se cierren. • Relacionada con empaquetamiento/puenteo del pozo.

Fuente: M-I, Drilling fluids Engineering Manual. Versión 2.0.S.4/0.1.

2. CARACTERISTICAS DE LAS LUTITAS

Las lutitas (shales) son con un 45%⁶ las rocas sedimentarias más abundantes que existen en la corteza terrestre y se encuentra presente en la litología del país, presentando ésta gran contenido orgánico, por lo cual, se ha categorizado como uno de los principales tipos de rocas madre, además de ser un sello natural en los sistemas petrolíferos colombianos.

Como es común encontrar, la lutita es una roca de tamaño de grano fino, formada por arcilla, lodo y distintos minerales como lo es el cuarzo, carbonatos, feldespatos, entre otros, las cuales están definidas por la cantidad de material orgánico presente, ya que este actúa como material cementante y es el responsable de la consolidación de la roca.

Los shales presentan una alta sensibilidad al estar en contacto con el agua, una estructura laminar de baja permeabilidad (10-6 y 10-12 Darcy) y una alta porosidad que según Sanders estimo en 1998 entre el orden de (40 y 60%), la cual se debe a su afinidad y saturación de agua entre sus laminas, sin embargo, esta porosidad va decreciendo a medida que ocurre la sedimentación, reduciendo los espacios porosos al disminuir la saturación por la presión overburden.

Cabe acotar que las lutitas son rocas que constituyen cerca del 75% de las secciones perforadas y causan aproximadamente el 90% de los problemas relacionados con inestabilidad durante la perforación de pozos petroleros. Estos problemas durante la perforación de lutitas incrementan significativamente los costos de construcción de pozos petroleros. Las pérdidas de tiempo asociadas

⁶ VALLEJO VELÁSQUEZ, Juan Carlos; Manual de geología, capítulo 9. Universidad Nacional de Colombia, mayo 2014.

con éstos representan alrededor del 15% de los costos de perforación promedio alrededor del mundo⁷.

2.1. PROBLEMAS DE INESTABILIDAD DE LUTITAS

Los problemas relacionados a la inestabilidad de lutitas surgen de diferentes índoles que corresponden a factores físicos, químicos y mecanismos dentro del proceso de perforación de pozos, los cuales se ven manifestados como resultado directo de la reacción de las lutitas después de someterse al filtrado de lodo y a la saturación de agua presente en la formación. La respuesta de las arcillas a esta agua trae consigo una dilatación e hinchamiento que en conjunto con los esfuerzos mecánicos causa un aumento en la cantidad de cavings (fragmentos de derrumbes) en las zarandas en superficie. De acuerdo con la forma en que se encuentre este recorte, se podría clasificar e identificar el posible problema de manera cómoda y dar una determinada solución mediante estudios de estabilidad, geomecánica y química del fluido de perforación.⁸

Cabe resaltar que comúnmente este tipo de problemas afectan a las rocas que pertenecen a épocas geológicas tempranas, es decir que no han estado sometidas a diagénesis y no conservan una dureza que tolere la hidratación.

Al desgastarse o ensancharse de cualquier manera el pozo se hace más débil y es más tedioso para estabilizar. El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo,

⁷ SANCHEZ, Erna; GRATEROL, Leonardo y SUAREZ, Jaime. Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación de formaciones lutíticas para estabilidad del pozo. Parte I. PDVSA. Seflucempo, Isla Margarita 2004.

⁸ M-I, Drilling fluids Engineering Manual. Version 2.0.S.4/0.1.

evaluación deficiente de las formaciones, mayores costos de cementación y cementación inadecuada.⁹

Desafortunadamente, esto no significa que sea más fácil perforar las lutitas más antiguas.

En la tabla 5 se muestra los principales factores que inciden en la inestabilidad de las lutitas, las posibles causas que los inducen y los indicadores que facilitan su identificación.

Tabla 5. Factores que inciden en la estabilidad de las lutitas.

Factor	Causa	Indicadores
Presión de sobrecarga	-Relevo o disminución del esfuerzo en la presión de sobrecarga.	-El contenido de agua y la plasticidad de la lutita son anormalmente altos con relación a la presión de sobrecarga y la lutita es forzada hacia el pozo.
Presión de poro	-Presión del fluido de perforación menor a la presión de los fluidos dentro de los poros de la roca perforada. Más posible que ocurra cuando la roca es relativamente impermeable.	-Presión diferencial hacia el pozo tiende a inducir fragmentos de roca que caerán a él (esto se conoce como una clase o tipo de derrumbe). La presión diferencial es bastante grande y si el fluido en los poros es gas, cuando la roca es relativamente permeable es posible que ocurra un “reventón”.
Fuerzas tectónicas	-Esfuerzos sobre los estratos de la corteza terrestre, la deformación se describe comúnmente como “pliegue” y la ruptura con desplazamiento como “falla”.	- “Hojuelas” en fragmentos que caerán de la formación al pozo.
Absorción de agua	Presencia de arcillas expandibles.	-Perdidas de circulación por reducción del anular en el estrato de la formación lutítica.

⁹ BAKER HUGHES. Fluidos. Manual de Ingeniería. Agosto.1998.

Factor	Causa	Indicadores
		-Posible desprendimiento de lutitas de mayor tamaño en las mallas de la zaranda o shaker.

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

2.2. CLASIFICACIÓN DE LAS LUTITAS

Se ha propuesto muchos esquemas de clasificación para las lutitas problemáticas, pero básicamente podemos clasificarlas dependiendo el mecanismo de falla¹⁰.

- Lutitas hidratables y dispersivas
- Lutitas quebradizas
- Lutitas bajo presión
- Lutitas bajo esfuerzo

2.2.1. Lutitas hidratables y dispersivas. Cuando una lutita está expuesta a un fluido base agua sin una química que permita el taponamiento de los poros, el filtrado interactúa directamente con la lutita. Los resultados son hidratación y un aumento de la presión de poro.

Los diferentes minerales de la arcilla varían considerablemente en su resistencia y susceptibilidad a la hidratación. Los más comunes son la clorita, caolinita, illita y esmectita, en orden de hidratación creciente. La esmectita se presenta como un componente de una arcilla de estratos mixtos.

La hidratación de las arcillas se produce mediante tres mecanismos. La hidratación superficial es el enlace de las moléculas de agua con átomos de

¹⁰ BAKER HUGHES. Fluidos. Manual de Ingeniería. Agosto.1998.

oxígeno en la superficie de las plaquetas de arcilla. La hidratación iónica es la hidratación de los cationes de los estratos intercalados con las superficies cercanas de las moléculas de agua. La hidratación osmótica ocurre en algunas arcillas después de que las mismas se han hidratado iónicamente (generalmente, a una humedad del 100%). Todas las arcillas sufren hidratación, y la illita y la esmectita presentan diferentes grados de hidratación iónica. La hidratación de las lutitas (adsorción superficial y absorción osmótica) conducirá a dos problemas diferentes bien definidos:

- a. Hinchamiento: Expansión de las arcillas debido a la absorción de agua.
- b. Dispersión: desintegración del cuerpo de las lutitas debido al contacto con agua.

Debido a que la lutita posee minerales no arcillosos como el cuarzo y el feldespato, además de una mezcla de arcillas, se producirá una combinación de mecanismos de hidratación. Los minerales no arcillosos no reaccionarán, mientras que la clorita, caolinita e illita se hidratarán dando problemas de sólidos, y la esmectita se hidratará, hinchará y reaccionará con soluciones iónicas.

Cuando se sumerge la esmectita en agua, la hidratación de los cationes en la arcilla hace que los mismos se disocien de su superficie, creando un desequilibrio eléctrico en la arcilla, lo cual a su vez hace que ésta “explote” adsorbiendo grandes volúmenes de agua.

2.2.2. Lutitas quebradizas. Este tipo de lutitas presentan una consistencia firme y maciza, sin embargo, cuando entran en contacto con el filtrado del lodo la lutita puede ser debilitada por la penetración de este a lo largo de micro fracturas en la superficie y los planos de estratificación. Por otra parte, el fenómeno de hinchamiento se puede originar cuando una pequeña cantidad de arcilla está

rodeada por una matriz de cuarzo y feldespato. Incluso una ligera hidratación causará una elevada presión de hinchamiento y la formación será inestable.

2.2.3. Lutitas bajo presión excesiva. Las lutitas quedan bajo presión excesiva cuando un estrato de arcilla compactada de baja permeabilidad se desarrolla junto a una arena y se impide el flujo desde la arcilla. En una formación de lutita gruesa (gumbo), la tasa de expulsión no puede mantenerse al paso de la tasa de compactación y la presión de poro de la lutita aumenta por encima de la normal, para una profundidad comparable de enterramiento.

Las presiones extremadamente elevadas también se encuentran en situaciones donde las formaciones bajo presión normal han sido levantadas debido a fuerzas tectónicas. Con la erosión de los estratos superficiales, la presión de poro será alta para la profundidad de enterramiento.

2.2.4. Lutitas bajo esfuerzos tectónicos. Estas lutitas se presentan en áreas donde la corteza terrestre ha sido modificada por fuerzas tectónicas. Estas lutitas pueden tener planos de estratificación sumamente inclinados. Cuando, durante la perforación, se alivian las fuerzas que actúan sobre la formación, la lutita cae en el pozo. Estos problemas se agravan consecutivamente si los planos de estratificación se humedecen con agua o aceite. Las lutitas Atoka y Springer del continente americano son ejemplos de este tipo de rocas.

2.3. CLASIFICACIÓN DE LAS ARCILLAS

2.3.1. Arcillas expandibles.

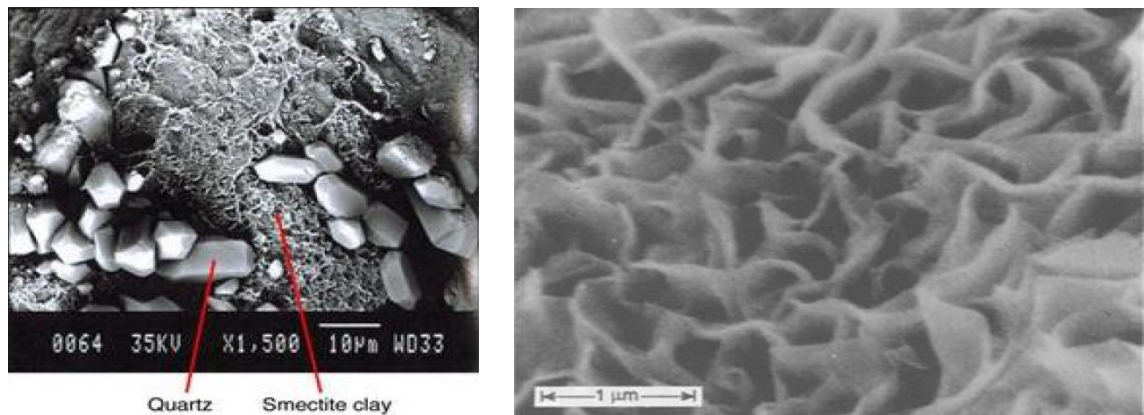
Esmectita

Es el nombre mineral dado a un grupo de Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} , Fe^{++} y silicatos Li-Al. Los nombres de minerales en el grupo de la esméctita que son más comúnmente usados son Na-montmorillonita, Ca-montmorillonita, saponita (Mg), nontronita (Fe) y hectorita (Li). Los iones Na^+ y Ca^{++} pueden ser hidratados en esta posición de intercalación, las montmorillonitas de sodio tienen generalmente una capa de agua en la posición de la capa intermedia y las montmorillonitas de calcio tienen generalmente dos capas de agua que explican la separación basal en el diagrama de difracción de rayos X de 15,4 Å para una Ca-montmorillonita y 12,6 Å para una Na-montmorillonita, estos rangos de hinchamiento pueden llegar hasta la separación completa en algunos casos cuyas esmectitas ocurren normalmente como copos muy finos de tamaño de partícula extremadamente pequeño, que dan a la arcilla una superficie elevada cuando están relativamente dispersos. La propiedad más típica de las montmorillonitas es la capacidad de hinchamiento entre capas (hidratación) con el agua.¹¹

En la figura 1 se muestra una prueba de microscopía electrónica de barrido realizada a una arcilla de tipo esmectita.

¹¹ GRIM, R.: Applied Clay Mineralogy, 1st ed. 1962 McGraw-Hill, New York

Figura 1. Microscopía electrónica de barrido de una esmectita



Fuente: GRIM, R.: Applied Clay Mineralogy, 1st ed. 1962 McGraw-Hill, New York.

2.3.2. Arcillas no expandibles

Illita

Distinguidas de la montmorillonita, principalmente por su falta de hinchamiento entre capas. En estos minerales (micas), uno de los cuatro átomos de sílice en la capa tetraedral es substituida por un átomo de aluminio, y en el defecto de una carga positiva es compensado por un ion potasio. En la illita, hay una capa de iones potasio, pero no hay agua entre las unidades de tres capas. Además, la illita tiene una sustitución considerable de átomos de sílice por átomos de aluminio en sus capas, mientras que la esmectita no la tiene.¹²

El espacio entre las capas unitarias es de 2,8 Å. El diámetro iónico del potasio es de 2,66 Å. Esto permite que el potasio encaje perfectamente entre las capas unitarias formando un enlace que impide el hinchamiento en la presencia de agua.

Los átomos de potasio en la estructura de illita no son iones intercambiables, pero constituyen una parte fija de la estructura del cristal; sólo los iones en las

¹²M-I Drilling fluids Engineering Manual. Version 2.0.S.4/0.1.

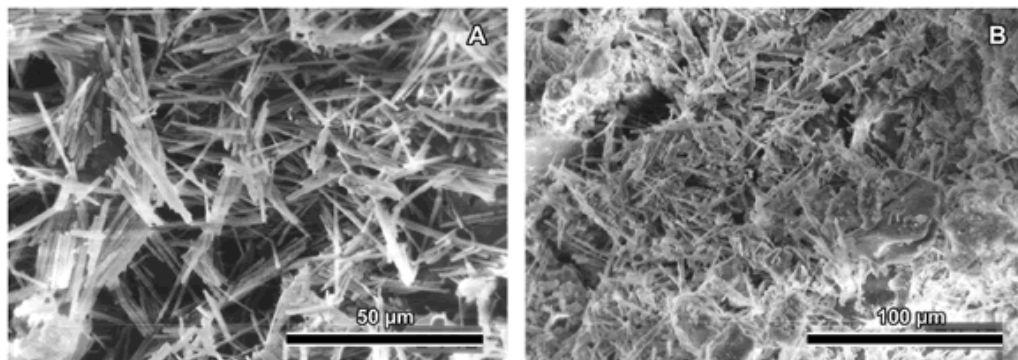
superficies externas de la illita son intercambiables. Las micas perfectamente cristalizadas no presentan imperfecciones en sus iones entre placas, y por tanto son químicamente inactivas.

Capas mixtas de illita y esmectita son encontradas durante la perforación de formaciones de lutita causando frecuentemente distintos problemas relacionados con la estabilidad del pozo y el mantenimiento del fluido de perforación. La naturaleza problemática de estos minerales arcillosos, puede estar relacionada con los cationes débilmente enlazados entre las capas y las cargas débiles de las capas, que producen el hinchamiento y la dispersión al entrar en contacto con el agua.

A medida que la profundidad aumenta, la esmectita se convierte gradualmente en arcillas de capas mixtas de illita/esmectita, y finalmente en illita y mica. Como resultado, las formaciones de lutita disminuyen su hinchamiento, pero se vuelven más dispersivas en agua.

En la figura 2 se presenta una prueba de microscopía electrónica de barrido realizada a una arcilla de tipo illita.

Figura 2. Microscopía electrónica de barrido de una illita.



Fuentes: “Latin American journal of sedimentology and basin analysis”, Asociación Argentina de sedimentología, Volumen 24. Julio de 2017.

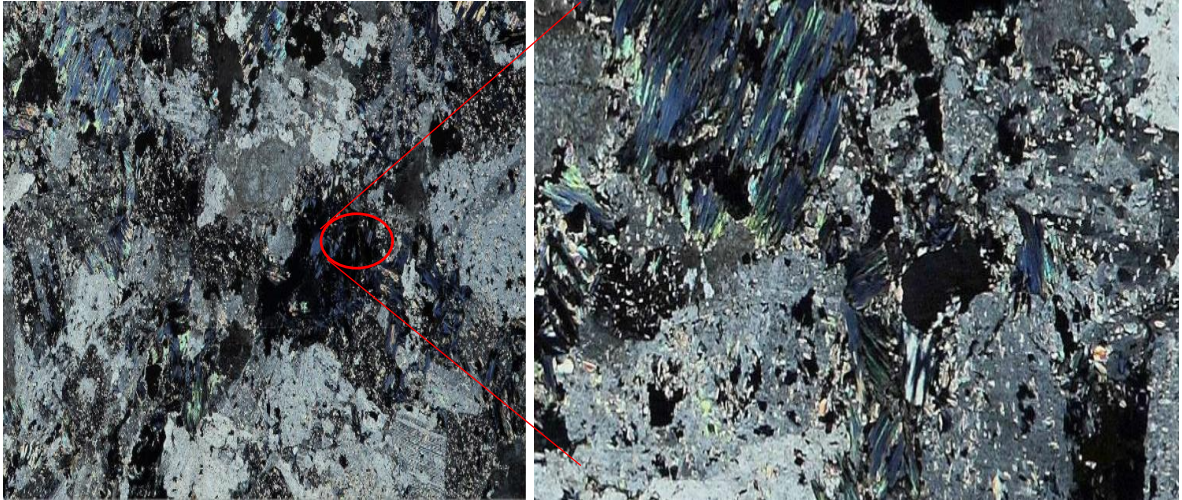
Clorita

Estas son arcillas de tres capas que no se hinchan en su forma pura, pero pueden hacerse hinchables al ser ligeramente modificadas con cationes compensadores de carga entre las capas unitarias de tipo montmorillonitas que son reemplazados por una capa de hidróxido de magnesio octaédrico (comúnmente conocido como brucita). Esta capa tiene una carga positiva neta debido a la sustitución de ciertos magnesios por aluminio en la capa de brucita.

Las cloritas suelen encontrarse en sedimentos marinos antiguos, enterrados a grandes profundidades y no suelen ser problemáticas a menos que estén presentes en grandes proporciones; la distancia entre sus capas suele ser de 14 Å. Una arcilla resultante de capas mixtas tendría propiedades de ambos tipos de minerales arcillosos, aunque es poco conocido los atributos de dispersabilidad.

En la figura 3 se muestra una prueba de microscopía electrónica de barrido realizada a una arcilla de tipo clorita.

Figura 3. Sección delgada, fragmento de clorita



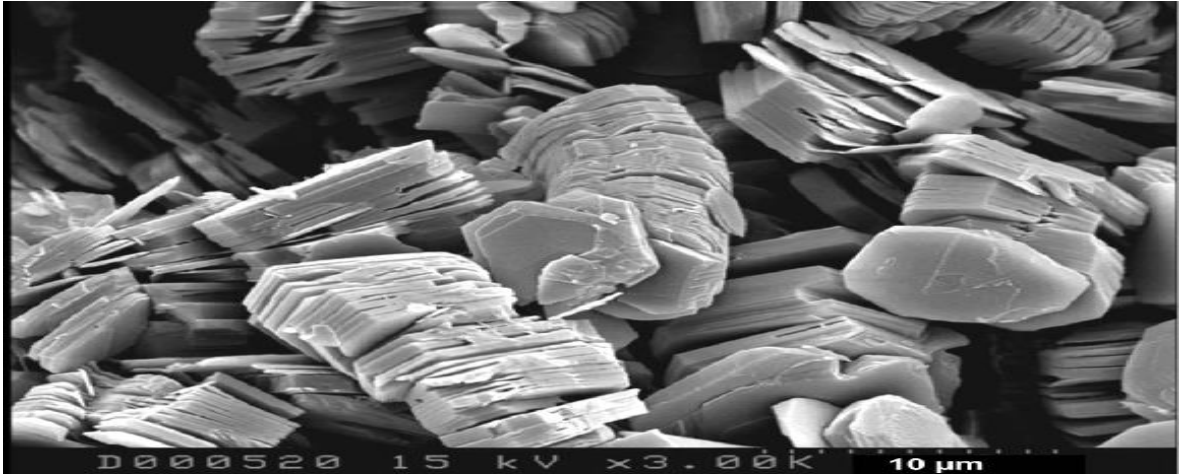
Fuente: We Sapiens. “Clorita vista en una sección delgada al microscopio petrográfico” [en línea]. En: We Sapiens [fecha de consulta: 15 de septiembre del 2017]. Disponible en: <http://www.wesapiens.org/es/file/1765657/Clorita+vista+en+una+secci%C3%B3n+delgada+al+microscopio+petrogr%C3%A1fico.#link_0>.

Caolinita

Es una arcilla no hinchable cuyas capas unitarias están fuertemente ligadas mediante enlaces de hidrógeno. Esto impide la expansión de la partícula, pues para el agua no es posible penetrar en las capas. Al no contener cationes entre capas ni cargas superficiales, no se produce casi ninguna sustitución en las hojas tetraédricas u octaédricas. Sin embargo, algunas pequeñas cargas pueden resultar de los enlaces rotos o las impurezas.

En la figura 4 se presenta una prueba de microscopía electrónica de barrido realizada a una arcilla de tipo caolinita.

Figura 4. Microscopia electrónica de barrido de una caolinita



Fuente: ResearchGate. “The influence of individual clay minerals on formation damage of reservoir sandstones: A critical review with some new insights” [en línea]. En: ResearchGate [fecha de consulta: 15 de septiembre del 2017]. Disponible en: <https://www.researchgate.net/SEM-image-of-well-crystallized-crystallized-kaolinite-from-sandstone-Note-hexagonal_262582095>.

2.4. PRUEBAS DE ARCILLAS REACTIVAS

Varias pruebas de laboratorio están disponibles para tratar de cuantificar esta interacción química entre varios lodos base agua y una lutita particular. Estas pruebas incluyen:

- Clasificación de las lutitas (CEC y contenido de arcilla).
- Prueba de inmersión visual.
- Pruebas de hidratación (rendimiento).
- Pruebas de dureza de los recortes.
- Pruebas de succión capilar.
- Pruebas de hinchamiento lineal.
- Pruebas de dispersión.
- Pruebas de presión confinada.

- Prueba triaxial.
- Prueba de dureza de la lutita.

Las dos pruebas principales usadas por M-I SWACO (Schlumberger), son la prueba de hinchamiento lineal llamada “medidor de hinchamiento” (“swellmeter”) y las pruebas de dispersión rolado en caliente. El medidor de hinchamiento usa granos de lutita reconstituidos, sumergidos en un fluido de perforación, y mide la velocidad y cantidad de expansión lineal no confinada. El fluido de perforación más deseable produciría la menor cantidad de hinchamiento lineal, el cual disminuirá rápidamente hasta una tasa de hinchamiento casi nula. Este dispositivo de prueba puede comparar simultáneamente varias formulaciones diferentes de fluidos. Los resultados se reportarán como el porcentaje de hinchamiento a partir del espesor de hinchamiento a partir del espesor original y la tasa final de hinchamiento al final de la prueba. Los resultados típicos del medidor de hinchamiento varían de 20 a 150%. La mayoría de las veces, el medidor de hinchamiento es usado para evaluar los diferentes niveles de inhibición de las sales u otros inhibidores iónicos (como el calcio y el potasio). Este dispositivo no es adecuado para tratar de evaluar el efecto de los agentes punteantes como el asfalto, la gilsonita y el asfalto sulfonado, o los polímeros encapsuladores como el PHPA y la PAC.

Las pruebas de dispersión usan fragmentos de lutita (o recortes) de granulometría determinada para medir la cantidad de dispersión que ocurre cuando estos fragmentos son sumergidos en un fluido de perforación y rolados en caliente por un periodo determinado. El tamaño de los fragmentos originales de lutita es más grande que un tamaño de malla, pero más pequeño que otro. Al final de la prueba, el volumen de recortes que sigue siendo retenido por el tamaño de malla más pequeño será medido y reportado como el porcentaje recuperado. La prueba de dispersión es excelente para evaluar la eficacia de los polímeros encapsuladores.

3. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Los fluidos de perforación deben cumplir diversas funciones para que en el proceso de perforación y producción no se presenten inconvenientes. En todo momento se debe asegurar que las propiedades del lodo sean las adecuadas para satisfacer las necesidades del pozo perforado y para ello el ingeniero de fluidos debe adecuarlo, así como también puede recomendar modificaciones de las prácticas de perforación que ayuden a lograr los objetivos de esta.¹³

3.1. QUÍMICA DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

3.1.1. Lodos de perforación base agua. El lodo bentonítico o lodo de perforación es una mezcla de agua con bentonita, un tipo de arcilla muy densa con una gravedad específica de 2,3 a 2,7, sin embargo, existen otros aditivos como la hematita y la barita, con gravedades de 4,5 y 5,3 respectivamente, que suministran al igual que la bentonita peso al lodo de perforación. Es utilizado para la perforación de pozos en los que frecuentemente, hay presencia de petróleo o gas natural. Además, se usa para trabajos más sencillos como los pozos de agua.

Una propiedad muy importante de los fluidos de perforación es que están constituidos por bentonita, que es una arcilla que no pierde consistencia ni estabilidad, aunque se le añada una gran cantidad de agua. Esto permite que el lodo presente tixotropía, lo cual proporciona una estructura gelificada cuando se encuentra en estado estático, pero con el tiempo cuando se aplica energía o agitación fluidifica. También está constituido por una amplia gama de aditivos

¹³ SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. "Rocas Sedimentarias" [en línea]. En: Servicio Geológico Mexicano [fecha de consulta: 2 de diciembre del 2016]. Disponible en <<http://portalweb.sgm.gob.mx/museo/rocas/rocas-sedimentarias>>.

como: densificantes, viscosificantes, controladores de filtrado, lubricantes, inhibidores de arcilla, entre otros.¹⁴

3.1.2. Lodos de perforación base aceite. Se define fluido base aceite a aquel fluido que está formado por partículas finas, que se encuentran suspendidas en un aceite, el cual actúa como medio portador o fase continua. El origen de los fluidos de perforación base aceite se remonta a los años 20's, ya que en esta época se utilizaba el crudo producido como fluido de perforación. Con el paso de los años hubo innovaciones en este tipo de fluidos y sus propiedades.

Este tipo de fluido se utiliza cuando el uso de los fluidos base agua presenta deficiencias técnicas o cuando no es económicamente viable.

Alguna de las características que presentan esta categoría de fluidos de perforación es que pueden ser utilizados en formaciones altamente reactivas al agua, sin generar ningún tipo de problema, disminuye el riesgo de la pega de tuberías, aumenta la lubricidad de la barrena lo que incrementa las velocidades de perforación, es excelente para usarse en ambientes de aguas profundas, ya que disminuye la formación de hidratos de gas, entre otros beneficios.¹⁵

La tabla 6 presenta las ventajas y desventajas en la implementación de un fluido en base aceite, cuando no se ve la viabilidad de implementación de un fluido en base agua, mostrando sus mejoras y limitaciones en el proceso de perforación de pozos.

¹⁵ MELLIN DE LA O, Jose E. "Estudio experimental para la evaluación de hundimiento de barita y acreciendo en sistemas base no acuosa empleados en la perforación de aguas profundas" Universidad de México 2012.

Tabla 6. Ventajas y desventajas de lodos de perforación en base aceite

V ENTAJAS	DESVENTAJAS
Buenos para ambientes de altas temperaturas	Es muy difícil mantener el taladro limpio durante la perforación
Buenos para perforación en zonas lutíticas	Los costos de este sistema son mayores a los fluidos en base agua
Funciona como buen lubricante, reduciendo con ello los torques de perforación	Es considerado como residuo tóxico, por lo tanto, no puede ser directamente expuesto al ambiente

Fuente: CEBALLOS, D. "Lodos De Perforación Base Agua y Base Aceite" [en línea]. En: Slide Share, Share and Discover Knowledge [fecha de consulta: 2 de diciembre del 2016]. Disponible en <<http://es.slideshare.net/ARBALESTV20/lodos-de-perforacion-base-agua-y-base-aceite>>.

Existen dos tipos principales de sistemas los cuales representan los tipos de lodo base aceite:

a) Lodos de aceite

Contienen menos del 5% en agua y contiene mezclas de álcalis, ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diésel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. Uno de sus principales usos es eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras. Los contaminantes como la sal o la anhidrita no pueden afectarlos y tiene gran aplicación en profundidad y altas temperaturas, también son especiales para las operaciones de corazonamiento.

b) Emulsiones invertidas

Este sistema contiene más del 50% en agua, que se encuentra contenida dentro del aceite mediante emulsificantes especiales; este lodo es estable a diferentes temperaturas.

El uso de estos dos tipos de lodos requiere cuidados ambientales debido a su elevado poder contaminante. Pueden pesar 7.5 ppg (libras por galón) sin el uso de materiales pesantes. Estos lodos han sido empleados con éxito para muchas tareas de perforación con: pozos profundos con condiciones extremas de presión y temperatura; problemas de pega de tubería y de estabilidad de pozo; necesidad de atravesar zonas que contienen sales, yeso o anhidrita; presencia de sulfuro de hidrógeno hallazgo de formaciones potencialmente productoras; gran necesidad de minimizar la fricción y los torques (en pozos altamente desviados). Lastimosamente su carácter contaminante ha restringido su uso.

c) Lodos cuya fase continua es “material sintético (producido por síntesis química)”

Esta nueva clase de lodos –denominados “lodos basados en pseudo-aceite” – poseen la mayoría de propiedades de los lodos con fase continua aceitosa y con su uso se podrían disminuir los grandes problemas de contaminación causados, pero muchos de ellos presentan toxicidad acuática. Aun así, algunos autores recomiendan estos nuevos lodos como una alternativa al uso de lodos cuya fase continua es aceite. Otras desventajas son: el costo (varios cientos de dólares por barril, situación que se agravaría con la presencia de pérdidas de circulación) y su poca estabilidad a altas temperaturas.

3.1.3. Aditivos estabilizadores de arcillas reactivas¹⁶. Las prácticas de perforación y explotación de pozos petroleros involucran relacionar un componente muy importante como lo es el lodo de perforación; gracias a las propiedades reológicas, físicas y químicas que éste presenta, indudablemente reduce los problemas operacionales y de igual manera optimiza el trabajo. Cabe

¹⁶ FLORÉZ, Diana Carolina y VILLAMIZAR, Marcela. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando stream gages. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2010.

mencionar que estos pueden cumplir múltiples funciones si se suman aditivos los cuales contribuyan en algo en específico. Un claro ejemplo es el caso de los aditivos que proveen estabilidad al pozo, puesto que funcionan como “Medicamentos preventivos” ayudando a los operadores en campo a mitigar las tareas arduas y costosas asociadas al desmoronamiento de las arcillas esmécticas, quienes son problemáticas y se ve representado con los tipos y tasas de caving (fragmentos de derrumbes).

Los aditivos que generan estabilidad al pozo se describen en forma general, sin embargo, estos se pueden denominar de manera diferente, dependiendo de la compañía que los produce y comercializa.

A continuación, se muestran los aditivos de manera general:

3.1.3.1. Sales.

- **Cloruro de potasio**

El cloruro de potasio es probablemente el inhibidor mejor conocido en la industria petrolera. Su popularidad se deriva principalmente de su habilidad de disminuir la presión de hinchamiento en las arcillas esmécticas.

Para la concentración de cloruro de potasio se debe tener especial cuidado ya que esta depende de la actividad de la lutita. Concentraciones demasiado altas pueden aumentar la posibilidad de problemas de inestabilidad al generarse eventualmente esfuerzos ténsiles, es decir, aumenta la presión de hinchamiento. Por lo tanto, para cada caso en el desempeño del ion cloro es inhabilitada para prevenir la invasión del filtrado y la presión de penetración del lodo en las lutitas. Las viscosidades de las soluciones de cloruro de potasio son cercanas a las del agua, aun a niveles de saturación de sal. El cloruro de potasio no puede tapar la

garganta de los poros o modificar la permeabilidad de la lutita. Por esto, la conductividad hidráulica que gobierna la magnitud del flujo de Darcy dentro de las lutitas es inalterada por la salinidad.

- **Cloruro de sodio**

El uso de Cloruro de sodio, al igual que el cloruro de potasio se basa principalmente en el control de arcillas reactivas, mediante la reducción de la presión de hinchamiento. Sin embargo, tiene ciertas ventajas sobre el uso de este último, puesto que a concentraciones altas da lugar a grandes presiones osmóticas las cuales reducen la interacción del filtrado de perforación con estas rocas inestables.

Aunque las soluciones concentradas de cloruro de sodio no son una eficiente técnica de perforación para el control de formaciones inestables, ellos son muy efectivos cuando trabajan en combinación de aditivos que suministran gradiente osmótico y provocan la deshidratación de la lutita.

- **Cloruros y bromuros de calcio/magnesio/zinc**

Salmueras concentradas de CaCl_2 , CaBr_2 , ZnCl_2 , MgCl_2 y ZnBr_2 son comunes como fluidos base para lodos de perforación y completamiento de alta densidad y bajo contenido de sólidos. Dos factores que los hacen adecuados para la perforación de las lutitas son:

Sus viscosidades de filtrado son altas, las cuales disminuirán el flujo hidráulico.

Pueden generar presiones osmóticas muy altas (En el orden de 1.000 MPa); sin embargo, la eficiencia de membrana está en el orden de 1-10% así que la presión

osmótica efectiva que actúa es atenuada hasta 10-100 MPa) que puede ser utilizadas para compensar parcialmente el desequilibrio hidráulico del lodo.

- **Sales de acetato y formiato**

Lo anterior también aplica en gran parte para salmueras de acetato y formiato concentradas, cuya viscosidad de filtrado son altas y generan presiones osmóticas muy grandes. Estos sistemas de sal monovalentes, sin embargo, pueden tener un efecto benéfico sobre la presión de hinchamiento.

Especialmente el formiato de potasio parece ser especialmente conveniente para perforar lutitas por la reducción de la presión de hinchamiento, el contenido de agua de lutita y la presión de poro al mismo tiempo lo cual es soportado por experiencias de campo.

3.1.3.2. Polímeros con afinidad especial hacia lutitas. El hecho de que los iones de potasio pueden ser intercambiados en un solo sitio de la arcilla fue percibido como una desventaja que puede ser remediada usando un polímero con grupos funcionales que se absorben sobre la superficie de la arcilla en múltiples sitios.

Estos polímeros se caracterizan por ser inhibidores del hinchamiento de las arcillas, especialmente aquellos de bajo peso molecular (< 10000 uma) que pueden atravesar el sistema poroso y penetrar en la estructura de la arcilla, Las especies de alto peso molecular (>10000 uma) pierden la habilidad de penetrar lutitas y modificar la presión de hinchamiento debido a las restricciones de tamaño, sin embargo, cumplen la función de sellar o proporcionar un recubrimiento en la roca lutítica.

Los polímeros solubles en agua se pueden clasificar según su estructura física, la cual es relacionada con la naturaleza eléctrica del polímero. En este sentido algunos polímeros no tienen carga eléctrica y son llamados no iónicos. Otros están cargados y se asemejan a electrolitos, estos son llamados poli electrolitos.

- **Polímeros anfotéricos**

Los aditivos anfotéricos actualmente disponibles, exhiben características de inhibición de lutitas tanto de aditivos catiónicos como de aniónicos. Entre las ventajas sobre los sistemas catiónicos se encuentran sus bajos costos y su naturaleza esencialmente no toxica.

Adicionalmente, los anfotéricos son generalmente compatibles completamente con los aditivos aniónicos comunes, por ende, se va extendiendo su uso a aplicaciones de más altas temperaturas que las posibles con los sistemas catiónicos actualmente disponibles.

Los materiales anfotéricos se creen que funcionan con un mecanismo similar al que opera para materiales catiónicos. Sin embargo, debido a su naturaleza anfotérica, sus características catiónicas y por tanto inhibitoras son un poco menos intensas que aquellas exhibidas por los materiales verdaderamente catiónicos, particularmente a valores de pH entre 8.5 y 9.5.¹⁷ Sin embargo, con una correcta atención a la aplicación y al PH, estos tipos de materiales han sido empleados muy exitosamente para la inhibición de lutitas.

- **Polímeros funcionalmente catiónicos**

Se ha comprobado que los polímeros catiónicos son buenos inhibidores en lodos base agua. Los polímeros catiónicos teóricamente funcionan mediante la

¹⁷ M-I Drilling fluids Engineering Manual. Version 2.0.S.4/0.1.

absorción sobre la superficie negativamente cargada de las arcillas. Esta absorción parece ser manejada por un consistente mecanismo: una reacción de intercambio catiónico, a través de la cual los cationes intercambiables en las láminas de los minerales arcillosos son reemplazados por el aditivo catiónico. Esta reacción une electrostáticamente las láminas de arcilla, reduciendo enormemente la tendencia de los minerales de arcilla a hincharse y/o dispersarse en ambientes acuosos.

Esto, consecuentemente, minimiza los problemas de perforación asociados con tal hinchamiento y dispersión. Desafortunadamente, los costos (altos costos de los polímeros catiónicos junto con las altas tasas de consumo de estos) y las consideraciones toxicas han casi impedido el uso de los sistemas de polímeros catiónicos y además es complicado por el hecho que estos polímeros de manera general reaccionan con los aditivos aniónicos comúnmente utilizados, convirtiendo tanto los materiales catiónicos como los materiales aniónicos en inefectivos.

- **Polímeros funcionalmente aniónicos**

A estos aditivos no se les ha comprobado que exhiban las características inhibitorias de lutitas que tienen los aditivos catiónicos y anfotéricos. Ellos han sido, sin embargo, utilizados con varios grados de éxito en muchas operaciones. Estos materiales teóricamente proveen inhibición mediante la encapsulación de las partículas de lutita y/o reduciendo la actividad de la fase acuosa, por lo tanto, limitando la penetración de agua dentro de las láminas de arcillas. Estos mecanismos inhibitorios son generalmente considerados menos efectivos que el mecanismo de intercambio catiónico atribuido a los aditivos catiónicos y anfotéricos.

3.1.3.3 Asfáltenos, gilsonitas y grafitos. Los asfáltenos, gilsonitas y grafitos son utilizados para una variedad de propósitos, entre ellos la estabilización de lutitas.

Actúan como estabilizadores de lutitas al fijar una capa externa a la roca, debido a su considerable tamaño, lo cual incrementa la presión osmótica ya que, al no formar un bloqueo efectivo en la garganta de poro, pero no tienen efecto sobre la presión de hinchamiento; en otras palabras, impiden en cierta parte que el filtrado de lodo de perforación entre en contacto con las arcillas reactivas.

También, su considerable tamaño evita la entrada en las lutitas y el bloqueo efectivo de la garganta de poro. Por esto, la invasión de filtrado y la presión de penetración del lodo no serán retardadas.

3.1.3.4. Azúcares y derivados del azúcar. Los sacáridos (azúcares) son bien conocidos como viscosificantes de bajo peso molecular los cuales tienen la ventaja de no ser perjudiciales ambientalmente. Ellos viscosifican el filtrado del lodo efectivamente cuando son utilizados a concentraciones apropiadas. Además, ellos disminuyen las actividades del agua y por consiguiente generan presiones osmóticas que pueden ser utilizadas para deshidratar la lutita.

Los sacáridos son recomendados para la estabilización de ripios y la cara del pozo. Una restricción de su uso es que concentraciones de productos relativamente altos (normalmente > 30% w/w) son necesarios para alcanzar los beneficios deseados, lo cual puede afectar la economía de estos sistemas y llevar a una viscosidad alta del lodo base. Cuando son formulados sistemas que puedan deshidratar efectivamente las lutitas, ellos también pueden ser aplicados en la reducción de “bit balling” e incrementar la ROP.

3.1.3.5. Silicatos. Son muy exitosos en la estabilización de lutitas altamente reactivas, pero el difícil control de la reología de estos lodos discontinuo su uso. Investigaciones posteriores mostraron que los silicatos utilizados en conjunto con el ion potasio y polímeros específicos, se combinan en un paquete efectivo de

estabilización de lutita, lo cual conllevó a que fueran reintroducidos en la industria petrolera en los 90's.

Estos lodos económicos y ambientalmente benignos combinan un juego de características únicas que los hacen ajustarse excelentemente a la estabilización de lutitas: a través de los enlaces químicos de oligómeros de sílice sobre la superficie de los ripios y la formación, a través de la reacción con los iones polivalentes disponibles en el fluido de poro de la lutita para formar precipitados insolubles, y a través de la polimerización del silicato que da como resultado complejas estructuras poliméricas inorgánicas, formando una capa protectora sobre toda la superficie.

A medida que el silicato soluble entra en contacto con la superficie de las lutitas, el PH neutro a ácido de los fluidos de poro y la reacción con los cationes divalentes (Ca^{2+} , Mg^{2+}) dentro y fuera de la lutita provocara la gelificación del silicato. La barrera formada por silicatos gelificados y precipitados evitara cualquier invasión de filtrado del lodo y de la presión de penetración.

- **Sulfato de potasio**

El comportamiento y la afinidad de las arcillas para cambiar sus iones localizados en la superficie hacen del ion potasio un excelente agente, ya que a consecuencia de su pequeño diámetro encaja perfectamente en los espacios interiores de las arcillas, neutralizando la deficiencia de cargas, dando un gran soporte y minimizando el hinchamiento de estas.

- **Aminas cuaternarias**

Una sal de amina catiónica en la que el átomo de nitrógeno tiene cuatro grupos unidos a ella y lleva una carga positiva. Las aminas cuaternarias se utilizan como

agentes mojantes del petróleo, inhibidores de corrosión y de las lutitas y bactericidas.

Nota: El exceso en la concentración de los diversos agentes aditivos, puede afectar la reología del fluido de perforación, generando grandes presiones de suabeo y surgencia.

3.1.4. Aditivos comerciales. Después de hacer una descripción de los aditivos de manera general, se puede mostrar la denominación de algunos de estos en la industria.

La tabla 7 compila información de los diferentes aditivos estabilizadores de lutitas, los cuales se encuentran de acuerdo a su nombre comercial y se comparan con productos de diferentes empresas que son químicamente similares o se han diseñado para que cumplan una función semejante.

Tabla 7. Tabla de los aditivos estabilizadores de lutitas

Baker Hugues	Baroid	MI	Dowell
ACETATO DE POTASIO	ACETATO DE POTASIO	*	K-52™
Alplex	*	*	DRILPLEX™
ALPLEXTM	*	*	*
AQUA-COL™ D	GEM GP	GLYDRIL 208	STAPLEX 500
AQUA-COL™ XS	*	*	*
Aqua-Dril	GEM	*	GLYDRIL®
AQUA-DRILLSM	*	GLYDRIL 2000	QUADRILL
AQUA-SEAL™	*	*	*
BIODRILL®	*	*	*
BLACK MAGIC®	*	*	*

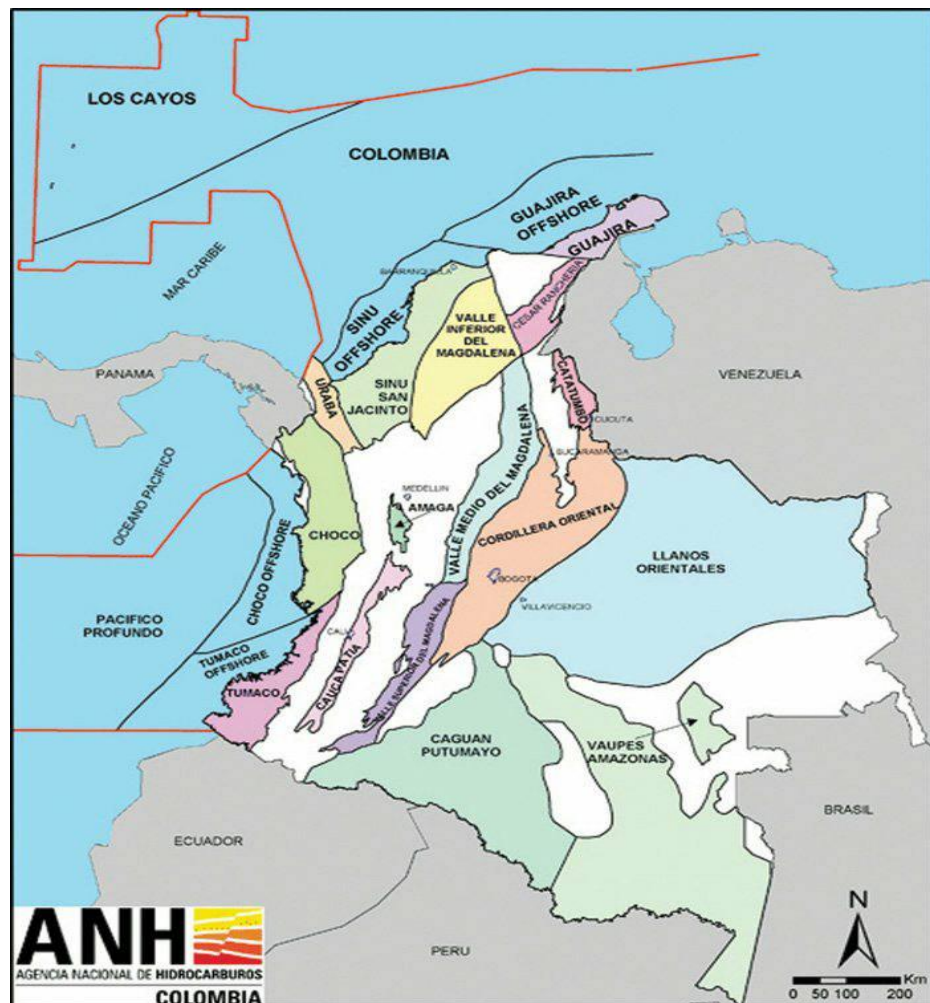
Baker Hughes	Baroid	MI	Dowell
CARBOTROL® HT	BARABLOK 400	VERSATROL LI	TRUDRILL S
CLEAR-DRILL™ K	*	*	IDSALT FK
CLEAR-DRILL™ N	*	FLO-PRO SF	IDSALT FS
New-Drill	EZ-Mud	*	POLY-PLUS®
NEW-DRILL®	EZ-MUD® DP	POLY-PLUS	IDBOND
NEW-DRILL® HP	EZ-MUD® DP	*	POLY PLUS RD®
PER-FLEX	*	*	*
PERFORMAX™	*	*	*
Protectomagic	AK-70	*	STABIL HOLE®
Shale-Bond	BARABLOCK 400	*	BORE-PLATE
SHALE-BOND®	BARA-TROL /SHALE-BAN	HOLECOAT /ASPHASOL	Gilsonita
SHALE-PLEX™	*	*	*
Soltex	Baro-Trol	*	ASPHASOL[®, ®D,®SUPREME]
*	*	*	SHALE CHEK™
*	*	*	KLA-GARD®
*	Clay-Seal	*	KLA-CURE®
*	EZ-MUD®	*	*
*	POLY-BORE™	*	*
*	POLY-BORE™ PLUS	*	*
*	QUIK MUD® D-50	*	*
*	QUIK MUD® GOLD	*	*

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

4. IDENTIFICACIÓN DE ROCAS SELLO EN LAS CUENCAS PRODUCTORAS DE CRUDO EN COLOMBIA

En la figura 5 se muestra el mapa de Colombia, en el cual se presentan las diferentes cuencas productoras de crudo presente en el país.

Figura 5. Cuencas Maduras Productoras de aceite



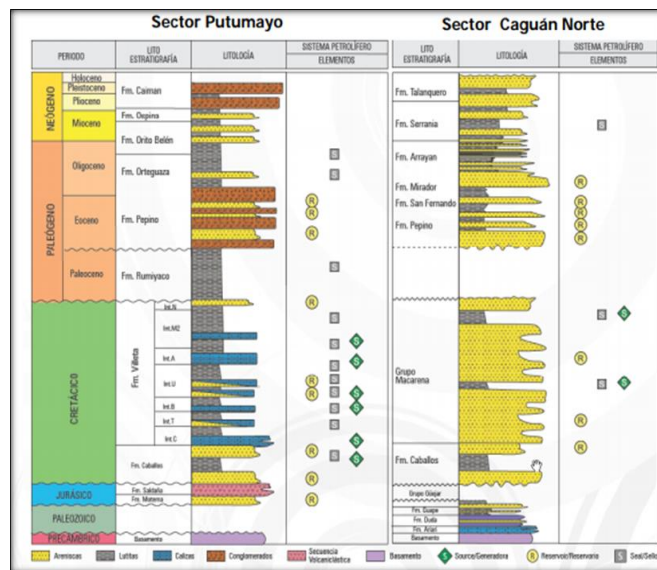
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

La ubicación de Colombia fue un punto estratégico hace millones de años al reposar bajo un ambiente sedimentario de tipo marino continental, lo cual permitió que se depositaran los sedimentos de acuerdo con el principio de horizontalidad, haciendo que el país cuente hoy en día con 23 cuencas sedimentarias, las cuales se pueden clasificar tanto en productoras como no productoras. Sin embargo, se mencionarán principalmente las 7 cuencas productoras de aceite que han dejado una huella en la historia petrolera del país.

4.1. CUENCA DEL CAGUÁN PUTUMAYO¹⁸

En la figura 6 se presenta la columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Caguan putumayo, en la cual con facilidad se reconocen las formaciones más representativas que actúan como sello.

Figura 6. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Caguán Putumayo.



Fuente: ANH, Claudia Posada. OPEN ROUND COLOMBIA 2010

¹⁸ ANH." Cartografía geológica de 51267.45 km² en la cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km² con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas igac 413 y 414 departamentos de Meta, Caquetá, Putumayo".

Roca sello

Sector Caguán

Los shales Cenozoicos de la Formación Serranía y los niveles arcillosos del Grupo Macarena son sellos efectivos en fallas de cabalgamiento.

Sector Putumayo

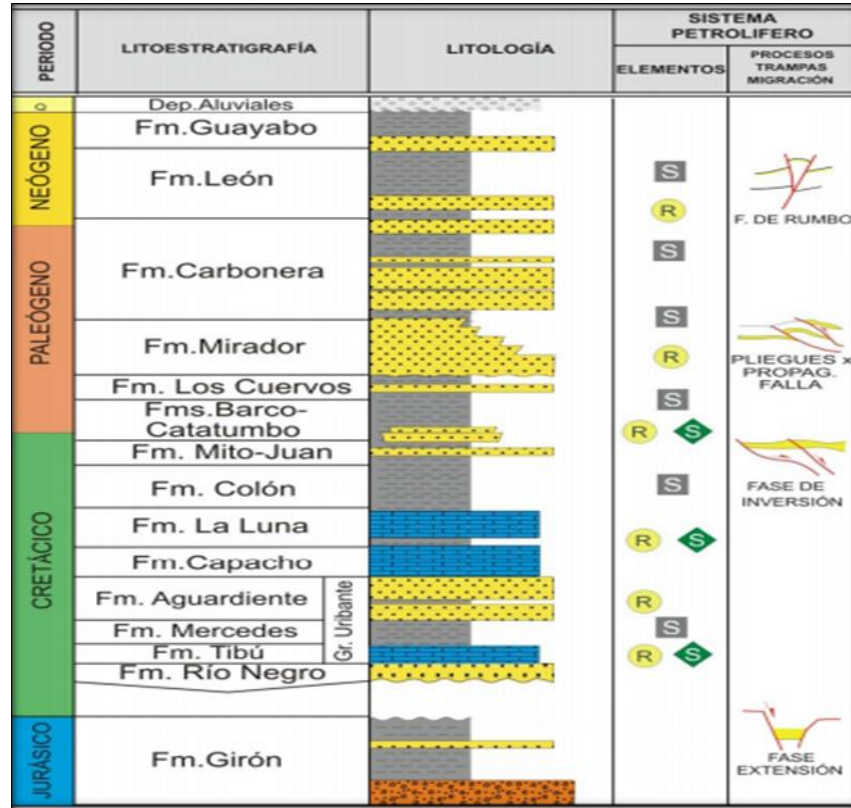
- **Formación Villeta:** Shales y niveles calcáreos cretácicos son excelentes unidades de sello lateral y al tope.
- **Formación Rumiyo y Orteguzza:** Hacia el piedemonte, es posible que fallas de cabalgamiento puedan actuar como sellos al poner en contacto las areniscas de la Formación Caballos con sedimentos más finos o rocas ígneo-metamórficas.

4.2. CUENCA DEL CATATUMBO¹⁹

En la figura 7 se muestra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Catatumbo, en la cual con facilidad se reconocen las formaciones más representativas que actúan como sello.

¹⁹ ANH. "Cuenca Catatumbo, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos".2012

Figura 7. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Catatumbo.



Fuente: Agencia nacional de hidrocarburos, Cuenca del Catatumbo.

Roca sello

Las formaciones Colón, Cuervos y León son consideradas las principales rocas sello de la cuenca.

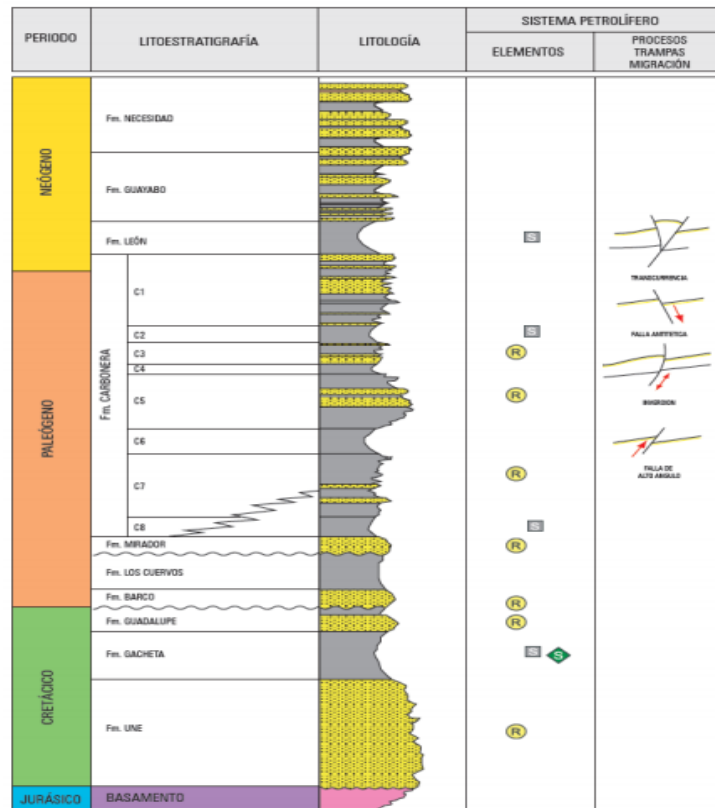
Las rocas lutíticas marinas cretácicas y las arcillolitas plásticas continentales del Cenozoico representan las unidades sello es ésta.²⁰

²⁰ Contrato interadministrativo N° 2081941 de 2008 FONADE-UIS-ANH. "Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas".

4.3. CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES²¹

En la figura 8 se muestra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los llanos orientales, en la cual con facilidad se reconocen las formaciones más representativas que actúan como sello.

Figura 8. Columna estratigráfica cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Agencia Nacional de hidrocarburos, llanos Orientales.

Roca sello

La unidad C-8 de la formación Carbonera ha sido tradicionalmente considerada como sello regional de la cuenca; pero por su extensión el mejor sello es la unidad

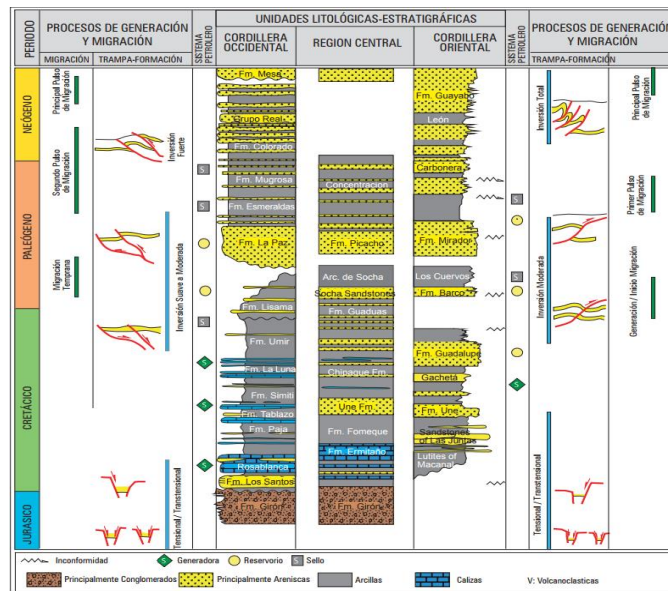
²¹ ANH. "Cuenca Llanos Orientales, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos".2012

C-2 de esta misma formación. Otras unidades de la formación Carbonera tienen carácter de roca sello, pero su distribución es local (Las de intervalos pares). Las rocas de la Formación Gacheta y Guadalupe de edad Cretáceo también actúan como sello (Intervalos lutíticos). (Bernal, C. (2008); #5)

4.4. CUENCA DE LA CORDILLERA ORIENTAL²²

En la figura 9 se muestra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca de la cordillera oriental, en la cual con facilidad se reconocen las formaciones más representativas que actúan como sello.

Figura 9. Columna estratigráfica Cordillera Oriental.



Fuente: ANH. OPEN ROUND COLOMBIA 2010

²² PhD. Mojica, Jairo. Subdirección Técnica ANH. "Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena". Diciembre 2009.

Roca sello

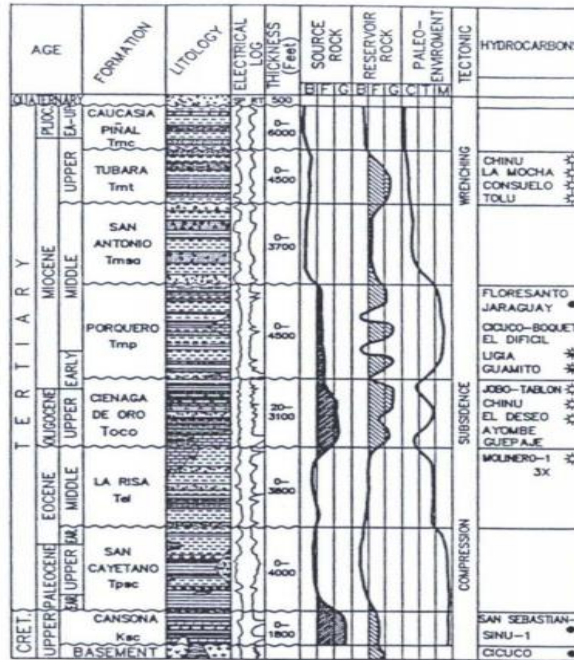
El sello regional para el reservorio cretácico corresponde a shales originados en ambientes marinos y costeros de las formaciones Guaduas, Guadalupe (parte media), Chipaque, y Une. Estos shales se encuentran intercalados con las areniscas de los niveles reservorio. Los sellos para las areniscas reservorios del paleógeno consisten en shales interestratificados y las arcillolitas de las formaciones Concentración y Socha Superior.

4.5. CUENCA DEL VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA²³

En la figura 10 se muestra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle inferior del Magdalena, en la cual con facilidad se reconocen las formaciones más representativas que actúan como sello.

²³ Reyes Santos, Juan Pablo, Instituto Colombiano del Petroleo - Ecopetrol. Mantilla Monsalve, Martin, Consorcio G & G. Gonzales, Juan Sebastian Consorcio G & G.2000.

Figura 10. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena



Fuente: LUNA, O. (1994): Geochemistry and Hydrocarbon Potential of the Colombian North West Sedimentary Province. IV Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica. Ecopetrol, Bucaramanga, p. 17-30.

Roca sello

Las pizarras de la roca superior Porquero y Formaciones Ciénaga de Oro depositadas durante un periodo de hundimiento rápido con excelentes características físicas como una unidad de sellado.

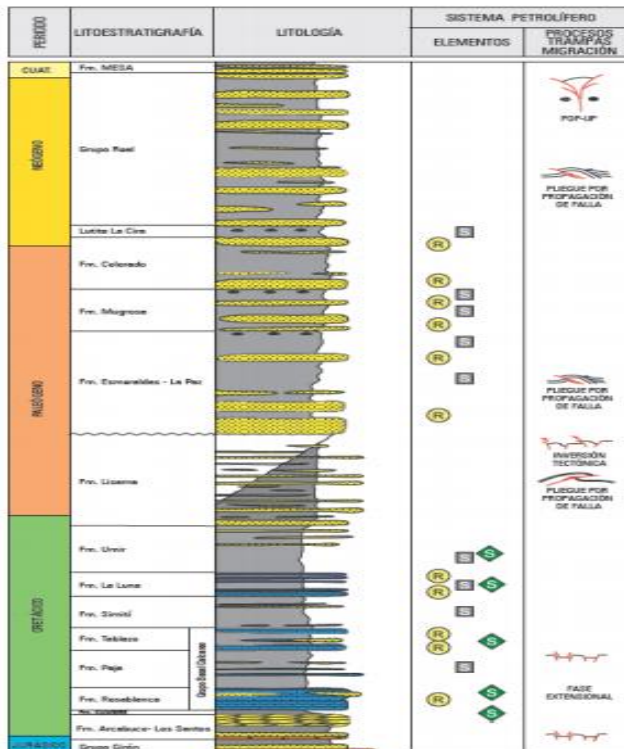
Las lutitas de aguas profundas son el sello regional superior para los menores de colocación del yacimiento. La joven formación de tubará es también una unidad de sellado.²⁴

²⁴ Open Round Colombia. "Sinu – San Jacinto – Valle inferior del Magdalena".2010

4.6. CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

En la figura 11 se muestra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca del valle medio del Magdalena, en la cual con facilidad se reconocen las formaciones más representativas que actúan como sello.

Figura 11. Columna estratigráfica, cuenca Valle Medio del Magdalena. ²⁵



Fuente: Agencia nacional de hidrocarburos. Cuenca del Valle del Magdalena Medio

Roca sello

Son considerados como rocas sello los niveles arcillosos presentes entre las formaciones de las unidades del Paleógeno y Neógeno. Además, las unidades arcillosas del Cretáceo las cuales son mucho más efectivas debido al espesor y

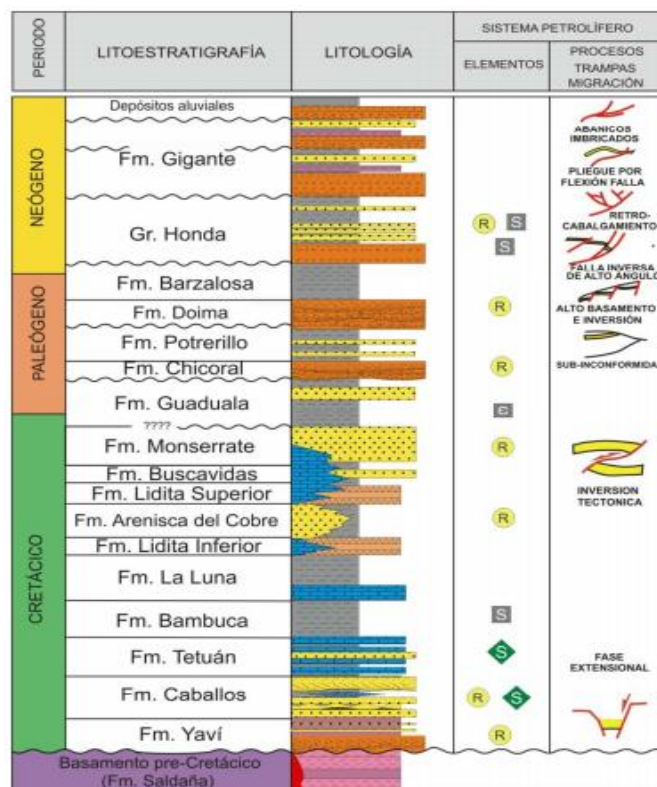
²⁵ ANH. "Cuenca Valle Medio del Magdalena, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos".2012

extensión areal. Para la secuencia Cretácica, los shales de las formaciones Paja y Simití pueden constituir el sello de los intervalos de calizas fracturadas. A su vez, son consideradas como sellos las fallas tanto de tipo inversas como normales debido a que ponen en contacto las rocas reservorios con las rocas sello.

4.7. CUENCA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA

En la figura 12 se muestra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca del valle superior del Magdalena, en la cual con facilidad se reconocen las formaciones más representativas que actúan como sello.

Figura 12. Columna estratigráfica, cuenca Valle superior del Magdalena.



Fuente: Agencia nacional de hidrocarburos

Roca sello²⁶

En el sello superior y lateral presentado por un importante espesor de arcillolitas pasticas de la formación Bambucá. Las formaciones Guaduala y honda son otros importantes sellos en la cuenca.

²⁶ PROVINCIA PETROLÍFERA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA, COLOMBIA. KAIRUZ, Edgar; FERREIRA Paulina; SILVA Orlando, Empresa Colombiana de petróleo (Ecopetrol), Bogotá D.C, Colombia, 2000.

5. RESULTADOS EN CAMPOS EXTRANJEROS SOBRE EL USO DE INHIBIDORES DE ARCILLA

La metodología planteada a continuación inicia con una recopilación bibliográfica de las características litológicas de las formaciones en campos extranjeros en las cuales se emplearon aditivos inhibidores de hinchamiento de arcillas, los cuales generaron mejoras en el desarrollo de los programas de perforación al evitar problemas operacionales tales como, pega de tubería, disminución en el diámetro del pozo, daño a la formación, altas tasas de recortes de perforación, entre otros.

Seguidamente 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, permitiendo así entablar un rango de implementación de los aditivos estabilizadores, denotar cuales son las propiedades más representativas y por consiguiente encontrar una formación colombiana que se adapte a estas condiciones para poder recomendar cual es el aditivo que mejor encajaría en su desarrollo

Los aditivos que se seleccionaron para hacer las recomendaciones fueron aquellos que están en base glicol, gilsonita, silicato y finalmente formiato, los cuales actúan mediante adsorción química, material sellante, película protectora e intercambio catiónico, respectivamente; éstos han demostrado un buen desempeño en el desarrollo de los campos extranjeros al mitigar la inestabilidad de zonas lutíticas y proporcionar una reducción en los tiempos no productivos en las operaciones.

Lo anteriormente dicho se compila en las tablas 8, 9, 10 y 11, en las cuales se muestran las características de las formaciones en campos extranjeros, se

organizan según el inhibidor de lutitas reactivas, las características litológicas de la formación, la dosificación utilizada y los resultados de las pruebas de intercambio catiónico, para así encontrar una formación que encaje dentro de estas propiedades compiladas y finalmente en el siguiente capítulo sea posible emplear la metodología de selección.

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

Campo	Rang Dong^{27 28}	Buzzard²⁹	Margarita³⁰
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

²⁷ PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, "Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China", Beijing 100083, China 2017.

²⁸ NEILYARBROUGH, Christopher "Pliocene to recent stratigraphy of the Cuu Long and Nam Con Son basins, offshore Vietnam" Texas A&M University 2006.

²⁹ 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>.

³⁰ Villegas Delgadillo, Huascar, MI-SWACO; "Diseño de Fluidos de Perforación y Equipo de Control de Sólidos" Santa Cruz de la Sierra Bolivia. 2006.

Campo	Rang Dong^{27 28}	Buzzard²⁹	Margarita³⁰
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

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

Campo	Poza Rica³¹	Pagoreni³²	Tiputini³³
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/m3]	10-15	<30	57
Densidad de lodo (ppg)	*	9	*

³¹ RODRIGUEZ ELIZARRARRAS, Sergio R, MORALES BARRENA, Wendy V.;" Geología de México", UNAM 2012

³² 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.

³³ 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.

Campo	Poza Rica³¹	Pagoreni³²	Tiputini³³
% de Esmeclita en lutita	*	*	*
% de Illita en lutita	*	*	15-20
% de Caolinita en lutita	*	*	28-36
% de Clorita en lutita	*	*	13-15

Tabla 10. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base formiatos

Campo	Huldra³⁴	El Bosque³⁵	Gullfaks³⁶
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

³⁴ 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

³⁵ 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.

³⁶TALUKDAR, S., & INSTEFJORD, R. (Reservoir Management of the Gullfaks Main Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/113260-MS, 2008, January 1.

Campo	Huldra³⁴	El Bosque³⁵	Gullfaks³⁶
Densidad de lodo (ppg)	13.5	15.5-16	12.5
% de Esmeclita 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

Tabla 11. Comparaciones litológicas y operacionales de experiencias de campo para el uso de aditivos en base silicatos

Campo	Bombay High^{37 38}	Drake³⁹
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

³⁷ Schlumberger. Performance Report: Offshore Bombay High Area, India - SILDRIL System

³⁸ 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.

³⁹ 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

% de Illita en lutita	*	24
% de Caolinita en lutita	>5	*
% de Clorita en lutita	*	1

De acuerdo con las anteriores comparaciones que se efectúan en las tablas de datos, es posible ubicar algunos campos colombianos debido a su similitud en cuanto a las características mineralógicas y de yacimiento, los cuales se pueden denominar posibles prospectos para la implementación de los aditivos inhibidores de arcillas.

Tabla 12. 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 [psi]	3000-6000	1000-2000	>4000	2000-5000
Temperatura formación [°F]	150-250	150-250	150-250	150-200
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 [ft]	>8000	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/m³]	<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

La anterior visto en la tabla 12, representa el nivel promedio de aplicabilidad y las semejanza de los distintos aditivos (glicol, gilsonita, formiatos, silicato) con respecto a la recopilación bibliográfica de las condiciones de yacimiento y características mineralógicas de la formación, las cuales denotan gran similitud en la cantidad de arcillas reactivas en las formaciones, siendo éstas las responsables de los problemas operacionales más representativos como lo es el embolamiento de la broca y la reducción del diámetro de los pozos en las perforaciones realizadas en los campos extranjeros. Cabe acotar que se denota que los aditivos manifiestan un porcentaje similar en la aplicación del aditivo con el fin de no alterar la química del lodo de perforación, tratar el considerable porcentaje de arcillas en las rocas reservorio y disminuir costo al no sobre dosificar.

Es posible verificar los resultados obtenidos y la efectividad de los inhibidores de arcilla seleccionados, puesto que en todos los casos se presentaron mejoras en la perforación de los pozos, ya que en los reportes se mostró un aumento en la estabilidad de las formaciones lutíticas tanto hinchables como desmoronables, aumentos en la rata de perforación, mayor lubricidad, poco embolamiento de la broca, baja turtosidad en el pozo y entre otras.

6. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE ADITIVOS ESTABILIZADORES DE LUTITAS

Inicialmente se postulan cuatro escenarios para la identificación del tipo de arcilla que está generando problemas y la selección del aditivo que se puede emplear en determinada formación sello.

Escenario 1

Enfatiza en las pruebas de difracción de rayos x, puesto que esta técnica permite dar una caracterización cuantitativa de los minerales presentes en las rocas lutíticas, permitiendo así, conocer la proporción de cada arcilla, determinar los problemas operacionales que está induce en la operación y seleccionar mediante las experiencias de campo, cuál de los aditivos postulados en el trabajo podrían generar estabilidad a las formaciones colombianas (Tabla 13).

Escenario 2

Inciden los problemas operacionales que se están presentando en el desarrollo de la perforación de la zona, ya que, mediante la identificación de éstos, basta con remitirse a la tabla 14, comparar los problemas que cada tipo de arcilla genera en las operaciones, identificar la arcilla problemática y dar una posible recomendación mediante las experiencias extranjeras.

Escenario 3

Involucra pruebas realizadas en laboratorio, específicamente la prueba de intercambio catiónico (MBT) para que mediante este valor se pueda basar en los

rangos experimentales de reactividad para cada tipo de arcilla y así determinar cuál es la posible arcilla que está generando estos problemas e interrumpiendo el desarrollo de la perforación pozo (Tabla 15).

Escenario 4

Comprende información petrofísica de la lutita, en otras palabras, si se cuenta con la porosidad de la lutita que se está perforando y el contenido de agua, es posible estimar la arcilla que predomina en la formación y de ese modo tomar medidas correctivas mediante la implementación de aditivos estabilizadores (Tabla 16).

Finalmente, si se logra conocer el tipo de arcilla que predomina en la formación mediante cualquiera de los escenarios anteriormente planteados, se procede a seleccionar que aditivos pueden usarse de acuerdo con las experiencias y analogías desarrolladas en el capítulo anterior. Sin embargo, para realizar esta selección es necesario verificar las limitaciones operacionales que tiene cada uno de los aditivos, ya que de no ser así se puede incurrir a más problemas o a la deficiencia química del inhibidor.

A continuación, en la figura 13 se presenta un diagrama de flujo que relaciona lo anteriormente dicho y cumple la función de guía operacional para la selección del aditivo o los aditivos que pueden desempeñar el papel de inhibición de arcillas hidratables o desmoronables.

Figura 13. Parámetros de selección de aditivos estabilizadores de lutitas

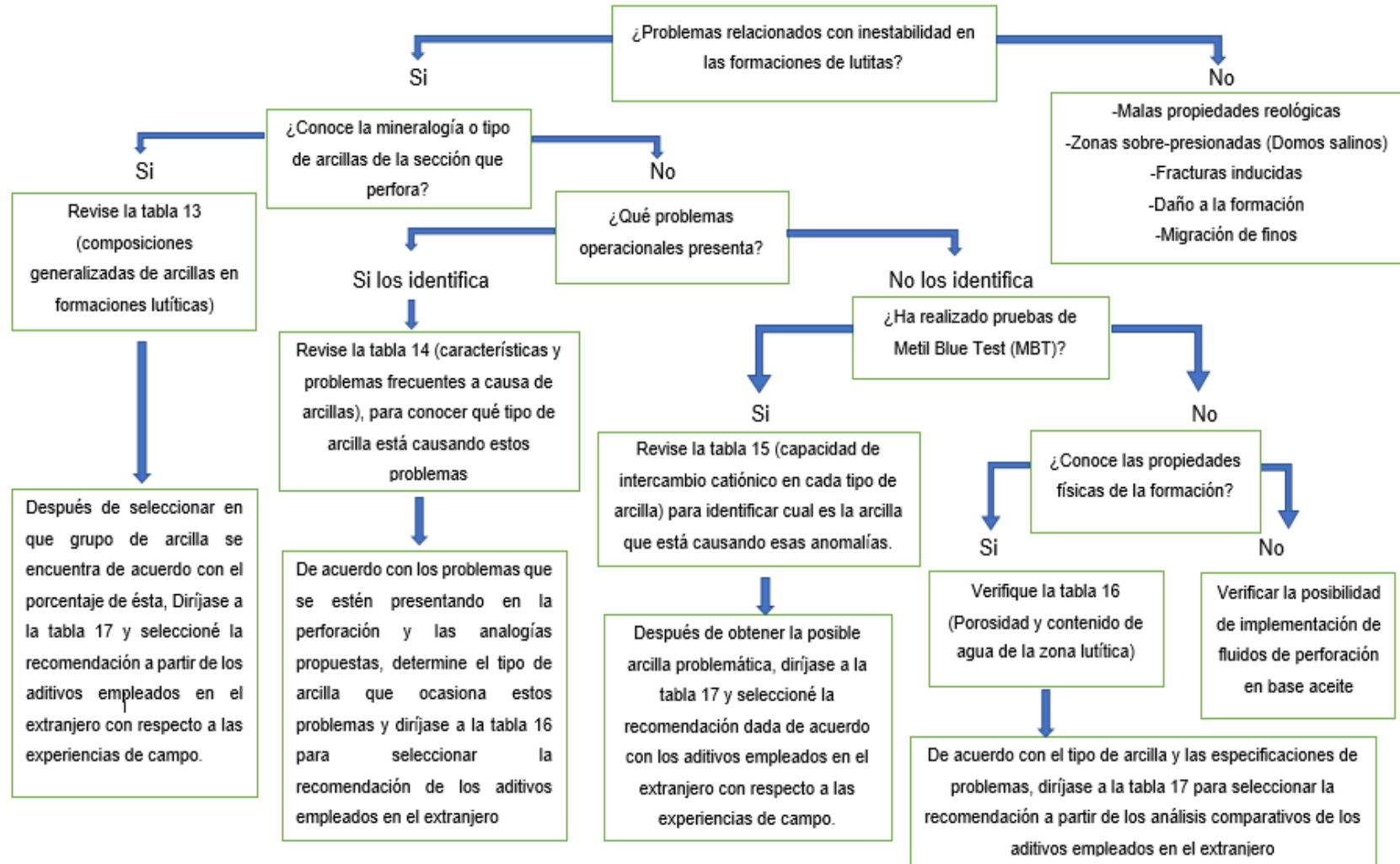


Tabla 13. Composiciones generalizadas de arcillas en formaciones lutíticas

Características de la formación lutítica	Composición mineralógica de la lutita				
	Esmectita	Illita	Intercalaciones Illita-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. Modificado por los autores.

Tabla 14. Características y problemas frecuentes de las arcillas

Esmectita e Illita	Arcilla blanda, alta dispersión, disminución en el diámetro del pozo, embolamiento de la broca, pegas diferenciales, pistoneo y suabeo de pozo.
Illita, Clorita y Caolinita	Arcilla dura con tendencia al desprendimiento, con altas tasas de retorno de recorte de lutitas duros y semiduros (quebradizos), poca dispersión, aumento en la reología del pozo, empaquetamiento/puenteo del pozo

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

Tabla 15. Capacidad de intercambio catiónico presente en cada tipo de arcilla

Tipo de arcilla	Esmectita	Illita	Clorita	Caolinita
MBT(KG/M3)	16-30	0.9-15.6	0.9-4	<1

Fuente: M-I, Drilling fluids Engineering Manual. Versión 2.0.S.4/0.1. Modificado por los autores

Tabla 16. Clasificación de las lutitas de acuerdo con su porosidad y contenido de agua

Tipo de arcilla	Esmectita	Esmectita e illita	Illita	Caolinita, clorita
Contenido de agua	> 80%	25-70 %	3-10%	2-5%
Dureza	Muy suaves y dispersables	Suave	Dura	Frágil
Porosidad	50-60 %	45-33 %	10-33 %	>10

Fuente: CHAVEZ ORTEGAZA, Raquel; "Evaluación del potencial y desarrollo de campos de gas en lutitas en la cuenca de Burgos", tesis para optar al título de ingeniero de petróleos, Universidad Nacional Autónoma de México, 2013.

En las tablas 17 y 18 se muestra cómo actúan los mecanismos de inhibición de hinchamiento de arcillas, su aplicabilidad y preferencia en lutitas desmonobles o hinchables y sus rangos operacionales propuestos por diversos manuales de perforación.

Tabla 17. Mecanismos de estabilización de lutitas y sus aplicaciones

Categoría y tipo de fluido	Mecanismo de estabilización	Aplicación en lutitas
Electrolitos (Fluidos que utilizan cloruro de sodio, sistemas de potasio, fluidos de yeso y cal, y	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

Categoría y tipo de fluido de complejo de aluminio)	Mecanismo de estabilización	Aplicación en lutitas
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

Tabla 18. 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 % 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.

De acuerdo con la metodología de selección de aditivos anteriormente descrita y las características presentes en las formaciones extranjeras, es posible encontrar campos colombianos análogos, a los cuales se les puede recomendar el aditivo estabilizador de lutitas que mejor actuaría en la formación y mitigaría muchos de los problemas operacionales que se presentan en el área de perforación (Tabla 19).

Tabla 19. Tabla comparativa de campos colombianos seleccionados frente a los extranjeros

Campo	Castilla⁴⁰	Chichimene⁴¹	Cusiana⁴²	Colorado⁴³	San Roque⁴⁴
Formación	Gacheta	Carbonera	Los cuervos	Esmeralda	Real
Localización	Colombia	Colombia	Casanare	Colombia	Colombia
Perforación	On shore	On shore	On shore	On shore	On shore
Lámina de agua [ft]	N/A	N/A	SI	N/A	N/A
Aceite	SI	SI	SI	SI	SI
Gas	N/A	N/A	SI	N/A	N/A
Presión media formación [psi]	4500-5000	1700-2000	8000-8500	2000-2500	4500-5000
Temperatura formación [°F]	200-220	130-150	200-260	150-200	180-200
API	13.5	9-12	42	36-42	23-27
Minerales Arcillosos en reservorio [%]	<30%	50%	28-50%	50-65%	*
Espesor de la formación [ft]	100-150	100-150	100-170	15	500
Profundidad [ft]	10000-13000	4700	12000-14000	4500-5000	5000-12000

⁴⁰ PIEDRAHÍTA LORDUY, Jesús Alberto; “Caracterización petrofísica de un área en el bloque CPO 16 en la cuenca de los llanos orientales-Colombia” Universidad EAFIT, Medellín, 2016.

⁴¹ Ortega Limas, Sebastián; Ortiz Cardozo, Julian David “Evaluación a nivel de laboratorio de un fluido de perforación 100% base aceite mineral de baja toxicidad para actividades de perforación, en la sección intermedia (12 ¼”) del campo Chichimene en la cuenca de los llanos orientales”. Fundación universidad de américa, Bogotá D.C. 2016.

⁴² Last, N., Plumb, R., Harkness, R., Charlez, P., Alsen, J., & McLean, M. (1995, January 1). An Integrated Approach to Evaluating and Managing Wellbore Instability in the Cusiana Field, Colombia, South America. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/30464-MS

⁴³ MIRANDA ARRIETA, Juan Antonio; AVILA NAVARRO, Viviana Katherine; “Evaluación de la tecnología Coiled tubing aplicada al levantamiento artificial de fluidos en el campo escuela colorado”, tesis de pregrado para optar al título de Ingeniero de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2014.

⁴⁴ GRIMALDO, David, PORRAS, Luisa Fernanda; “Evaluación técnico-financiera a nivel de laboratorio de la viabilidad del uso de nuevos inhibidores de arcillas tipo amina y silicato de potasio en la formulación del fluido de perforación base agua para el campo San Roque”, proyecto de grado para obtener el título de ingeniero de petróleos, Universidad de las Américas, 2016.

Campo	Castilla⁴⁰	Chichimene⁴¹	Cusiana⁴²	Colorado⁴³	San Roque⁴⁴
Porosidad [%]	18.4-22.7	9-17	6	15-20	15-20
Permeabilidad [Darcys]	1.1	0.5-1.5	0.2-0.3	0.2-0.6	0.6
Metil Blue Test [Kg/m³]	*	*	*	10-15	23
Densidad de lodo (ppg)	9.6	10	12--13	*	*
% de Esmectita en lutita	<5	50-59		*	59
% de Illita en lutita	10-20				
% de Caolinita en lutita	50-60		60	>40	
% de Clorita en lutita	10-15				
Campos análogos	Rang Dong, Buzzard y Margarita	Poza Rica, Pagoneri y Tiputini	Huldra, El Bosque y Gulfalks	Bombay High	Drake
Posible aditivo	Glicol	Gilsonita	Formiato de potasio	Silicatos	Silicatos

7. ANALISIS DE LOS COSTOS DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN

Para la realización de este capítulo se buscó un campo que presentará problemas de inestabilidad a causa de arcillas reactivas, las cuales, en determinadas formaciones mostrasen características blandas y dispersables, mientras que, en otras, alto desmoronamiento, lo cual implicaría viajes tortuosos debido al hinchamiento y problemas de inestabilidad en las paredes del pozo. De acuerdo con las anteriores características se buscó analizar los costos del diseño de los fluidos de perforación cuando se le adicionan inhibidores de hinchamiento.

El campo San Roque, seleccionado para el análisis, se encuentra ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena y es prospecto para la implementación de inhibidores de arcillas para una zona problemática de 8 ¾ de pulgada y 5500 pies de sección, en la cual se cuenta con problemas de hinchamiento e inestabilidad y, por ende, es posible analizar los costos que implica el diseño de los fluidos de perforación cuando se le adicionan inhibidores de hinchamiento.

A continuación (Tabla 20), se presentan los costos de los aditivos que se emplean en el diseño del fluido de perforación.

Tabla 20. Costos de los aditivos usados generalmente en el diseño del fluido de perforación

Producto	Unidad de empaque	Costo
Agente controlador de filtrado de bajo viscosidad	55 lb/saco	USD 120
Carbonato de calcio	110 lb/saco	USD 12.9
Polímero floculante de alto peso molecular	5 lb/saco	USD 80
Goma Xantham	55 lb/saco	USD 210

Producto	Unidad de empaque	Costo
Inhibidor estabilizador de Shale (Gilsonita sulfonatada)	55 lb/saco	USD 120
Inhibidor estabilizador de Shale (Glicol)	55 gal/tambor	USD 1100
Inhibidor estabilizador de Shale (Formiato)	55 lb/saco	USD 625
Inhibidor estabilizador de Shale (Silicatos)	55 lb/saco	USD 75
Soda Caustica	55 lb/saco	USD 37
Lubricante	5 gal/can	USD 75
Bentonita	110 lb/saco	USD 9.5

Para conocer el costo para cada uno de los fluidos de perforación, es necesario calcular el volumen que se requiere en dicha sección mediante la ecuación:

$$V = \frac{DI^2 \text{ (Pulgadas)}}{1029,4} * 5500 \text{ (Pies)} = \text{(Bbl)}$$

$$V = \frac{(8,75)^2 \text{ (Pulgadas)}}{1029,4} * 5500 \text{ (Pies)} = 409,06 \text{ (Bbl)}$$

Tabla 21. Volumen de fluido requerido para perforar la zona de interés

Espesor de la sección (Pies)	Diámetro interno del hueco (DI)	Volumen del pozo abierto (bls)	Volumen del Washout (bls)	Volumen total (bls)
5500	8,75	410	58	468

Con base en los cálculos realizados anteriormente, en la tabla 21 se muestra que para la perforación de la zona de interés se requieren utilizar 468 barriles de fluido.

Consecutivamente, se procede a diseñar el fluido de perforación, por lo cual en las siguientes tablas se muestran, las concentraciones necesarias de cada producto para fabricar un barril de lodo, el empaque, el peso del producto en libras, la

cantidad necesaria de cada aditivo para fabricar un barril de fluido, el costo unitario de cada producto y el costo por cantidad de aditivo requerida.

Después de diseñar el fluido base en la tabla 22 se determina el costo total de un barril de fluido de perforación, el cual se obtiene del resultado de la sumatoria de la columna de los costos que representa la cantidad de aditivo necesaria para diseñar un barril de éste.

De aquí se hace el análisis del posible costo de un barril compuesto por los distintos inhibidores de arcilla seleccionados frente al caso sin estabilizador, en otras palabras, se realizan cinco escenarios para ver el costo de preparación.

De acuerdo con la concentración recomendada en los manuales de fluidos de perforación y las comparaciones litológicas en los capítulos anteriores se emplea 5% en volumen para cada uno de los aditivos estabilizadores de lutitas.

Tabla 22. Costos por barril para un fluido sin aditivos estabilizadores⁴⁵

Producto	Concentración (Libras por barril)	Empaque	Peso del producto (Libras)	Cantidad de Producto (%)	costo por unidad (USD)	Costo por cantidad (USD)
Agente controlador de filtrado de bajo viscosidad	1.75	Saco	55	0.032	120	3.82
Carbonato de calcio	135	Saco	110	1.227	12.9	15.83
Polimero floculante de alto peso	1	Bolsa	5	0.2	80	16

⁴⁵ Grimaldo Sierra, David Fernando & Porras Mendoza, Luisa Fernanda Porras Mendoza "Evaluación técnico-financiera a nivel de laboratorio de la viabilidad del uso de nuevos inhibidores de arcillas tipo amina y silicato de potasio en la formulación del fluido de perforación base agua para el campo San Roque". Fundación universidad de américa, Bogotá D.C. 2016.

Producto	Concentración (Libras por barril)	Empaque	Peso del producto (Libras)	Cantidad de Producto (%)	costo por unidad (USD)	Costo por cantidad (USD)
molecular						
Goma Xantham	1.12	Saco	55	0.0203	210	4.28
Soda Caustica	0.63	Saco	55	0.0115	37	0.42
Lubricante	4.5	Caneca	431	0.0104	1100	11.44
Bentonita	2	Saco	110	0.0182	9.5	0.17
Costo por barril (USD)						51.96

Seguidamente la tabla 23, muestra el costo por la cantidad de aditivo estabilizador de lutitas requerida en la preparación de un barril de fluido de perforación.

Tabla 23. Costos por barril para un fluido con inhibidor de gilsonita sulfonatada, glicol, formiato y silicato

Producto Estabilizador	Concentración (Libras por barril)	Empaque	Peso del producto (Libras)	Cantidad (%)	Costo por unidad (USD)	Costo por cantidad (USD)
Inhibidor estabilizador de Shale (gilsonita sulfatada)	5	Saco	55	0.09	120	10.09
Inhibidor estabilizador de Shale (glicol)	5	Tambor	510	0.01	1100	11
Inhibidor estabilizador de Shale (formiato de potasio)	5	Saco	55	0.09	625	56.25
Inhibidor estabilizador de Shale (silicato de sodio)	5	Saco	55	0.09	74	6.66

Finalmente, en la tabla 24 se estima el costo requerido para perforar la zona problemática con el diseño de un lodo sin aditivos estabilizadores frente a los costos cuando se formula el fluido de perforación con glicol, gilsonita, formiatos o silicatos.

Tabla 24. Costo total de los fluidos de perforación diseñados

Fluido	Costo por barril(USD)	Barriles requeridos	Total, Costos (USD)
Lodo Base	51.96	468	24317.28
Adición gilsonita sulfonatada	62.05	468	29039.40
Adición glicol	62.96	468	29465.28
Adición formiato de potasio	108.21	468	50642.28
Adición silicato de sodio	58.62	468	27434.16

Es notable considerar que el fluido más económico para la sección del campo San Roque es el silicato de sodio, puesto que tiene un incremento de aproximadamente 3000 dolares con respecto al caso base, mostrando la viabilidad en su aplicación puesto que si se realizará la comparación de las paradas operacionales más el trabajo de servicios, se podría notar que la implementación de la química en el fluido de perforación traería consigo disminuciones muy notables en el costo del programa de perforación; sin embargo, es necesario tener en cuenta que las dosificaciones empleadas para los aditivos fueron las recomendadas por los manuales de perforación y por ende puede haber un considerable grado de desviación en los resultados, ya que es necesario saber la cantidad exacta que actuara de manera óptima en la inhibición y la estabilización del pozo.

Nota: El análisis económico anteriormente planteado se realizó a partir del estudio de costos de fluido de perforación usado en el campo San Roque en: Halliburton, Grimaldo Sierra, David Fernando & Porras Mendoza, Luisa Fernanda. "Evaluación

técnico-financiera a nivel de laboratorio de la viabilidad del uso de nuevos inhibidores de arcillas tipo amina y silicato de potasio en la formulación del fluido de perforación base agua para el campo san roque”. Fundación Universidad de América, Bogotá D.C. 2016.

8. CONCLUSIONES

- De acuerdo a las comparaciones litológicas realizadas bibliográficamente, es posible el uso de los aditivos inhibidores de lutitas en base glicol y gilsonita de los pozos perforados en la cuenca de los llanos orientales, tales como en el campo Chichimene y Castilla, así como también los silicatos y formiatos para los campos San Roque, Colorado y Cusiana, por otro lado, según la literatura e información recopilada, el uso de fluidos con estabilizadores asfálticos no es recomendable en perforaciones tales como en la cuenca del valle medio con presencia de dichos aditivos en la formación, puesto que no se permitiría un control en las propiedades reológicas del fluido de perforación.
- La metodología de selección de aditivos inhibidores de hinchamiento de arcilla y estabilizadores de la formación sello, permiten identificar y dar una recomendación de manera general de los aditivos que pueden mitigar los problemas en el desarrollo de la perforación de pozos, mediante información litológica y condiciones operacionales, basándose en las mejoras que generan éstos en las experiencias de formaciones en campos extranjeros; suministrando así un escenario general de la implementación de estos aditivos de manera fácil, rápida y técnicamente económica, ya que al plantear cuales aditivos se pueden emplear es posible remitirse a la facilidad de acceso a estos.
- El emplear aditivos químicos estabilizadores de arcilla como la gilsonita disminuye los tiempos de culminación de los pozos y anexo a eso se pueden emplear en los campos colombianos debido a que en el país contamos con la facilidad de adquisición.

- La implementación de inhibidores aumenta los costos de inversión en el programa de perforación, pero no de manera excesiva, lo cual hace que estos sean atractivos para el diseño del lodo de perforación, para así reducir posteriores problemas operacionales en el desarrollo de los pozos.

9. RECOMENDACIONES

- Para la implementación de gilsonita se debe tener en cuenta que la temperatura de operación se recomienda que sea mayor a 145 °F, puesto que a temperaturas inferiores ésta tiende a solidificarse y en vez de generar estabilidad a la formación causa problemas en la reología del lodo de perforación, lo que implica paradas de perforación y aumentos en los costos.
- Es necesario implementar materiales de soporte cuando se emplean inhibidores de arcillas, con el fin de que estos se sitúen en las micro-fracturas de las lutitas que se encuentran bajo esfuerzos provocados por actividades sísmicas o esfuerzos mecánicos inducidos, para que de ese modo ofrezcan un mayor soporte a las formaciones inestables.
- Evaluar formaciones de diferentes cuencas sedimentarias, para que de esa manera se contribuya al despliegue y aceptación de esta metodología, que conlleva a la inversión de capital al diseño de los fluidos de perforación y el manejo de estabilizadores de zonas sobre presionadas e inestables.
- Realizar pruebas de laboratorio de hinchamiento de arcilla a diferentes pozos de los campos colombianos seleccionados donde se realizaron las respectivas analogías, puesto que esto contribuiría a la obtención de la dosificación óptima, para que de ese modo se pueda llevar a un área de aplicación, ver el comportamiento del aditivo y darle cabida a este sistema de optimización de los programas de perforación.

BIBLIOGRAFIA

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.

ANH, Claudia Posada. OPEN ROUND COLOMBIA 2010

ANH. “Cuenca Catatumbo, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos”.2012

ANH. “Cuenca Valle Medio del Magdalena, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos”.2012

ASOCIACIÓN ARGENTIA DE SEDIMENTOLOGÍA. “Latin American journal of sedimentology and basin analysis”, Volumen 24. Julio de 2017.

BAKER HUGHES. Fluidos. Manual de Ingeniería. Agosto.1998.

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.

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.

CEBALLOS, D. “Lodos De Perforación Base Agua y Base Aceite” [en línea]. En: Slide Share, Share and Discover Knowledge [fecha de consulta: 2 de diciembre del 2016]. Disponible en <<http://es.slideshare.net/ARBALESTV20/lodos-de-perforacion-base-agua-y-base-aceite>>.

CHAVEZ ORTEGAZA, Raquel; “Evaluación del potencial y desarrollo de campos de gas en lutitas en la cuenca de Burgos”, tesis para optar al título de ingeniero de petróleos, Universidad Nacional Autónoma de México. 2013.

Contrato inter administrativo N° 2081941 de 2008 FONADE-UIS-ANH. “Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas”.

Cuenca Llanos Orientales, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos”.2012

DEVILLE, J. P., FRITZ, B., & JARRETT, M. Development of Water-Based Drilling Fluids Customized for Shale Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. 2011, December 1 doi:10.2118/140868-PA.

EDWARD J. TARBUCK, FREDERICK K. Lutgens. “Ciencias de la Tierra Una introducción a la geología física”. 2008.

FLORÉZ, Diana Carolina y VILLAMIZAR, Marcela. Determinación del hinchamiento lineal en cortes de perforación utilizando stream gages. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga.: Universidad industrial de Santander. Facultad de ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2010.

GRIM, R.: Applied Clay Mineralogy, 1st ed. 1962 McGraw-Hill, New York.

GRIMALDO, David, PORRAS, Luisa Fernanda; “Evaluación técnico-financiera a nivel de laboratorio de la viabilidad del uso de nuevos inhibidores de arcillas tipo amina y silicato de potasio en la formulación del fluido de perforación base agua para el campo San Roque”, proyecto de grado para obtener el título de ingeniero de petróleos, Universidad de las Américas. 2016.

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.

LAST, N., PLUMB, R., HARKNESS, R., CHARLEZ, P., ALSEN, J., & MCLEAN, M. An Integrated Approach to Evaluating and Managing Wellbore Instability in the Cusiana Field, Colombia, South America. Society of Petroleum Engineers 1995, January 1. doi:10.2118/30464-MS.

LUNA, O. Geochemistry and Hydrocarbon Potential of the Colombian North West Sedimentary Province. IV Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica. Ecopetrol, Bucaramanga 1994, pag. 17-30.

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.

MELLIN DE LA O, Jose E. “Estudio experimental para la evaluación de hundimiento de barita y acreciendo en sistemas base no acuosa empleados en la perforación de aguas profundas” Universidad de México. 2012.

M-I, Drilling fluids Engineering Manual. Versión 2.0.S.4/0.1.

MIRANDA ARRIETA, Juan Antonio; AVILA NAVARRO, Viviana Katherine; "Evaluación de la tecnología Coiled tubing aplicada al levantamiento artificial de fluidos en el campo escuela Colorado", tesis de pregrado para optar al título de Ingeniero de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga. 2014.

MONROE, J. POZO, M. Geología. dinámica y evolución de la tierra. Cuarta Edición.

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

O&APOS; BRIEN, D. E., & CHENEVERT, M. E. Stabilizing Sensitive Shales with Inhibited, Potassium-Based Drilling Fluids. Society of Petroleum Engineers. 1973, September 1

OPEN ROUND COLOMBIA. "Sinu – San Jacinto – Valle inferior del Magdalena".2010.

ORTEGA LIMAS, Sebastián; ORTIZ CARDOZO, Julian David "Evaluación a nivel de laboratorio de un fluido de perforación 100% base aceite mineral de baja toxicidad para actividades de perforación, en la sección intermedia (12 ¼") del campo Chichimene en la cuenca de los llanos orientales". Fundación Universidad de América, Bogotá D.C. 2016.

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

PhD. Mojica, Jairo. Subdirección Técnica ANH." Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del

Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena”. Diciembre 2009.

PIEDRAHÍTA LORDUY, Jesús Alberto; “Caracterización petrofísica de un área en el bloque CPO 16 en la cuenca de los llanos orientales-Colombia” Universidad EAFIT, Medellín. 2016.

PROVINCIA PETROLÍFERA DEL VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA, COLOMBIA. KAIRUZ, Edgar; FERREIRA Paulina; SILVA Orlando, Empresa Colombiana de petróleos (Ecopetrol), Bogotá D.C, Colombia. 2000.

RESEARCHGATE. “The influence of individual clay minerals on formation damage of reservoir sandstones: A critical review with some new insights” [en línea]. En: ResearchGate [fecha de consulta: 15 de septiembre del 2017]. Disponible en: <https://www.researchgate.net/SEM-image-of-well-crystallized-crystallized-kaolinite-from-sandstone-Note-hexagonal_262582095>.

REYES SANTOS, Juan Pablo, Instituto Colombiano del Petroleo - Ecopetrol. Mantilla Monsalve, Martin, Consorcio G & G. Gonzales, Juan Sebastian Consorcio G & G.2000.

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>.

SANCHEZ, Erna; GRATEROL, Leonardo y SUAREZ, Jaime. Metodología de selección de parámetros óptimos de perforación de formaciones lutíticas para estabilidad del pozo. Parte I. PDVSA. Seflucempo, Isla Margarita 2004.

SCHLUMBERGER. “Lutitas” [en línea]. En: Schlumberger Oilfield Glossary [fecha de consulta: 2 de diciembre del 2016]. Disponible en <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/shale.aspx>>.

SCHLUMBERGER. “gilsonita” [en línea]. En: Schlumberger Oilfield Glossary [fecha de consulta: 2 de diciembre del 2016]. Disponible en <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/clay.aspx?p=1>>.

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

SERVICIO GEOLOGICO MEXICANO. “Rocas Sedimentarias” [en línea]. En: Servicio Geológico Mexicano [fecha de consulta: 2 de diciembre del 2016]. Disponible en <<http://portalweb.sgm.gob.mx/museo/rocas/rocas-sedimentarias>>.

TALUKDAR, S., & INSTEFJORD, R. (Reservoir Management of the Gullfaks Main Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/113260-MS, 2008, January 1.
VALLEJO VELÁSQUEZ, Juan Carlos; Manual de geología, capítulo 9. Universidad Nacional de Colombia, mayo. 2014.

VILLEGAS DELGADILLO, Huascar, MI-SWACO;” Diseño de Fluidos de Perforación y Equipo de Control de Sólidos” Santa Cruz de la Sierra Bolivia. 2006.
We Sapiens. “Clorita vista en una sección delgada al microscopio petrográfico” [en línea]. En: We Sapiens [fecha de consulta: 15 de septiembre del 2017]. Disponible en:
<http://www.wesapiens.org/es/file/1765657/Clorita+vista+en+una+secci%C3%B3n+delgada+al+microscopio+petrogr%C3%A1fico.#link_0>.