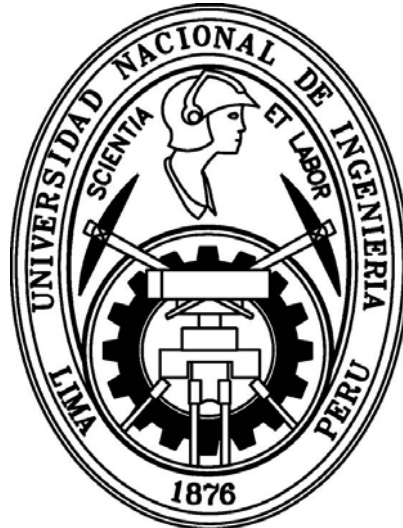


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUIMICA**



**“CONTROL OPTIMO DE LA INHIBICIÓN Y ESTABILIZACIÓN DE
LAS LUTITAS Y ARCILLAS EN LOS FLUIDOS DE
PERFORACION BASE AGUA”**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO

ELABORADO POR:

KELER ANTONIO ARAUJO OLAYA

PROMOCIÓN 2009 - 1

LIMA - PERU

2012

Dedicatoria

La concepción de este proyecto está dedicada a mis padres *Rosa Olaya, Keler Araujo* y abuela *Victoria Rojas*, pilares fundamentales en mi vida. Sin ellos, jamás hubiese podido conseguir lo que hasta ahora. Su fortaleza y lucha constante han hecho de ellos el gran ejemplo a seguir y destacar, no solo para mí, sino para mi hermano Cesar Araujo.

Agradecimiento

Agradezco a mis padres por su constante apoyo y motivación diaria. A la Facultad de Ingeniería de Petróleo, gas Natural y Petroquímica, mi alma mater, de la Universidad Nacional de Ingeniería y a los docentes Universitarios que con sus conocimientos, experiencia y ética formaron mis conocimientos y capacidades.

SUMARIO

Muchos de los beneficios que nos da el Fluido Base Aceite (OBM) en la perforación de pozos de petróleo y gas han sido identificados en la industria del petróleo mundialmente.

Sin embargo, en los últimos tiempos, ha habido un incremento en las legislaciones ambientales que prevén la aplicación de los OBM en la industria, utilizando así fluidos base agua como la alternativa ambiental más aceptable. Por otro lado, aproximadamente un 75% de las formaciones perforadas son arcillas hidratables lo cual puede causar muchos problemas tales como inestabilidad de hoyo, alto torque y arrastre, además de un alto costo operativo. Por lo tanto, las alternativas más óptima pueden ser diferentes tipos de sistemas base agua inhibidos los cuales controlan los efectos adversos en las formaciones lutíticas/arcillosas.

Estas alternativas base agua son llamadas Lodos Base Agua de Alto Desempeño (HPWBM, High Performance Water Base Mud).

También, las propiedades de los OBM son la última meta de los investigadores para desarrollar en sus investigaciones el más apropiado HPWBM desde que los OBM son los fluidos ideales para perforar las formaciones problemáticas.

Para resolver los problemas de perforación en las formaciones lutíticas/arcillosas, se han usado varios Fluidos de Perforación No-Acuosos (NADF, Not Aqueous Drilling Fluids) en diferentes campos.

En adición a la inhibición de las lutitas/arcillas, un adecuado lubricante y estabilizador de temperatura fueron necesarios en el uso de estos sistemas. Sin embargo, estas ventajas son percibidas como la última meta en desarrollos de HPWBM, los NADF tienen sus desventajas, como sus altos costos, limitaciones ambientales, problemas de disposición, y asuntos de salud y seguridad.

“CONTROL OPTIMO DE LA INHIBICIÓN Y ESTABILIZACIÓN DE LAS LUTITAS Y ARCILLAS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACION BASE AGUA”

INDICE

DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTO	ii
SUMARIO	iii
INDICE	iv
CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Justificación	1
1.3 Formulación de la Hipótesis	1
1.4 Objetivo	2
1.5 Metodología	2
CAPITULO II: QUIMICA DE LAS ARCILLAS	3
2.1 Tipos de Arcillas	7
2.2 Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC)	9
CAPITULO III: COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN	11
3.1 Fases de un Fluido de Perforación	11
3.1.1 Fase Acuosa	11
3.1.2 Sólidos reactivos	13
3.1.3 Sólidos de formación (perforados) reactivos	16
3.1.4 Sólidos inertes Comerciales	16
3.2 Productos Químicos Solubles	17
CAPITULO IV: ROCA ARCILLOSA - LUTITA	20
4.1 Problemas de Perforación en Lutitas	20
4.2 Consecuencias de la Inestabilidad de las Lutitas	20
4.3 Clasificación de las Lutitas.	21
4.4 Prueba de la Dispersión de Recortes	22
4.5 Prueba de Dureza de los Recortes	23

4.5 Reacciones entre las Lutitas y el Lodo.	23
4.6 Inhibición de Lutitas por Lodos Base Agua	24
4.7 Invasión de Filtrado Base de Agua	24
4.8 Control de la Hinchazón y Acumulación de Esfuerzo	25
4.9 Control del Ablandamiento y la Dispersión	26
4.10 Indicaciones de las Observaciones del Campo	27
4.10.1 Características Sugeridas de los Lodos Base Agua	27
4.10.2 Algunas Formulaciones Recomendadas de Lodos Base	27
4.11 Requisitos para Aditivos de Lodo para un Bloqueo de Fracturas Efectivo	
4.12 Estudios de Casos de Estabilidad de Lutitas	28
CAPITULO V: HIDRATACIÓN DE ARCILLAS.	30
5.1 Mecanismos de Hidratación de las Arcillas	30
5.1.1 Hinchamiento Cristalino:	30
5.1.2 Hidratación iónica:	31
5.1.3 Hidratación Osmótica:	31
5.2 Químicas para Combatir la Hidratación de las Arcillas.	33
CAPITULO VI: MECANISMOS DE INHIBICIÓN DE LOS ADITIVOS.	35
6.1 Glicoles.	35
6.1.1 Adsorción de Polímero en la Superficie de la Arcilla:	35
6.1.2 Taponamiento de poros en las paredes de la formación por glicoles por encima de su punto de nube:	35
6.1.3 Reducción de actividad química del agua:	36
6.1.4 Aumento en la viscosidad del filtrado:	36
6.1.5 Formación de Puentes de Hidrógeno:	36
6.2 Complejo Alumínico	37
6.3 Complejo Polimérico / Potásico	37
CAPÍTULO VII: MANEJO DE FLUIDO BASE AGUA POLIMÉRICO INHIBIDO	
CON KCl	38
7.1 Bajo Filtrado.	38
7.1.1 Aporte en la Reducción del Filtrado	38
7.1.2 Cloruro de Potasio (KCl), Inhibidor de Arcillas	39

7.2 Limpieza del Agujero.	41
CAPITULO VIII: ADITIVOS PARA CONTROLAR LA INHIBICION DE LAS ARCILLAS	42
8.1 Efecto del pH con los Complejos de Aluminio:	46
8.2 Reducción de Embolamiento de Broca y Sarta de Perforación.	48
CAPITULO IX: CASO PAGOENI 1007D	51
9.1 Programa de Fluidos de Perforación.	51
9.2. Operaciones por Secciones de Diámetros del Pozo	51
9.2.1.- Secciones de 26"- 16".	51
9.2.2. Sección de 12 ¼"	53
9.3. Mejoras Recomendadas Para Optimizar la Operación	54
9.3.1. Secciones de 26 pulg- 16 pulg.	54
9.3.2. Sección de 12 ¼ pulg.	56
9.4. Productos Utilizados en las Secciones 26" , 6" , 12 ¼"	58
CAPITULO X: ANALISIS ECONOMICO	64
CAPITULO XI: CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES	66
CAPITULO XII BIBLIOGRAFIA	68
CAPITULOS XII ANEXOS	69

CAPITULO I: INTRODUCCION

1.1 Antecedentes.

La primera generación de fluidos inhibidores de lutitas/arcillas, introducido a la industria del petróleo, incluyó el cloruro de sodio/almidón, silicato, lima y sulfato de calcio como lodo base yeso.

Sin embargo, problemas ambientales y limitaciones en la formulación del lodo restringieron su amplia aplicación.

La siguiente generación viene con el sistema polimérico KCl el cual era una combinación de un polímero específico y una cantidad considerable de KCl.

Sin embargo, este sistema requiere de altas concentraciones de electrolitos para que sea efectivo el inhibidor de lutitas lo cual ocasiona problemas ambientales y también incrementa el costo de la disposición.

El uso de los fluidos base silicato como otra solución para las formaciones lutíticas perforadas fue también restringida por el problema de la precipitación del sílice durante las operaciones de perforación, lo cual conllevaba a altos torques y arrastres, problemas de salud asociados a valores altos de pH y restricciones en la formulación del fluido.

1.2 Justificación.

Muchos de los beneficios que nos da el Fluido Base Aceite (OBM) en la perforación de pozos de petróleo y gas han sido identificados en la industria del petróleo mundialmente.

Sin embargo, en los últimos tiempos, ha habido un incremento en las legislaciones ambientales que prevén la aplicación de los OBM en la industria, utilizando así fluidos base agua como la alternativa ambiental más aceptable.

Por otro lado, aproximadamente un 75% de las formaciones perforadas son arcillas hidratables lo cual puede causar muchos problemas tales como inestabilidad del pozo, alto torque y arrastre, además de un alto costo operativo.

1.3 formulación de la Hipótesis

En la tesis se aplicaran las alternativas más óptimas, que pueden ser diferentes tipos de sistemas base agua inhibidos, los cuales controlaran los efectos adversos en las formaciones lutíticas/arcillosas.

Estas alternativas base agua son llamadas Lodos Base Agua de Alto Desempeño (HPWBM, High Performance Water Base Mud).

También, las propiedades de los lodos base aceite (OBM) son la última meta de los investigadores para desarrollar en sus investigaciones, el más apropiado HPWBM desde que los OBM son los fluidos ideales para perforar las formaciones problemáticas.

1.4 Objetivo

El objetivo principal es el control óptimo de la inhibición y estabilización de las lutitas y arcillas en los fluidos de perforación base agua.

Reducir al mínimo la transmisión de presión de poro mediante la formación de complejos insolubles de aluminio dentro de los poros y microfracturas de la lutita.

1.5 Metodología

La metodología para el control de la inhibición y estabilización de las arcillas y lutitas a usar será de la siguiente manera:

- Para resolver los problemas de perforación en las formaciones lutíticas/arcillosas, se han usado varios Fluidos de Perforación No-Acuosos (NADF, NotAquousDrillingFluids) en diferentes campos.
- En adición a la inhibición de las lutitas/arcillas, un adecuado lubricante y estabilizador de temperatura fueron necesarios en el uso de estos sistemas. Sin embargo, estas ventajas son percibidas como la última meta en desarrollos de HPWBM.

Los NADF tienen sus desventajas, como sus altos costos, limitaciones ambientales, problemas de disposición, y asuntos de salud y seguridad.

- Existen dos familias químicas importantes para combatir la hidratación de las lutitas/arcillas, son los controladores de arcillas y los estabilizadores de arcillas. Se clasifican en temporales (controladores de arcillas) y permanentes (estabilizadores de arcillas o inhibidores de lutitas).

CAPITULO II: QUIMICA DE LAS ARCILLAS

Un entendimiento riguroso de las arcillas puede ser la herramienta más valiosa del ingeniero de lodos. La arcilla puede ser añadida intencionalmente, tal como en el caso de M-I GEL, o puede entrar en el lodo como contaminante importante mediante la dispersión de los sólidos de perforación.

En cualquier caso, la arcilla se convierte en una parte activa del sistema. Por este motivo, es necesario entender la química básica de las arcillas para controlar correctamente los lodos base agua.

La química de las arcillas también es importante en lo que se refiere a las interacciones entre los lodos base agua y las lutitas que afectan la estabilidad del pozo.

Arcilla es un término amplio que se usa comúnmente para describir los sedimentos, suelos o rocas compuestos de partículas minerales y materia orgánica de granos extremadamente finos.

Un buen ejemplo son las arcillas (a veces llamadas arcillas tipo "gumbo" (arcillas plásticas) encontradas en los jardines o a lo largo de las riberas.

Estas arcillas son frecuentemente blandas y plásticas cuando están mojadas, pero se vuelven duras cuando están secas.

Esta propiedad física de "blanda cuando mojada, dura cuando seca" se puede relacionar con la presencia de ciertos minerales arcillosos.

Arcilla también se usa como término general para describir las partículas que tienen un diámetro inferior a 2 micrones, las cuales incluyen la mayoría de los minerales arcillosos.

Los minerales arcillosos son minerales de silicato aluminico de granos finos que tienen microestructuras bien definidas.

En la clasificación mineralógica, los minerales arcillosos están clasificados como silicatos estratificados porque la estructura dominante se compone de capas formadas por capas de sílice y alúmina.

Cada capa consta de una estructura laminar y delgada, llamada capa unitaria. Por ejemplo, un mineral de silicato estratificado típico sería la mica o la

vermiculita, las cuales pueden separarse en capas finas a lo largo de los planos de clivaje. La mayoría de los minerales arcillosos tienen una morfología laminar. Según las unidades repetidas de la estructura, los minerales arcillosos también se pueden clasificar de acuerdo a la relación de capas de sílice a capas de alúmina, tal como 1:1, 2:1 y 2:2, además de si estos minerales arcillosos son estratificados o en forma de aguja.

En la industria de fluidos de perforación, ciertos minerales arcillosos tales como la esmectita, uno de los principales componentes de la bentonita, son usados para proporcionar viscosidad, estructura de gel y control de filtrado.

Las arcillas de la formación se incorporan inevitablemente en el sistema de fluido de perforación durante las operaciones de perforación y pueden causar varios problemas. Por lo tanto, los minerales arcillosos pueden ser beneficiosos o dañinos para el sistema de fluido.

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

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

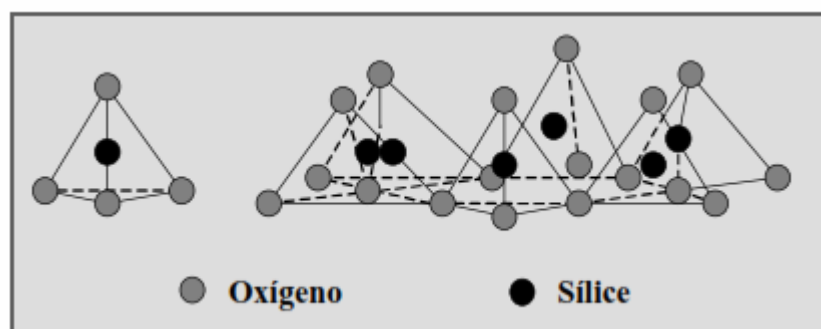


Gráfico N° 2.1: Estructura de las arcillas

Una capa octaédrica, puede tener diferentes configuraciones, según el átomo que ocupa el centro de la estructura, pudiendo ser aluminio, magnesio o hierro.

Estos átomos centrales se encuentran en coordinación con iones hidroxilo, como se muestra en la Gráfico N° 2.1

La capa tetraédrica está conformada por una configuración donde cada átomo de sílice está coordinado con cuatro de oxígeno, como se muestra en la Gráfico N° 2.2

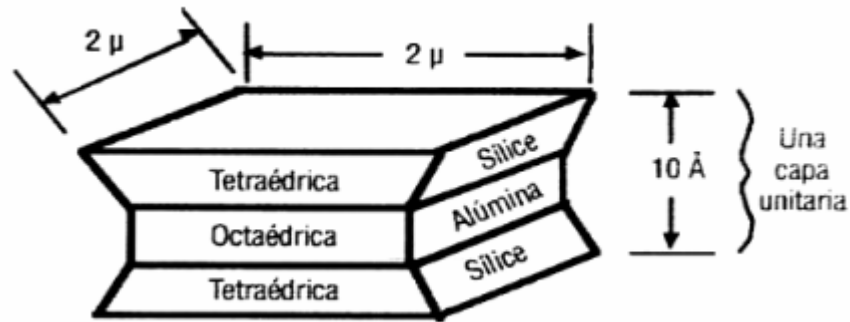


Gráfico N° 2.2: Capa Unitaria de Arcilla

Las arcillas son estructuras que agrupan a tres o dos capas, donde se combinan una octaédrica con una tetraédrica o dos tetraédrica con una octaédrica, formando una celda unitaria. En las Gráfico N° 2.3 y 2.4, se representan esquemas de arreglos de átomos en las láminas de un mineral de tres capas y dos capas, respectivamente.

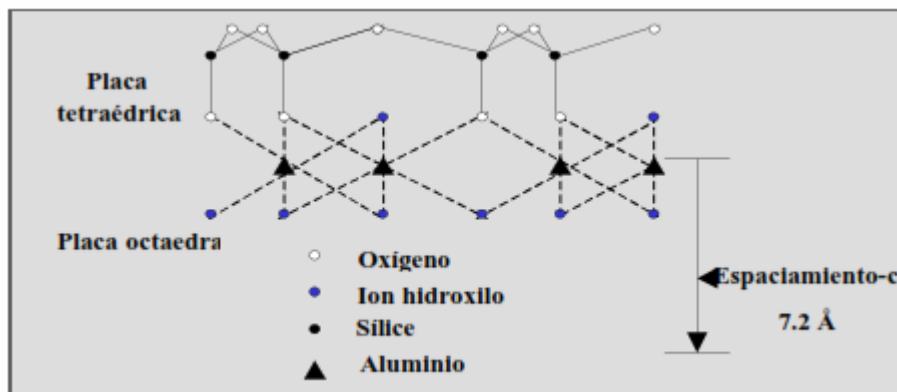


Gráfico N° 2.3: Arreglo de Átomos de celda Unitaria de dos Capas

Las celdas unitarias se apilan, a su vez, cara a cara para formar una red cristalina. La distancia entre un plano en una celda y su correspondiente en la siguiente se denomina espaciamiento-c o espaciamiento basal.

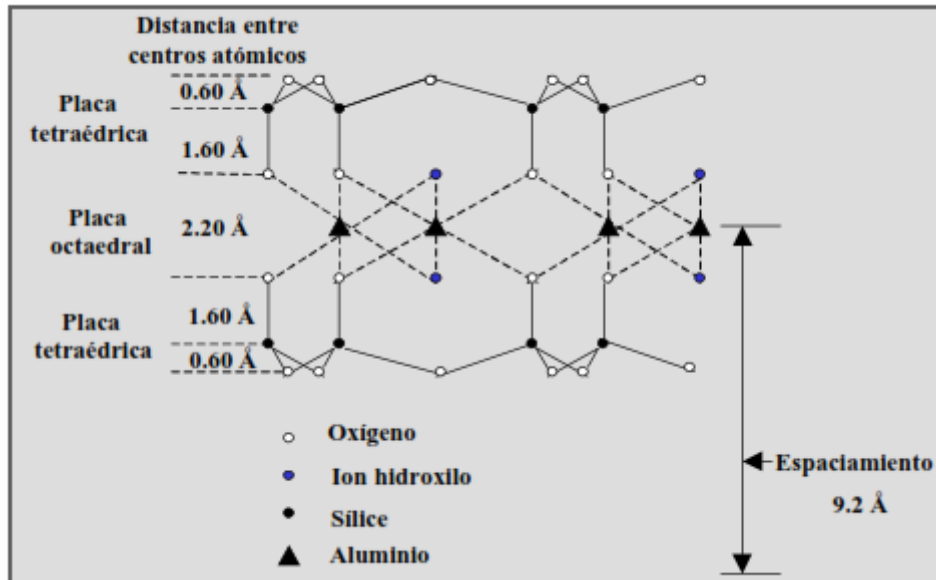


Gráfico N° 2.4: Arreglo de Átomos de celda Unitaria de tres Capas

En la Grafico N° 2.5, se observa un diagrama de una red de arcilla expansible, donde se reconoce el espaciamiento y las coordenadas laterales las cuales se extienden hasta tener tamaño de un micrón.

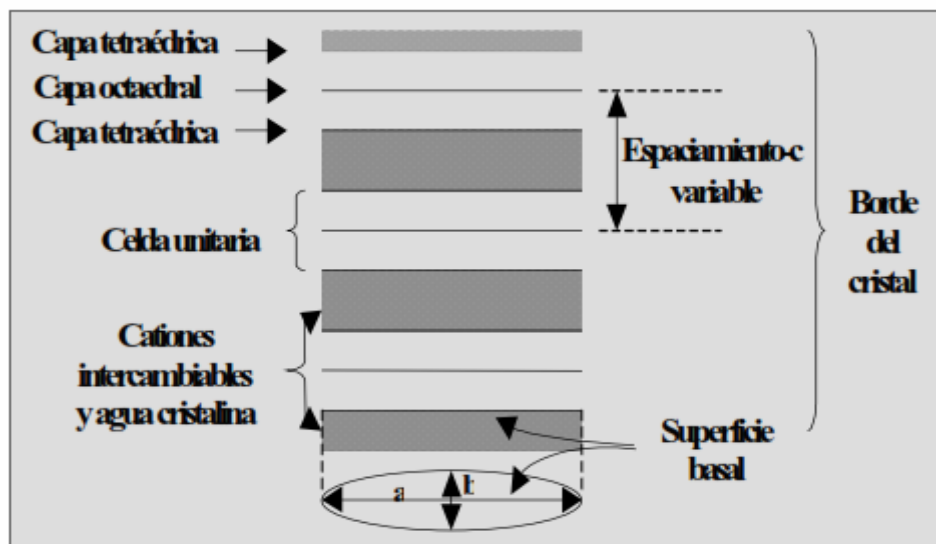


Gráfico N° 2.5: Red expansible Cristalina de tres Capas

La propiedad de las arcillas de mayor interés, en el área de los fluidos de perforación, es el intercambio iónico. Los cationes son absorbidos en las superficies basales de los cristales de arcilla para compensar las sustituciones atómicas en la estructura del cristal.

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

2.1 Tipos de Arcillas

Existe un gran número de minerales arcillosos, pero los que nos interesan en relación con los fluidos de perforación pueden ser clasificados en tres tipos.

➤ **Primero**

Consta de arcillas en forma de aguja no hinchables como la atapulgita o la sepiolita. Se cree que la forma de las partículas es responsable de la capacidad que la arcilla tiene para aumentar la viscosidad.

El tamaño natural de cristales finos y la forma de aguja hacen que la arcilla desarrolle una estructura de “escobillas amontonadas” en suspensión, demostrando así una alta estabilidad coloidal, incluso en la presencia de una alta concentración de electrolitos.

Debido a su forma y a sus características no hinchables, estas arcillas demuestran un control de filtración muy débil. Por este motivo, la atapulgita se usa principalmente como mejorador de viscosidad en los lodos base agua salada, mientras que la sepiolita se usa generalmente como viscosificador suplementario para los fluidos geotérmicos y de alta temperatura.

Estas arcillas no están casi nunca presentes en las lutitas de las formaciones. M-I vende la atapulgita bajo el nombre SALT GEL, y la sepiolita bajo el nombre DUROGEL.

➤ **Segundo**

Son las arcillas laminares no hinchables (oligeramente hinchables): illita, clorita y kaolinita, las cuales están descritas más adelante.

➤ **Tercero**

Son las montmorillonitas laminares muy hinchables.

El segundo y el tercer tipo de minerales arcillosos se encuentran en las lutitas de las formaciones, en el orden siguiente y en cantidades decrecientes: (1) illita, (2) clorita, (3) montmorillonita y (4) kaolinita.

Como están presentes en las formaciones perforadas, estas arcillas se dispersan en cantidades variables dentro del sistema de fluido de perforación.

La montmorillonita presente en las lutitas generalmente la montmorillonita cálcica, porque está en equilibrio con el agua de la formación, la cual es generalmente rica en calcio.

La montmorillonita sódica (bentonita de Wyoming, M-I GEL y M-IGEL SUPREME) también se añade normalmente a un lodo para aumentar la viscosidad y reducir el filtrado.

Las propiedades de filtración y reológicas del lodo dependen de las cantidades de las diferentes arcillas contenidas en el lodo. Como la montmorillonita es añadida intencionalmente a un lodo para controlar estas propiedades, los otros tipos de arcillas pueden ser considerados como contaminantes, visto que no son tan eficaces como una arcilla comercial.

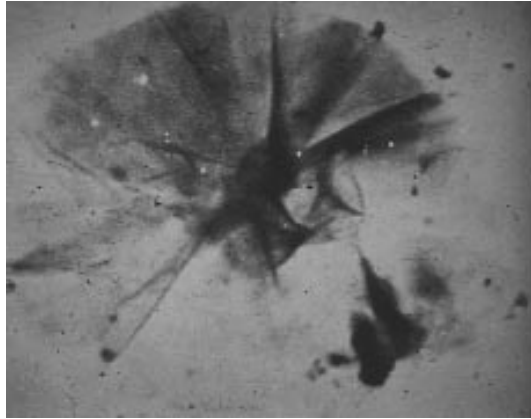
En agua dulce, las capas adsorben el agua y se hinchan hasta el punto en que las fuerzas que las mantienen unidas se debilitan y las capas individuales pueden separarse de los paquetes.

La separación de estos paquetes en múltiples capas se llama dispersión. Este aumento del número de partículas, junto con el aumento resultante del área superficial, causa el espesamiento de la suspensión.

El gráfico N° 2.1 es una fotomicrografía real de una partícula de bentonita. Nótese que se parece a una baraja de cartas abierta en abanico.

Se puede observar que varias de las partículas laminares se traslapan.

Esta forma característica de las partículas es lo que produce el llamado efecto de "cinglado" que es importante para el control del filtrado.



El gráfico N° 2.1: Fotomicrografía Real de una Partícula de Bentonita

2.2 Capacidad de Intercambio Catiónico (CEC)

La propiedad de las arcillas de mayor interés en el área de los fluidos de perforación es el intercambio iónico. Los cationes son absorbidos en las superficies basales de los cristales de arcilla para compensar las sustituciones atómicas en la estructura del cristal.

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

Con el objeto de conocer la CEC (Cationic Exchange Capacity) de las arcillas en las secciones superficiales de nuestros pozos, se recolectaron muestras de recortes de mecha o ripios durante la perforación. La reactividad de una arcilla depende de los tipos y cantidades de minerales arcillosos presentes en ella. Muchas veces la CEC constituye una mejor medida de la reactividad de la arcilla que el análisis mineralógico deducido del análisis de difracción rayos "X" (XRD).

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

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

El CEC es la característica más importante de los minerales arcillosos y varía de mineral en mineral, dependiendo de diferencias estructurales y composición química del grupo mineralógico al cual pertenece.

Los cationes compensadores que se adsorben en la superficie de la capa unitaria pueden ser cambiados por otros cationes que se llaman cationes intercambiables de la arcilla.

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

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

CAPITULO III: COMPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

En la mayoría de las áreas, las arcillas comerciales tales como M-I GEL y M-IGEL SUPREME son añadidas al agua para preparar un lodo base agua. Las arcillas cumplen dos funciones:

1. Proporcionar viscosidad al fluido de perforación, y
2. Depositar un revoque que sellará las formaciones permeables para limitar las pérdidas por filtración y evitar el atascamiento de la tubería. En algunas áreas, la perforación puede ser iniciada con agua, dejando que los sólidos perforados se incorporen, produciendo suficientes propiedades para permitir la perforación del pozo.

En otras situaciones, se usan sistemas a base de polímeros cuando no se añada ninguna arcilla a la formulación.

En los lodos base agua-arcilla, el agua constituye la fase líquida continua en la cual ciertos materiales son mantenidos en suspensión y otros materiales se disuelven. Se usa un gran número de aditivos de lodo para obtener propiedades especiales.

3.1 Fases de un Fluido de Perforación

- Fase acuosa (continua)
- Sólidos de arcilla comercial reactivos
- Sólidos de formación (perforados) reactivos
- Sólidos de formación (perforados) inertes (no reactivos)
- Sólidos comerciales inertes (no reactivos)

3.1.1 Fase Acuosa

La fase acuosa es la fase continua del fluido de perforación. Según la ubicación y/o el agua disponible, ésta puede ser:

Agua dulce, Agua de mar, Agua dura, Agua blanda, etc.

No es raro que se use una variedad de soluciones desalmueras, saladas a saturadas como líquido de base para preparar un sistema a base de agua.

Agua dulce

En general, sólo está disponible en emplazamientos terrestres

Ventajas:

- Las arcillas comerciales se hidratan más
- La mayoría de los productos químicos son más solubles

Desventajas:

- Las arcillas de la formación también se hidratan más, lo cual puede resultar en problemas del pozo y daños a la zona productiva

Agua salobre

- Generalmente se encuentra en un ambiente marino.
- Es ligeramente salada
- Tiene mayor contenido de calcio y magnesio que el agua dulce

Agua de mar

El contenido de cloruros y la dureza varían en diferentes sitios, como:

- Cloruros en el Golfo de México 15.000 – 30.000 mg/l
- Calcio en el Golfo de México $400 \pm$ mg/l
- Magnesio en el Golfo de México $1200 \pm$ mg/l
- Dureza en el Mar del Norte es mucho más alta.

Agua saturada de sal

- Usada principalmente para perforar a través de grandes formaciones de sal.
- Se debe añadir sal para alcanzar el punto de saturación.
- Impide el ensanchamiento del pozo causado por la lixiviación o disolución de la sal de la formación.
- La lixiviación podría causar problemas del pozo y altos costos de lodo y cemento.

Salmuera

Generalmente usada para la inhibición de arcillas (lutitas). Estas salmueras están formadas por:

- Cloruro de Potasio, KCl

- Cloruro de Calcio, CaCl_2
- Formiatos, $(\text{Na}^+, \text{K}^+)$

3.1.2 Sólidos reactivos

La fase de sólidos reactivos se compone de arcillas comerciales, arcillas hidratables incorporadas y lutitas de las formaciones perforadas que son mantenidas en suspensión de la fase fluida.

Estos sólidos son tratados químicamente para controlar las propiedades del fluido de perforación. Varios aditivos serán usados para obtener las propiedades deseadas.

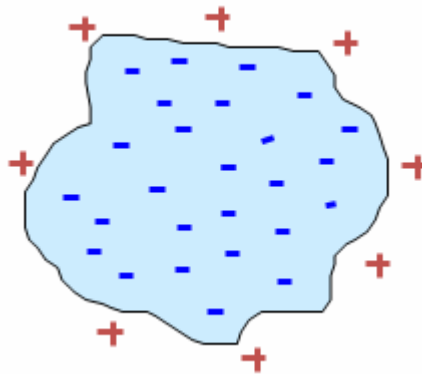
Tienen las siguientes características:

- Sp.gr. (Gravedad Específica) = 2,6
- Densidad = 21,67 lb/gal

Arcillas comerciales: En estas arcillas también se consideran la:

- Montmorillonita de Sodio/bentonita/gel : M-I GEL
- Atapulguita
- SALT GEL

Laminilla de Arcilla



Diámetro: < 2 micrones
 $2/1.000.000 \text{ m.}$
 Espesor: ~10 Angstroms
 $10/10.000.000.000 \text{ m.}$

Agregacion de Arcilla



Paquete o "pila" de laminillas de arcilla cara a cara.

Estado natural de deposición de las arcillas de tipo laminilla.

El número de laminillas por agregado

varía.

Gráfico N° 2.1.2.1: Laminillas de arcillas

La agregación(enlace de cara a cara) resulta en la formación de láminas o paquetes más gruesos. Esto reduce el número de partículas y causa una reducción de la viscosidad plástica. La agregación puede ser causada por la introducción de cationes divalentes, tales como Ca^{2+} , en el fluido de perforación.

Esto podría resultar de la adición de cal o yeso, o de la perforación de anhidrita o cemento. Después del aumento inicial, la viscosidad disminuirá con el tiempo y la temperatura, hasta llegar a un valor inferior al valor inicial

Arcilla Dispersa

Las laminillas de arcilla son distribuidas al azar por las cargas superficiales

Los diluyentes aniónicos neutralizan las cargas positivas en los bordes de las laminillas, las cargas negativas de la cara predominan.

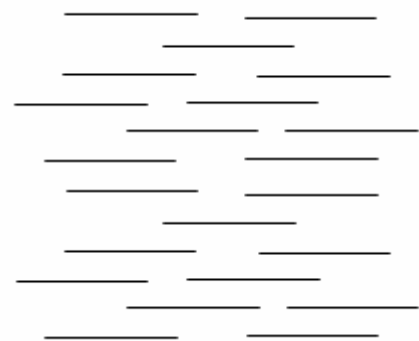


Gráfico N°2.1.2.2: Arcilla Dispersa

La dispersión, reacción contraria a la agregación, resulta en un mayor número de partículas y viscosidades plásticas más altas. Las laminillas de arcilla son normalmente agregadas antes de ser hidratadas y cierta dispersión ocurre a medida que se hidratan.

El grado de dispersión depende del contenido de electrolitos en el agua, del tiempo, de la temperatura, de los cationes intercambiables en la arcilla y de la concentración de arcilla.

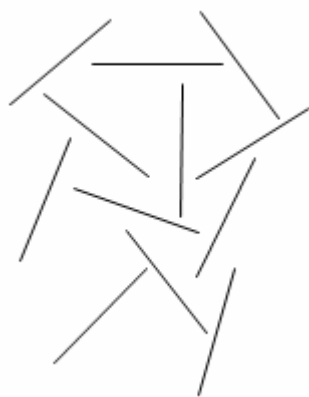
La dispersión es más importante cuando la salinidad es más baja, los tiempos más altos, las temperaturas más altas y la dureza más baja. Incluso la bentonita de Wyoming no se dispersa totalmente en agua a la temperatura ambiente

Arcilla Floclulada

La floclulación se refiere a la asociación de borde a borde y/o borde a cara de las partículas, resultando en la formación de una estructura similar a un “castillo de naipes”.

Esto causa un aumento de la viscosidad, gelificación y filtrado. La severidad de este aumento depende de las fuerzas que actúan sobre las partículas enlazadas y del número de partículas disponibles para ser enlazadas. Cualquier cosa que aumenta las fuerzas repulsivas entre las partículas o causa la contracción de la película de agua adsorbida, tal como la adición de cationes divalentes o las temperaturas elevadas, puede fomentar la floclulación.

La desfloculación es la disociación de las partículas flocluladas. La adición de ciertos productos químicos al lodo neutraliza las cargas electroquímicas en las arcillas.



- Aglomerados de borde a cara.
- Estado natural de las laminillas de arcilla en agua.
- Aumentado por contaminantes; sal, anhídrita, etc.

Gráfico N°2.1.2.3: Arcilla Floclulada

Esto elimina la atracción que resulta del enlace borde a borde y/o borde a cara entre las partículas de arcilla.

Como la desfloculación causa una reducción de la viscosidad, los productos químicos desfloculantes son frecuentemente llamados diluyentes de lodo.

La desfloculación también permite la disposición plana de las partículas de arcilla en el revoque para reducir el filtrado

3.1.3 Sólidos de formación (perforados) reactivos

Las Arcillas de la formación (sólidos perforados) tienen las siguientes características:

- Sp.gr. (Gravedad Especifica) = 2,6 Densidad = 21,67 lb/gal
- Monmorillonita (arcilla hinchable)
- Illita (arcilla no hinchable)
- Kaolinita (arcilla no hinchable)
- Clorita (arcilla no hinchable)
- Lutita Gumbo (combinación de las arcillas anteriores)
- Arcillas compuestas de capas o laminillas intercaladas de sílice y alúmina.

La laminilla es un anión (carga negativa) rodeada por una nube de cationes (Na^+ o Ca^{2+}).

Las arcillas absorben agua (hidrofilicas), lo cual causa la separación de las laminillas (hidratación).

La separación de las laminillas de arcilla se llama dispersión.

La presencia de cargas positivas y negativas en las arcillas causa atracción o repelencia entre las partículas.

La floculación ocurre cuando las partículas de arcilla se atraen en flóculos

Cuando las partículas de arcilla se repelen, esto se llama desfloculación.

3.1.4 Sólidos inertes Comerciales

Los sólidos inertes son los sólidos en suspensión que son químicamente inactivos.

Éstos pueden ser sólidos de perforación inertes tales como la caliza, dolomita o arena.

La barita esañadida al fluido de perforación para aumentar la densidad del fluido y también constituye un sólido inerte.

- Barita (sulfato de bario).
Sp.gr. (Gravedad Especifica) = 4,2 Densidad = 35 lb/gal
- (M-I BAR)

Usado para aumentar la densidad del lodo hasta un máximo de ± 22 lb/gal

- Hematita (óxido de hierro).

Sp.gr. (Gravedad Especifica) = 5,0 Densidad = 41,67 lb/gal

- Fer-Ox

Usado para aumentar la densidad del lodo hasta un máximo de ± 25 lb/gal

- Carbonato de Calcio

Sp.gr. (Gravedad Especifica) = 2,8 Densidad = 23,34 lb/gal

Soluble en ácido

- Lo-Wate SAFECARB.

Usado para aumentar la densidad de salmueras claras hasta $\pm 14,0$ lb/gal

Usado como agente puenteante en fluidos de perforación de yacimiento y fluidos base aceite y sintético

- Material de Pérdida de Circulación.

- Material usado para puentear (sellar) las formaciones cuando hay una pérdida de lodo entero hacia la formación
- Cáscaras de nueces (generalmente pecan y nuez)
- Mica
- Fibra (madera, papel, plástico, etc.)

3.2 Productos Químicos Solubles

Los productos químicos solubles en el agua son:

- Soda Cáustica (NaOH)
 - pH = 13,3
 - Usada para aumentar el pH
 - Aumenta la solubilidad de los diluyentes orgánicos
 - Secuestra el calcio y el magnesio
 - Reduce la corrosión
- Potasio cáustica (KOH)
 - pH = 13,3
 - Usada para aumentar el pH

- Aumenta la solubilidad de los diluyentes orgánicos
 - Secuestra el calcio y el magnesio
 - Reduce la corrosión
 - Proporciona la inhibición de potasio (K^+)
- Cal : $Ca(OH)_2$
 - pH = 12,4
 - Usada para aumentar el pH
 - Usada para amortiguar el pH
 - Secuestra el magnesio
 - Reduce la corrosión
 - Fuente de Ca^{2+} para precipitar los carbonatos.
- Yeso ($CaSO_4 \cdot 2 H_2O$)
 - pH = 6,0
 - Existe como Anhidrita ($CaSO_4$) en la Formación
 - Fuente de Ca^{2+} para precipitar los carbonatos y proporcionar la inhibición de Ca^{2+} mediante el intercambio de bases con Na^+
 - Lodo de Yeso/Spersene para inhibición durante la perforación de Anhidrita
- Carbonato de Sodio (Na_2CO_3)
 - pH = 11,0 - 11,5
 - Usado para precipitar Ca^{2+} de la Anhidrita
 - Usado para precipitar Ca^{2+} y Mg^{2+} del agua dura
- Bicarbonato de Soda ($NaHCO_3$)
 - pH = 8,4
 - Usado para precipitar Ca^{2+} de la contaminación de cemento
- SAPP ($Na_2H_2P_2O_7$)
 - pH = 4,8
 - Usado para precipitar Ca^{2+} de la contaminación de cemento
 - Usado como desfloculante (diluyente de lodo) a menos de 150°F

- Sal (NaCl)
 - pH = $\pm 7,0$
 - Aumenta la densidad de la salmuera
 - Agente puenteante en fluido de perforación de yacimiento de sal de granulometría determinada
 - Aumenta el contenido de cloruros en lodo saturado de sal para perforar formaciones de sal de roca
 - Aumenta el contenido de cloruros para impedir la formación de hidratos de gas en las operaciones de aguas profundas

- Cloruro de Potasio (KCl)
 - pH = $\pm 7,0$
 - Eliminador de hidratación, usado para estabilizar las lutitas de formaciones sensibles al agua

- Sulf-X
 - Usado para precipitar el sulfuro de hidrógeno (H_2S)
 - El sulfuro de hidrógeno (H_2S) debe ser convertido a S^{2-} aumentando el pH antes de que pueda reaccionar con ZnO para formar ZnS

- Lignosulfonato (ácido orgánico)
 - Neutraliza los sitios positivos en las arcillas, haciendo que éstas se rechacen.
 - Necesita un ambiente alcalino para ser soluble.
 - Es soluble en todos los tipos de agua.
 - El límite de temperatura es $\pm 315^\circ F$.

- Lignito (ácido orgánico)
 - Necesita un ambiente alcalino para ser soluble.
 - La solubilidad disminuye cuando se aumenta el contenido de cloruros de la fase acuosa a más de 15.000 mg/l
 - El límite de temperatura es $\pm 400-500^\circ F$
 - Desfloculante químico (diluyente de lodo) agrega cargas aniónicas (negativas) al lodo.

CAPITULO IV: ROCA ARCILLOSA - LUTITA

La Lutita es un término genérico utilizado para describir rocas sedimentarias ricas en arcillas. El término genérico correcto es roca arcillosa.

Los demás términos utilizados para describir la lutita incluyen los siguientes términos:

- Arcilla
- Roca de arcilla
- Roca de lodo
- Argilita
- Gumbo

Las lutitas pueden ser masivas, intercaladas, fisiónables, lodosas, hinchadas, dispersables, etc.

Se estima que más de 75% de las perforaciones son realizadas en lutitas

4.1 Problemas de Perforación en Lutitas

La inestabilidad de las lutitas puede ser el resultado de:

- Problemas “mecánicos”
 - Esfuerzos del suelo
 - Presión de poro
 - Anisotropía (p.ej. estratificación)
 - Fracturas (naturales o inducidas por la perforación)
 - Invasión de filtrado (penetración de los poros)
- Problemas “químicos”
 - Interacciones químicas entre los minerales de la lutita y el filtrado del lodo

4.2 Consecuencias de la Inestabilidad de las Lutitas

La inestabilidad de las lutitas se debe a lo siguiente:

- Al cierre del pozo, por:
 - Ensanchamiento
 - Tubería atascada (en formaciones móviles)
 - Revestimiento atascado

- Dificultades de registro
- A la ampliación del pozo, por:
 - Tubería atascada debido a derrumbes del pozo
 - Limpieza defectuosa del pozo
 - Pérdida de control direccional
 - Trabajos de cemento de baja calidad
 - Dificultades con los registros
 - Datos de registro de baja calidad

Se estima que los problemas relacionados con las lutitas le cuestan a la industria más de 600 millones de dólares al año.

4.3 Clasificación de las Lutitas.

Las lutitas pueden ser clasificados según:

- Edad
- Mineralogía
- Dureza
- Contenido de humedad
- Tiempo de reacción con los fluidos de perforación / modalidad de la falla del pozo
- Profundidad / historial diagenético.

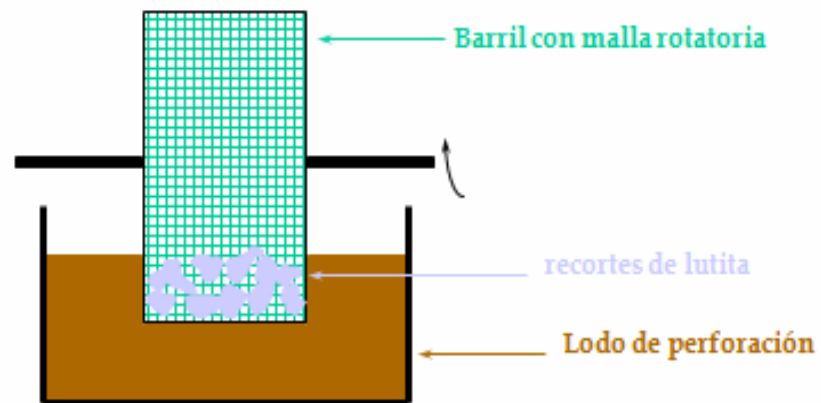
Clasificación de Lutitas (Según Mondshine)

Clase	Textura	CEC meq/100g	Contenido de Agua, Wt%	Minerales de Arcilla	Peso de la Arcilla %	Densidad gm/cc
A	Blando	20 – 40	25 – 70	Smectita+ illita	20 - 30	1.2 – 1.5
B	Firme	10 – 20	15 - 25	Illita + nivel mixto	20 – 30	1.5 – 2.2
C	Firme-duro	10 – 20	2 – 10	Illita + nivel mixto	20 – 30	2.3 – 2.7
D	Duro	3 – 10	5 – 15	Illita + posible smectita	20 – 30	2.2 – 2.5
E	Quebradizo	0 - 3	2 - 5	Illita + kaolinita, clorita	5 - 30	2.5 – 2.7

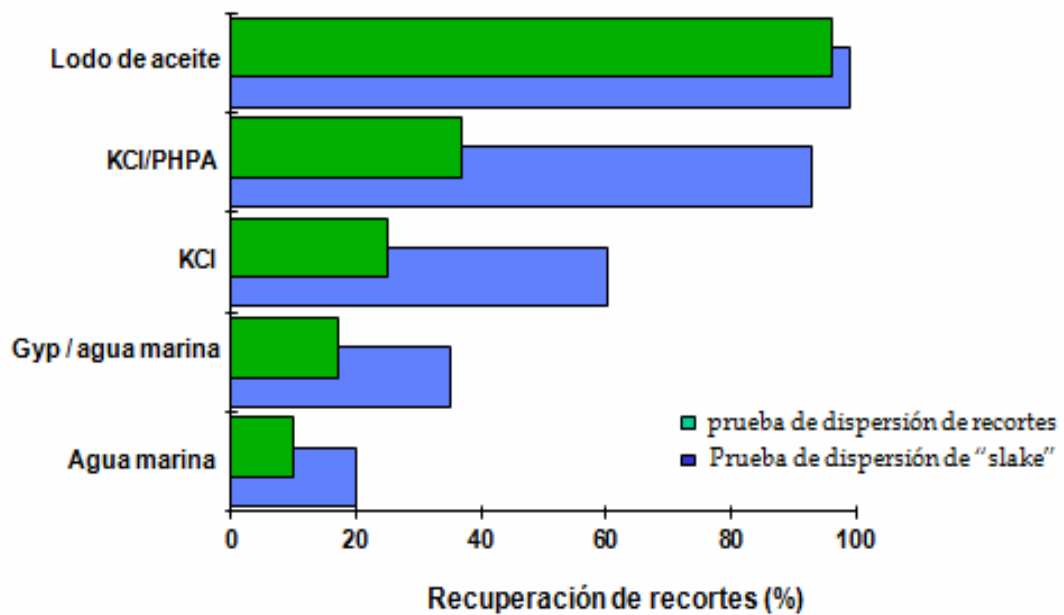
4.4 Prueba de la Dispersión de Recortes

Condiciones típicas de la prueba: 20 - 30 gm. de recortes de lutitas (2 - 4mm)

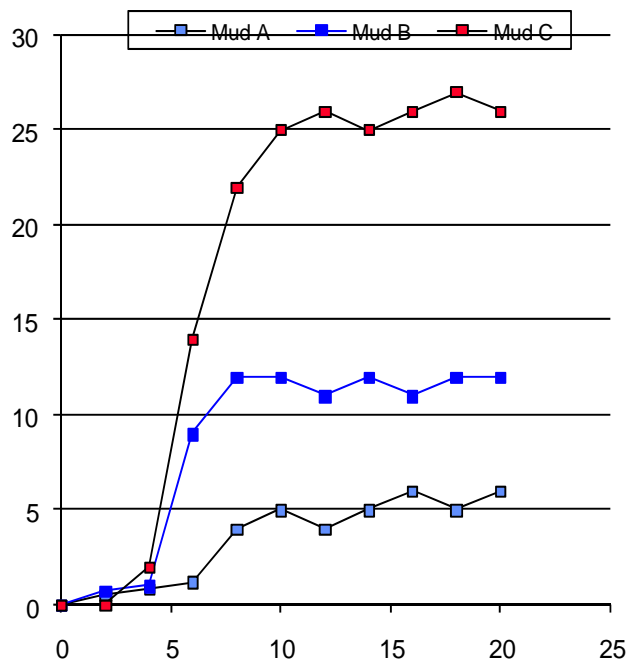
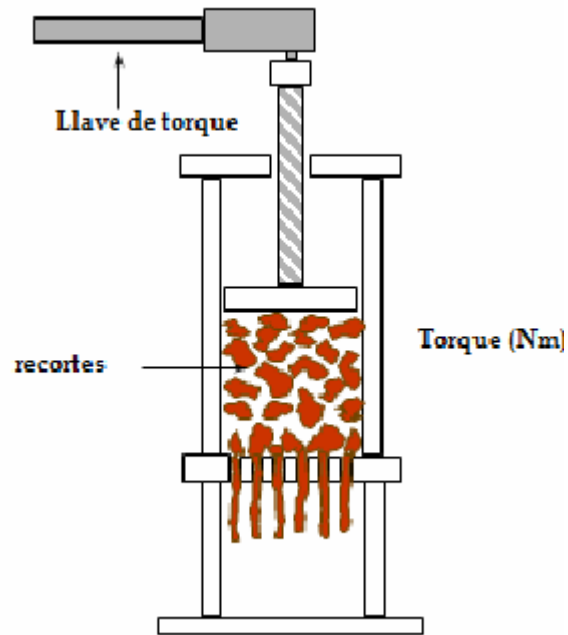
Tiempo de prueba de 2 - 4 horas



Comparación de Pruebas de Dispersión de recortes.



4.5 Prueba de Dureza de los Recortes



4.5 Reacciones entre las Lutitas y el Lodo.

El proceso de reacción puede ser tomado en consideración en 3 etapas:

- Invasión del fluido de perforación dentro de la lutita
 - Efecto del hiperbalance del lodo
 - Procesos osmóticos
 - Cambios efectivos de esfuerzo (penetración de la presión de poro)
- Reacciones de hinchazón, resultado de la invasión del filtrado
- Dispersión y erosión del pozo y los recortes

4.6 Inhibición de Lutitas por Lodos Base Agua

- Los lodos con base de agua comunes no producen una barrera osmótica en la superficie de la lutita (investigaciones en otros lugares han identificado los sistemas de lodo que, en un futuro, podrán funcionar de esta manera)
- El movimiento de iones entre el lodo y las lutitas no se encuentra restringido (el valor I se encuentra cerca de cero)
- La invasión está controlada por D_p , y no el equilibrio salino:

$$D_m = D_p V + RT \ln(a_m/a_s)$$

- Por ende, la invasión se ve minimizada en un nivel D_p bajo (debe haber suficiente sobrebalance a fin de mantener la integridad del pozo y el control del pozo)
- Debido a que los lodos con base de agua utilizados hoy en día no previenen la invasión por parte de los filtrados, los lodos son formulados de manera que reducen a un nivel mínimo:
 - La hinchazón de lutitas / acumulación de esfuerzo
 - Reblandecimiento y dispersión de las lutitas

4.7 Invasión de Filtrado Base de Agua

- Los aditivos de pérdida de fluido convencionales no prevendrán la invasión de la lutita por el filtrado (a no ser que estén presentes vetas o fracturas de alta permeabilidad)
- El filtrado viscosificado hará que la invasión sea más lenta, pero no la detendrá por completo

- El filtrado aumentará la presión de poro en la lutita cercano al pozo (penetración de la presión de poro)
- El aumento de la presión de poro reducirá el esfuerzo efectivo y *tal vez* cause una falla (derrumbe o flujo plástico)
- La hinchazón de las lutitas y/o la dispersión podrá ocurrir si el potencial químico del filtrado difiere del potencial químico del fluido de los poros.

4.8 Control de la Hinchazón y Acumulación de Esfuerzo

La hinchazón y la acumulación de esfuerzo depende de los siguientes factores:

- Mineralogía de la lutita
- Estructura de las lutitas
- Composición de los poros del fluido
- Composición del filtrado
- Contenido de humedad de la lutita
- Presión diferencial
- Régimen de esfuerzo

Las lutitas con poco o nada de smectita pueden llegar a hincharse, especialmente si el pozo se encuentra compactado y posee un bajo contenido de agua

Ciertos cationes inorgánicos limitan la hinchazón al entrar en reacciones de intercambio de cationes con arcillas que se están hincharo, a fin de formar complejos más estables, como:

- Potasio (cloruro, acetato, formato)
- Calcio (yeso, cal)
- Aluminio (aluminio complejo, p.ej. Max-Plex de BHI)
- Cesio (parecido al potasio en cuanto al desempeño pero con un costo más elevado).
- Amonio (parecido al potasio en cuanto al desempeño, pero puede llegar a producir amonio libre).
- Polímeros con bajo peso molecular:
 - Glicoles
 - Polímeros catiónicos

4.9 Control del Ablandamiento y la Dispersión

El reblandecimiento y la dispersión son controlados por:

- La cementación de la lutita
- El comportamiento de la hinchazón (a veces relacionada, pero no siempre)
- Contenido de humedad (Límites de Atterburg)
- La hidráulica del lodo.

El reblandecimiento y la dispersión pueden ser disminuidos por:

- Suficiente salinidad del filtrado para mantener floculados a los minerales de la arcilla (la composición de la sal no es crítica)
- Sales específicas (p.ej. potasio) si las lutitas también se hinchan
- Polímeros pequeños (p.ej. glicoles, catiónicos)
- Polímeros con altos pesos moleculares (p.ej. PHPA)
- Hidráulica optimizada del lodo.

Mecanismos Comunes de Fallas:

- Las lutitas problemáticas contienen fracturas naturales y / o fracturas inducidas por la perforación
- El lodo invade, aumentando la presión dentro de las fracturas, igualándola a aquella dentro del pozo. Puede ser que la presión no se disipe rápidamente debido a la baja permeabilidad de la formación.
- La matriz de la lutita podrá o no ser químicamente reactiva
- La actividad de perforación causa el colapso del pozo debido al efecto combinado del impacto mecánico de la sarta & BHA y las fluctuaciones de la presión en el pozo.



Grafico N 3.9.1: Invasión del Lodo en Formaciones de Lutitas Fracturadas

4.10 Indicaciones de las Observaciones del Campo

El uso de OBM o WBM inhibitorios podrá no otorgar una mejora significativa en la calidad del pozo. En estos casos, la inhibición química del pozo parece no ser el factor más crítico.

La estabilidad puede ser mejorada:

- Al no abrir fracturas nuevas (compromiso: los requisitos de peso de lodo para la estabilidad de los pozos de perforación vs. la generación de fracturas nuevas)
- Con la reducción del aumento de la presión en las fracturas mediante el uso de pesos de lodo mínimos y el control de la pérdida de fluido
- Sellando las fracturas con aditivos específicos de lodo
- Minimizando los disturbios del pozo debido a (ej.) ensanchamiento posterior
- Minimizando los efectos de “swab” y “surge”, mediante el control de los viajes y la reología del lodo.

4.10.1 Características Sugeridas de los Lodos Base Agua

- Buenas características de limpieza del pozo
- Perfil reológico que disminuye a un mínimo los efectos ECD
- Geles rápidos, altos, no progresivos
- Bajo nivel de pérdida de fluido
- Presencia de materiales de bloqueo / taponamiento
- Provisión a cualquier inhibición química necesaria

4.10.2 Algunas Formulaciones Recomendadas de Lodos Base

- **Lodo con Base de Agua de Oxido de Metal Mezclado (Drillplex)**

Perfil reológico preferido, con el aditivo Floplex se puede obtener una baja pérdida de fluido.

Las evidencias del campo sugieren que el lodo controla las pérdidas dentro de las fracturas

- **Lodos Alternativos**

WBM con una alta concentración de goma Xantana

OBM completamente de aceite

4.11 Requisitos para Aditivos de Lodo para un Bloqueo de Fracturas Efectivo

Los aditivos deben prevenir la invasión de fluidos dentro de las fracturas pequeñas (p.ej. deben reducir en gran medida el chorro de lodo).

El aditivo debe estar presente permanentemente en el lodo, y no ser utilizado como un tratamiento temporal (de píldora).

Los aditivos deben:

- Ser lo suficientemente grandes como para cubrir las aperturas de las fracturas
- Ser lo suficientemente pequeños como para pasar a través de los equipos primarios de control de los sólidos
- Tener un tamaño correcto a fin de disminuir a un mínimo los efectos de la reología del lodo
- Implicar la preferencia por las partículas altamente anisotrópicas.

Otros Aditivos para el Control de Lutitas Fracturadas

Aditivos de taponamiento

Polímeros

Gilsonita

Asfaltos

Ceras

Bentonita

Aditivos “reactivos”:

Silicatos

Fosfatos

4.12 Estudios de Casos de Estabilidad de Lutitas

- Datos disponibles de revisión:
 - Geología local /de cuenca
 - Informes de perforación y lodos de pozos “offset”
 - Datos de los registros de pozos “offset”
 - Resultados de pruebas de esquistos / lodos realizados por terceros
 - Información proveniente de otros clientes y contratistas

- Caracterización de las lutitas.
- Estudio de laboratorio de las interacciones entre el esquisto y el lodo:
 - Núcleo
 - Núcleo lateral
 - recortes
- Respuesta recomendada
 - Formulación(es) preferida(as) de lodo
 - Directrices de ingeniería de perforación y lodos
- Implementación de la solución, seguimiento del éxito y modificar según las necesidades

CAPITULO V: HIDRATACIÓN DE ARCILLAS.

La entrada del agua del filtrado del fluido de perforación en las arcillas que componen la roca ocasiona la expansión de la estructura del mineral, aumentando su volumen total en un fenómeno denominado hinchamiento.

Todos los tipos de arcillas adsorben agua, pero son las esmectitas las que se hidratan con mayor incremento de volumen, debido a que dentro de su estructura existe una red expandible.

Durante la construcción de pozos este fenómeno es el causante de la mayor cantidad de problemas al atravesar arcillas con fluido base de agua. Cuando se penetran formaciones arcillosas con fluidos base agua, el primer efecto es el hinchamiento hacia el hoyo abierto y aumento de la presión de poro antes de colapsar.

Luego ocurren eventos donde las paredes del hoyo se derrumban, originando socavamientos, sólidos indeseados en el sistema y embolamiento de la mecha, lo que a su vez puede causar el colapso y pérdida del hoyo.

5.1 Mecanismos de Hidratación de las Arcillas

La hidratación de la arcilla ocurre a través de tres mecanismos:

- Hinchamiento Cristalino.
- Hidratación Iónica
- Hinchamiento Osmótico

5.1.1 Hinchamiento Cristalino:

Es el enlace de moléculas de agua a átomos de oxígeno en la superficie de las plaquetas de arcilla.

También conocido como hidratación de superficie.

Resulta de la adsorción de capas mono-moleculares de agua en las superficies basales del cristal, tanto en las caras externas como en las capas intracristalinas de la estructura de la arcilla; este último caso en las que poseen una red cristalina expandible.

La naturaleza estructural de la molécula de agua proporciona propiedades casi cristalinas.

Esto se debe que a 10\AA de la superficie el agua tiene un volumen específico de casi 3% menos que el agua libre, comparado con el del hielo, el cual es 8% mayor.

Además, el agua en la estructura tiene una viscosidad mayor que el agua libre.

Los cationes intercambiables influyen sobre el agua cristalina de dos maneras. En primer lugar, muchos de los iones se hidratan ellos mismos, formando capas de agua a su alrededor (K^+ y Na^+ son excepciones).

En segundo lugar, se enlazan a la superficie del cristal compitiendo con las moléculas de agua, tendiendo a perturbar su estructura (Na^+ y Li^+ son excepciones, ya que sus enlaces son débiles y tienden a difundirse).

5.1.2 Hidratación iónica:

Es la hidratación de cationes que se encuentran entre las plaquetas de arcilla, los cuales tienen capas de moléculas de agua que los rodean (esferas de hidratación).

5.1.3 Hidratación Osmótica:

Ocurre porque la concentración de cationes entre capas es mucho mayor que en el seno de la solución.

Por consecuencia, el agua se desplaza hacia la sección entre las celdas unitarias, incrementando el espaciamiento y permitiendo el desarrollo de una doble capa difusa.

Aunque no exista ninguna membrana semi-permeable, el mecanismo es esencialmente osmótico porque está fundamentado en una diferencia de concentración de electrolitos. Este hinchamiento causa mayores incrementos en el volumen total que el cristalino, pero el agua está débilmente unida a la superficie de la estructura del mineral.

El hinchamiento osmótico causa un aumento mucho mayor en volumen que el provocado por el hinchamiento cristalino, la montmorillonita sódica puede absorber aproximadamente 0.5 gr de agua por gramo de arcilla seca, duplicando su volumen en la región de hinchamiento cristalino

inmediatamenteadyacente a la cara de la lámina de arcilla, pero aproximadamente 10 gr de agua en región osmóticamás alejada de la cara. La doble capa electrostática difusa es un sistema de iones de carga opuestaatraídos a la superficie carga de lámina de arcilla.

A medida que la superficie queda balanceada por losiones libres en el agua, algunos iones tienden a irse formando una atmósfera iónica difusa alrededor dela partícula.

Ocurre en algunas arcillas luego de que están hidratadas completamente superficial e ionicamente (usualmente a 100% de humedad).

Todas las arcillas experimentan hidratación, y las illitas y esmectitas muestran varios grados de hidratación iónica.

La hidratación de la lutita (absorción superficial y absorción iónica) resultan en dos tipos de problema bien diferenciados:

- **Hinchamiento:**
Expansión de las arcillas debido a la incorporación de agua
- **Dispersión :**
Desintegración de las arcillas debido al contacto con agua.

Dado que las lutitas incluyen minerales no-arcillosos, tales como cuarzo y feldespató, y una mezcla de arcillas, esto da lugar a una serie de mecanismos de hidratación en la misma porción de roca.

Los minerales no-arcillosos se hidratan y crean problemas de sólidos en el lodo, y las Esmectitas se hidratan, hinchan y reaccionan con soluciones iónicas. El embolamiento parece manifestarse cuando el desplazamiento ineficiente de los recortes debajo de la broca comienza a disminuir la tasa de penetración.

En los ensamblajes de fondo ligeramente embolados, parece como si los recortes estuviesen siendo generados más rápido que lo que pueden moverse hacia arriba y hacia afuera de las canaletas de alivio de la broca (estas canaletas actúan como puntos de restricción en el sistema).

5.2 Químicas para Combatir la Hidratación de las Arcillas.

Existen dos familias químicas importantes para combatir la hidratación de las lutitas/arcillas, son los controladores de arcillas y los estabilizadores de arcillas. Se clasifican en temporales (controladores de arcillas) y permanentes (Estabilizadores de arcillas o inhibidores de lutitas).

Las formaciones arcillas tienen una alta tendencia a absorber agua del fluido. Esto pasaría por un rápido hinchamiento o un mecanismo de defloculación de lutitas el cual daría problemas como el embolamiento, ensanchamiento de hoyo, alto torque y arrastre, etc.

Para disminuir tales problemas muchos productos químicos han sido usados en décadas pasadas. Estos productos químicos actúan con mecanismos diferentes.

El método más usado se basó en la adición de altas concentraciones de sales como el cloruro de sodio (NaCl) y el cloruro de potasio (KCl) en los fluidos de perforación, los cuales actúan como estabilizadores temporales de arcillas. Estas sales retardan el hinchamiento de las arcillas mediante diferentes mecanismos como es el intercambio catiónico, el cual reduce la cantidad de agua que puede ser absorbida por los cationes hidratables de la superficie de la arcilla.

Estos funcionaban como estabilizadores temporales de arcillas puesto que se iban consumiendo cuando entraban en contacto con la lutita/arcilla disminuyendo así la cantidad de sal en el fluido, lo que ocasionaría de nuevo la hidratación e hinchamiento, y la desestabilización de las arcillas.

Por otro lado, el uso de estas sales en altas concentraciones causa problemas ambientales y resultan en altos costos de disposición.

La primera generación de fluidos inhibidores de lutitas/arcillas, introducido a la industria, incluyó el cloruro de sodio/almidón, silicato, lima y sulfato de calcio base yeso. Sin embargo, problemas ambientales y limitaciones en la formulación del lodo restringieron su amplia aplicación.

La siguiente generación viene con el sistema polimérico KCl el cual era una combinación de un polímero específico y una cantidad considerable de KCl.

Sin embargo, este sistema requiere de altas concentraciones de electrolitos para que sea efectivo el inhibidor de lutitas lo cual ocasiona problemas ambientales y también incrementa el costo de la disposición.

El uso de los fluidos base silicato como otra solución para las formaciones lutíticas perforadas fue también restringida por el problema de la precipitación del sílice durante las operaciones de perforación lo cual conllevaba a altos torques y arrastres, problemas de salud asociados a valores altos de pH y restricciones en la formulación del fluido.

En otro intento, el intercambio catiónico que fue el mecanismo de inhibición dominante entre casi todos los fluidos inhibidores motivó a los investigadores a utilizar compuestos de aminas como otra alternativa para obtener mejores resultados.

Sin embargo las primeras generaciones de estos sistemas dieron pobres resultados, pero la evolución de los compuestos de aminas dieron altos niveles de inhibición.

El sistema amina/PHPA (PartiallyHydrolyzedPoly-acrylamide) fue uno de las alternativas más apropiadas que han sido diseñadas y usadas por las operadoras en el mundo.

Este sistema es una combinación de un compuesto de amina específico como inhibidor principal y la PHPA como inhibidor secundario. Como otros inhibidores convencionales, la molécula de la amina actúa a través del mecanismo de intercambio catiónico y une las capas de las arcillas y las envuelve juntas. Sin embargo, la PHPA inhibe a través de un mecanismo diferente.

La PHPA tiene un alto peso molecular por lo cual no puede penetrar dentro de los espacios entre las capas de las arcillas. Esta solo encapsula físicamente las partículas de las arcillas que ya han sido inhibidas por las moléculas de la amina y prevé una mayor penetración de las moléculas de agua del fluido.

Esta combinación del mecanismo de inhibición química y mecánica da un perfecto resultado el cual puede competir con los fluidos OBM.

CAPITULO VI: MECANISMOS DE INHIBICIÓN DE LOS ADITIVOS.

Según su naturaleza química, los aditivos para inhibición actúan de acuerdo a diversos mecanismos muy diferentes entre sí. A continuación una descripción de los aditivos inhibidores utilizados:

6.1 Glicoles.

Son compuestos orgánicos pertenecientes a la clase de los alcoholes, con propiedades únicas y de especial interés para la industria de los fluidos de perforación. Los aditivos basados en glicoles de uso más difundido son el polipropileno glicol (PPG) y el polietileno glicol (PEG), los cuales son de baja toxicidad, y mejoran la lubricidad, el control de filtrado y la inhibición de las lutitas. Hasta ahora se encuentran cuatro posibles mecanismos de acción que tratan de explicar el funcionamiento de los glicoles:

6.1.1 Adsorción de polímero en la superficie de la arcilla:

Los poliglicoles tienen gran afinidad por la superficie de la arcilla. Las moléculas de poliglicol compiten con las de agua por los sitios activos de adsorción.

Esto evita que las moléculas de agua formen estructuras organizadas que produzcan hinchamiento y dispersión.

Y para obtener resultados similares dentro de la formación misma, el polímero debe ser capaz de difundirse dentro de la lutita, para lo cual requiere de cadenas cortas y flexibles. Esta teoría sugiere que en el proceso de adsorción se produce la formación de complejos arcilla-polímero, como indicadores de patrones de estabilidad.

6.1.2 Taponamiento de poros en las paredes de la formación por glicoles por encima de su punto de nube:

Cuando se alcanza una temperatura por encima de la cual el polímero se separa de la fase acuosa las estructuras que se forman pueden taponar las paredes de la formación, reduciendo la invasión del lodo hacia el pozo y, consecuentemente, reduciendo la exposición de las lutitas al agua.

Esto no explica los casos en que se usan glicoles que se supone no alcanzan punto de nube bajo condiciones de perforación.

Por otra parte, las lutitas presentan muy bajas permeabilidades que todo parece decir que el bloqueo físico del poro es muy poco probable de que sea exitoso.

6.1.3 Reducción de actividad química del agua:

La presencia de poliglicoles reduce la actividad química del lodo, lo que pudiera inhibir mecanismos osmóticos que promueven la penetración del agua en las paredes del pozo. Esta reducción en la actividad química por la presencia de pequeñas cantidades de glicol (máximo 5% en fluidos inhibitorios), no parece ser suficiente para evitar la penetración del agua y el hinchamiento de lutitas. Otros aditivos como los metilglucósidos se basan en esta misma teoría, con la formación de una membrana osmótica de mayor eficiencia.

6.1.4 Aumento en la viscosidad del filtrado:

No siempre puede utilizarse la formación de una membrana que equilibre la actividad de la lutita, por lo que también se puede utilizar la reducción del transporte de fluido mediante fluidos más viscosos que invadan la formación más lentamente. Para algunos casos, sin embargo, el aumento de viscosidad del agua en presencia de poliglicoles es muy pequeño para que este efecto sea importante.

6.1.5 Formación de puentes de Hidrógeno:

Esta teoría señala que los glicoles pueden interferir con los puentes de hidrógeno formados entre el agua y la superficie de la lutita, durante el proceso de absorción de agua (hidratación), con el subsecuente hinchamiento y eventual dispersión. Los glicoles también pueden formar puentes de hidrógeno y por tanto competir tanto con el agua de hidratación alrededor de los cationes adsorbidos, como con el agua de presente en el medio.

6.2 Complejo Alumínico

Mezcla de lignito y cristales de silicio que forma un precipitado al penetrar en la matriz de la roca.

El complejo alumínico, una vez dentro de la matriz de la roca, pasa a formar parte de la estructuracristalina de la arcilla, bloqueando la acumulación de presión en los poros contribuyendo de esa manera a prevenir el hinchamiento de la roca por efecto de invasión del filtrado, lo que se refleja como hoyomás estable durante la perforación .

6.3 Complejo Polimérico / Potásico

Es una mezcla de potasio (11-15% P/P), copolímero de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) y poliacrilato de sodio.

Este aditivo funciona con un efecto combinado que provee dos mecanismos inhibitorios.

El potasio aporta capacidad inhibitoria por el fenómeno de intercambiocatiónico reemplazando el sodio presente en la arcilla, y la PHPA se adsorbe a las plaquetas de arcilla y cortes de formación minimizando su hidratación y consecuente dispersión; este efecto recibe el nombre de encapsulación. Adicionalmente, los fluidos que contienen PHPA proporcionan lubricidad al fluido de perforación y minimizan el embolamiento del BHA y la mecha.

CAPÍTULO VII: MANEJO DE FLUIDO BASE AGUA POLIMERICICO INHIBIDO CON KCl

El fluido base agua que se trabaja es de manejo sencillo ya que solo requiere mantener un bajo filtrado, concentración adecuada de los inhibidores (KCl, ion amonio y los encapsuladores) y buena limpieza, con respecto al pozo, ya que mantener estas propiedades dependen de la astucia y pericia de cada químico, como la limpieza del fluido y la evaporación.

7.1 Bajo Filtrado.

Con respecto al filtrado podemos observar que este es generado por polímeros celulósicos de fácil integración al agua.

Por ejemplo en la primer etapa el filtrado se mantiene entre 5 y 6 ml en ocasiones iniciales hasta 10 ml, y aun así el enjarre es de buena calidad; estos filtrados son debido a que no hay siquiera sólidos en el sistema que aporten una gama de granulometrías para el enjarre y reducir más el filtrado.

Cuando empezamos a densificar la barita como sólido nos aporta ayuda en el enjarre para reducir el filtrado, pero por lo general la primera etapa casi no lleva peso y por lo mismo continuamos con cantidades mínimas de sólidos.

7.1.1 Aporte en la Reducción del Filtrado

El Carbonato de calcioes bueno, ya que ayuda a sustentar arenas, pero recordar siempre que la presencia de calcio en el sistema afecta el trabajo de las poliacrilamidas, se supone que la dureza del lodo debe mantenerse lo mínimo posible.

Cuando se uso en un pozo , solo en un bache con muy poca concentración, debido a lo que la viscosidad fue excesiva, o sea que sirvió más que nada como un bache, pero en mi opinión no lo recomiendo, utilizar solo si hay muchas arenas y si es en la segunda etapa en donde ya no requiere recuperar el fluido, siempre monitoreando concentraciones.

La bentonita será inhibida con el cloruro de potasio, ya que el KCl no reconoce arcilla por arcilla actuando en las caras de carga negativa

reduciendo el hinchamiento de la bentonita por lo que no generará viscosidad al fluido, lo que **si** sucederá es que será un sólido más que nos ayude a reducir el filtrado, pero entonces consumiremos una cantidad de cloruro de potasio extra en el sistema., además que se supone debemos mantener el fluido lo menor posible de MBT.

Tampoco sería recomendable para cuestiones de costos y por lo que se pueda presentar en la segunda etapa (Temperatura).

Se recomienda utilizar New Drill, ya que este además de encapsular los recortes arcillosos, manteniendo el fluido limpio de arcillas, ayuda a reducir el filtrado volviéndolo todavía mas plástico, esto mismo genera mayor lubricidad del fluido base agua (menor fricción a la barrena y estabilizadores), aporta una viscosidad suplementaria y refuerza lecturas de baja velocidad de corte (comprobado) y este fluido vaya que tiene las viscosidades de gel muy bajas.

7.1.2 Cloruro de Potasio KCl, Inhibidor de Arcillas

Realizamos una operación para inhibir las arcillas encontradas, utilizamos 10,000 ppm de potasio libre por encima de CIC encontrado, es decir, si el CIC es de 40, imaginar que son 40,000 ppm requeridos y lo adecuado seria aumentar a 50,000 ppm.

Como no contamos como realizar el CIC en el campo, sugiero que si la arcilla de mayor CIC encontrada (según análisis del laboratorio en Agua Fría) fue de 32, serian unos 32,000 de ppm, entonces utilizar a 42,000 ppm de ion potasio libre, es para el caso mas reactivo de la arcilla encontrada hasta el momento.

- **Ion Amonio**

El agregado de Max Guard es de suma importancia ayuda en demasía la inhibición de la arcilla, es por demás un estabilizador de arcillas, este, termina de eliminar cargas de la arcilla, además que ayuda a que no exista acreción en las partes ferrosas encontradas durante todo el circuito de circulación, si no, tan solo observar en las paredes de las presas, en la tubería de perforación.

- **Poliacrilamidas**

El New Drill ya mencione con anterioridad las aportaciones que da al fluido, que sin duda se debe a la cooperación (sinergia) de los demás productos químicos del fluido.

Este producto es el que maneja el pH del sistema ya que las poliacrilamidas se hidrolizan a pH mayor de 10. Además que también a mayor pH mayor dispersión de la arcilla.

La limpieza del fluido depende de las mallas a utilizar en zarandas y el uso de desarcilladores y desarenadores, más que nada se debe a las mallas colocadas en las zarandas, además que son muy diferentes los datos de presión, densidad de corte de los conos, densidad de descarga limpia, de un fluido base aceite a un fluido base agua.

En la segunda etapa es muy probable encontrar temperaturas altas y si el fluido sufre contiene sólidos de perforación y estos no son removidos a tiempo, generarán más fricción entre ellos, que se traduce en calor, lo que aumentará la evaporación del sistema.

Un fluido deshidratado tiene un aspecto más viscoso aunque solo en apariencia, porque la viscosidad de embudo será prácticamente la misma, pero en temblorinas no se comportará igual, además del aumento del filtrado, aumento del mbt y porcentaje de sólidos.

Con respecto a esto, es más peligroso creo que la inhibición, ya que la inhibición es más fácil de asimilar.

Se recomienda, no utilizar salmuera para refrescar el fluido en caso de presentar deshidratación.

Cuidado con el circuito corto en donde ya no se pueda utilizar el desarcillador.

7.2 Limpieza del Agujero

En la primera etapa es primordial mantener la viscosidad del fluido de 50 a 60 segundos ya que al no tener gastos óptimos por perforar zonas muy débiles de arenas, se puede pensar que muchos de las pérdidas de fluido a la formación en zonas superficiales, es sobre todo por la recarga de recortes en el espacio anular que por la misma falta de limpieza y acarreo por la viscosidad de fluido, que por la mala compactaciones de las peras. Viscosidad a menores de 45 seg. generará la falta de limpieza del agujero de 14 3/4".

Cuando tengan la oportunidad de manejar gastos por arriba de 38 galones por pulgada de la barrena se asegura una limpieza correcta.

Si las zarandas no aguantan gastos mayores a estos y tengan fluido en la presa de recortes, se puede recuperar el fluido para no generar más gastos.

Estos son los aspectos que se ha preparado para el manejo del fluido base agua y para el cual en los próximos pozos se espera poder reducir el uso materiales que no sean adecuados o bajar su concentración utilizando otros, con una concentración un poco mayor, cuidando siempre el aspecto del fluido y la estabilidad del pozo.

CAPITULO VIII: ADITIVOS PARA CONTROLAR LA INHIBICION DE LAS ARCILLAS

Nombraremos algunos aditivos para controlar la inhibición de las arcillas y estas son:

- **Max Guard – Claytrol** (Premium amine salt mixture; mezcla de Sales y aminas Premium):

Es un supresor de hidratación de arcilla, soluble en agua, compatible con el sistema de lodos PERFLEX.

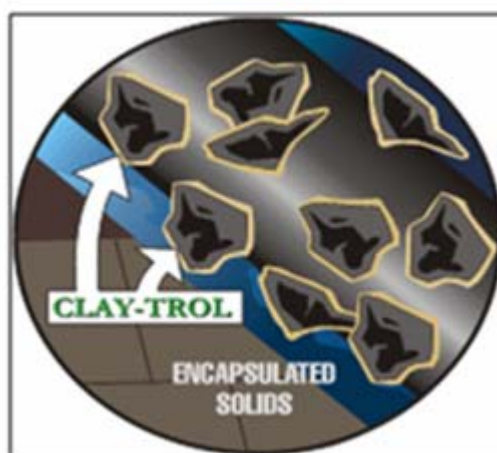


Gráfico N° 8.1: Aditivo Clay-Trol

El aditivo suprime la hidratación y la dispersión de arcillas y gumbos reactivas en fluidos de perforación con base en agua.

Reacciona con los sitios activos de las plaquetas del mineral de arcilla, manteniéndolas electrostáticamente unidas y reduciendo significativamente su tendencia a la hidratación, hinchamiento y dispersión, aumentando la inhibición de lutita, prevención de Gumbo, y evitando embolamiento de broca y sarta.

Mecanismo:

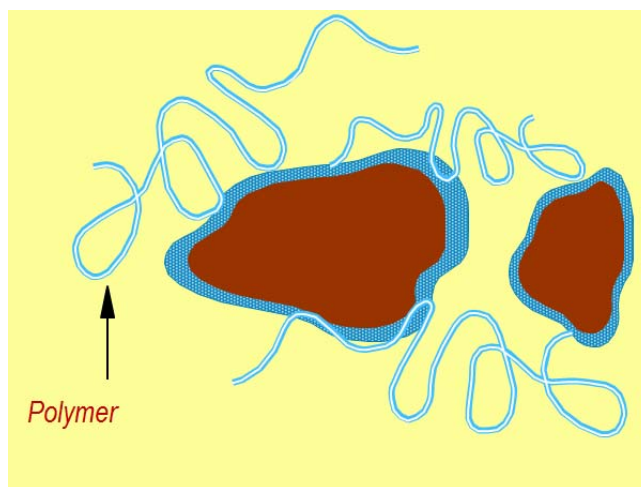
Hidratación Superficial:

- Membrana Semi-permeable
- Minimiza la hidratación.

- **New-Drill** (poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada):

Se envuelve alrededor de las plaquetas de arcilla evitando que el agua penetre la estructura intermedia de arcilla.

Absorbe el agua de fase líquida reduciendo la cantidad de agua disponible para entrar en la estructura intermedia de arcilla. Ver GráficoNº 8.2



GráficoNº 8.2: Aditivo New-Drill

➤ **Max-Plex** (Complejo de Aluminio):

Son complejos de aluminio altamente solubles en agua que ofrecen una alternativa eficiente, superior a otros inhibidores de lutita convencionales.

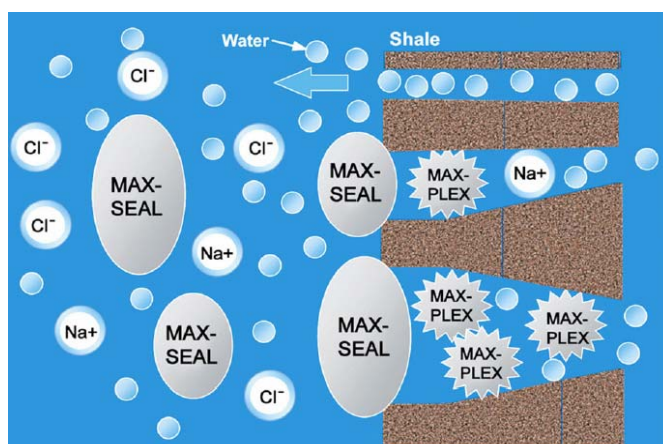


Gráfico N° 8.3 : Aditivo Max-Plex

Los complejos de aluminio actúan como estabilizadores de lutita, previniendo que el filtrado del fluido invada totalmente la lutita a través de los poros y microfracturas, mediante una precipitación de Hidróxido de Aluminio, $\text{Al}(\text{OH})_3$, inducida por el pH, dentro de la matriz de la roca. Ver Gráfico N° 8.3.

El mecanismo ocurre con todo tipo de mineral de arcilla.

Adicionalmente esta familia de complejos de aluminio es compatible con la mayoría de los aditivos comúnmente usados en fluidos de perforación.

Se utiliza para mejorar la estabilidad de hoyo mediante la reducción de la invasión de presión de poro y la desestabilización en la matriz de la arcilla.

Su función primaria es reducir al mínimo la transmisión de presión de poro mediante la formación de complejos insolubles de aluminio dentro de los poros y microfracturas de la lutita.

Max-Plex: Previene la invasión del filtrado del lodo hacia dentro de la matriz de la lutita por acción de la presión hidráulica. Esto permite mejorar el soporte diferencial en la pared del hoyo entre el fluido de perforación y la formación.

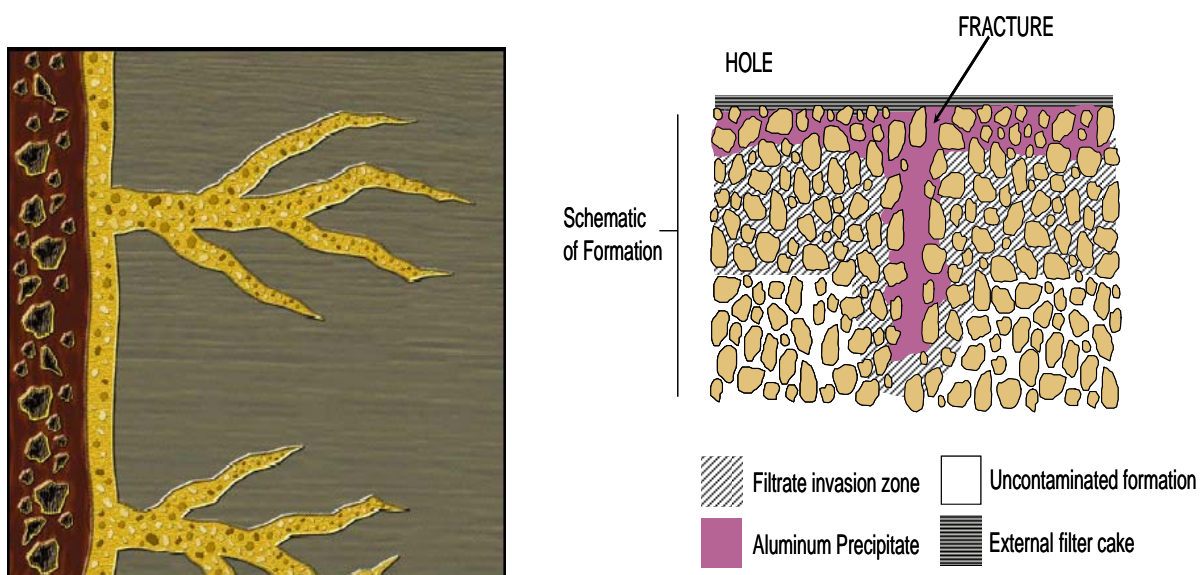


Gráfico N° 8.4: Max-Plex. Previene la invasión del Filtrado

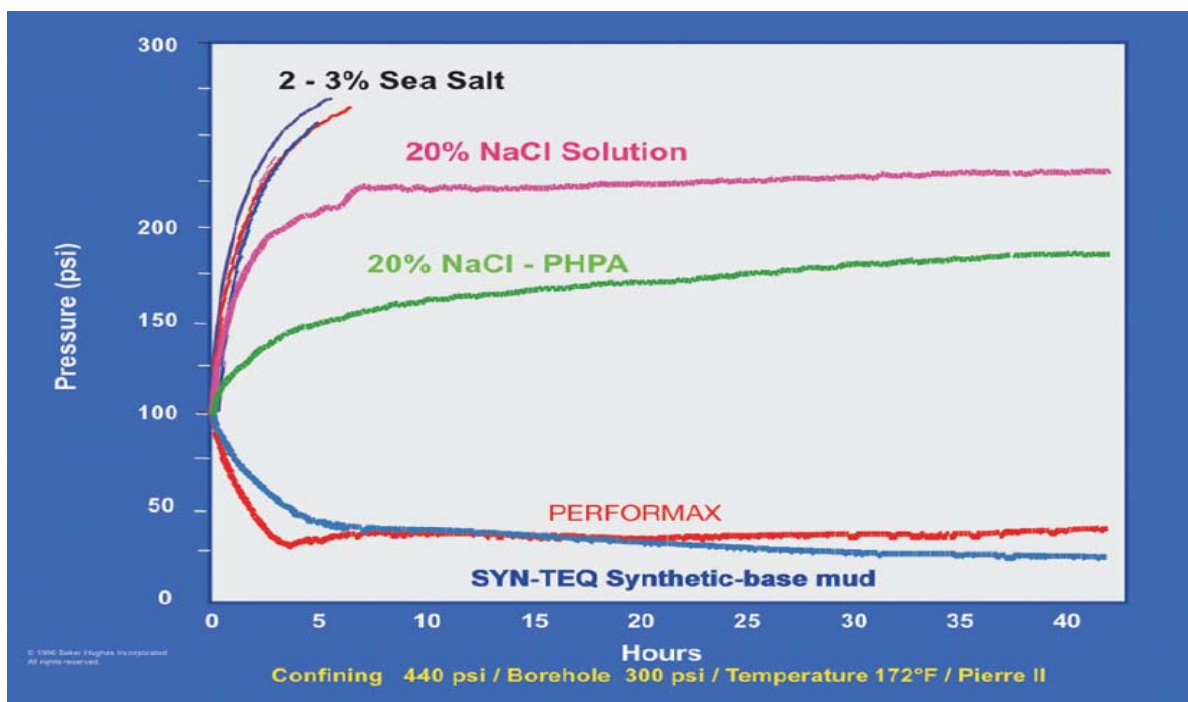
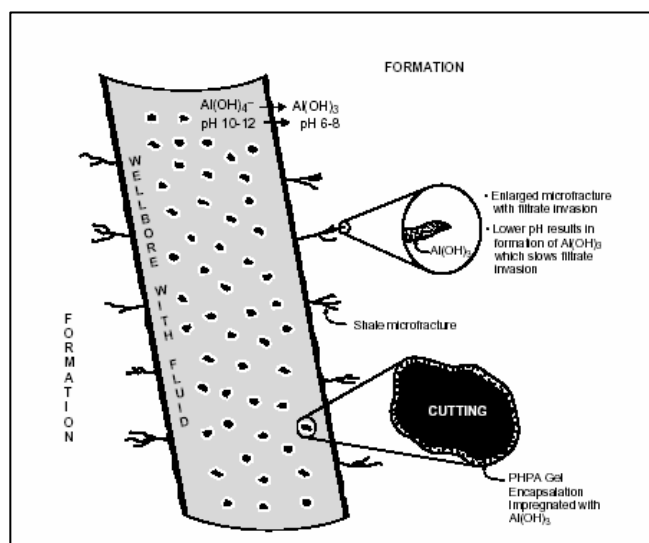


Grafico N° 8.5 : Presion en los Poros en la Lutita

La transmisión de presión de poro hacia la lutita ocurre cuando el filtrado es forzado hacia la lutita por acción de la columna hidrostática de lodo contra la pared del hoyo. Cuando la invasión de filtrado ocurre, la presión de poro aumenta rápidamente en las cercanías del hoyo.

Esto causa pérdida del soporte que ejerce La presión diferencial y finalmente conduce al socavamiento y derrumbe de la lutita hacia el hoyo.



Generalmente en un sistema PERFLEXTM bien mantenido y manejado, la lubricidad no es problema, a menos que se requieran factores de lubricidad

mayores. En tal caso, se recomiendan los lubricantes tradicionales tales como MIL-LUBE. Si esto no fuese suficiente, se requiere un ayuda extra, para reducir Torque y Arrastre. Para ello se recomienda LC-GLIDE.

Las características inhibitorias de Max-Plex (Complejo de Aluminio) resultan en un menor efecto de viscosidad proveniente de los sólidos de perforación.

Este efecto es especialmente benéfico cuando se utilizan lodos con base en polímeros, reduciendo así la necesidad de utilizar defloculantes potentes.

Los sistemas que contienen Max-Plex (Complejo de Aluminio) toleran la contaminación con cemento, carbonatos, cloruros, y temperatura. El control de filtración es mantenido fácilmente y es muy estable, dado que se reduce la floculación.

8.1 Efecto del PH con los Complejos de Aluminio:

Max-Plex (Complejo de Aluminio) se forma mediante la interacción de aluminatos de sodio ($\text{Na}_2\text{O}\cdot\text{Al}_2\text{O}_3$) y agentes formadores de complejos químicos que se encuentran en el lignito. Las sales de aluminato se disuelven en los fluidos de perforación con base en agua y generan aniones tetrahidroxialuminato[$\text{Al}(\text{OH})_4^-$].

La literatura química sugiere que los aniones tetrahidroxialuminato son la especie soluble dominante para el ambiente propio de los fluidos de perforación.

A medida que Max-Plex encuentra la seno del fluido de perforación, el aluminato inmediatamente entra en solución. Los tratamientos con Max-Plexdan lugar a un lodo con pH 10 a 10.8, dependiendo de la cantidad añadida. El pH del lodo determina la distribución de tetrahidroxialuminato e hidróxido de aluminio. Debido a que virtualmente no existen cationes aluminio a valores de pH normales de un lodo, la floculación de los sólidos de perforación y otras arcillas no ocurre.

Debido a la distribución de carga altamente negativa del anión aluminato, se puede observar desfloculación.

Si se mantiene suficiente Max-Plex (Complejo de Aluminio) en el sistema, habrá un exceso de tetrahidroxialuminato presente en el filtrado.

Cuando se expone a un pH menor propio del agua connata de la lutita, se produce la precipitación del hidróxido de aluminio $[Al(OH)_3]$ del filtrado.

La precipitación se acelera cuando el filtrado alcalino del lodo entra en contacto con el agua connata, que posee un pH en el rango de 4 a 5, en las microfracturas de la lutita.

Se ha reportado que el ácido húmico afecta al alótropo de hidróxido de aluminio que precipita inicialmente. Debido a que los hidróxidos y los aluminatos son las especies más comunes del aluminio a los pH típicos de los fluidos de perforación, la generación de hidróxidos de aluminio a partir de aluminatos es el proceso crítico en los sistemas Max-Plex .

Esto hace más lenta la hidratación de los recortes y mejora la estabilidad de hoyo. Esta misma hipótesis explica los efectos estabilizantes del filtrado del lodo en núcleos de lutita.

El filtrado es expuesto a un ambiente de pH más bajo cuando penetra dentro de la pared y microfracturas de la lutita. Esto ocasiona que el exceso de Max-Plex en el filtrado de lodo precipite como hidróxido en todo el frente de filtrado dentro de la lutita.

Los hidróxidos precipitados eventualmente cambian a formas cristalinas. Estas nuevas formas pasan a formar parte de la estructura cristalina de la lutita, ayudando a estabilizar la lutita en contra de los efectos de hinchamiento ocasionados por el agua.

Esto reduce enormemente la transmisión de presión de poro inducida dentro de las microfracturas de la lutita, y elimina la presión de hinchamiento inducida por el agua contra la matriz de lutita.

8.2 Reducción de Embolamiento de Broca y Sarta de Perforación.

Terra-Rate incorpora una mezcla única de surfactantes orgánicos e ingredientes tenso-activos para incrementar ROP sin impactar negativamente la aceptabilidad ambiental de un fluido con base en agua.

Algunos beneficios adicionales de Terra-Rate incluyen:

- Recubrimiento de BHA para reducir Torque y Arrastre
- Niveles de tratamiento económicos
- Menos viajes
- Reducción en costos operacionales
- Desempeño excelente de brocas PDC en fluidos con base en agua.
- Desempeño optimizado de broca con cortador pulido en fluidos no-dispersos, poliméricos

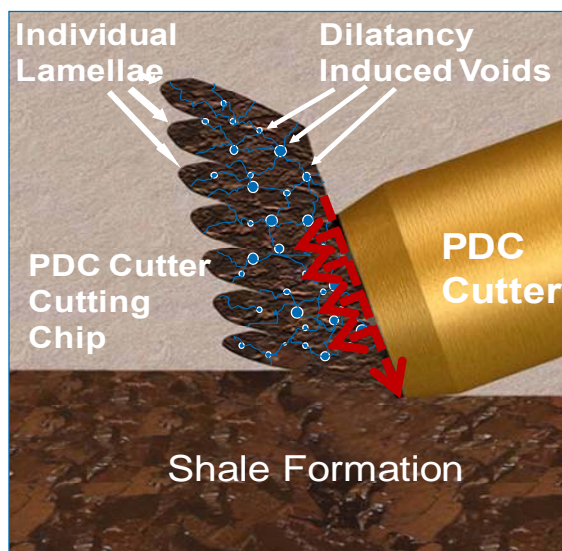


Gráfico N° 8.2.1: Terra-Rate Incrementa el ROP

El Terra-Rate trabaja con un nuevo mecanismo de prevención del hinchamiento de las arcillas e incremento del tamaño de los cortes de perforación.

A la vez que se humecta en los cortes de perforación, los recubre durante el proceso de cortado y evita la aglomeración, controlando de esta manera el engrandecimiento por adhesión.

Desde el punto de vista químico, se adsorbe en las superficies metálicas de la broca y facilita el incremento de la rata de perforación.

Terra-Rate® se diseñó desde el punto de vista de ingeniería para minimizar la agregación de los sólidos triturados previniendo que se “embolen” bajo la broca y BHA.



Gráfico N° 8.2.2 : Sin Terra Rate

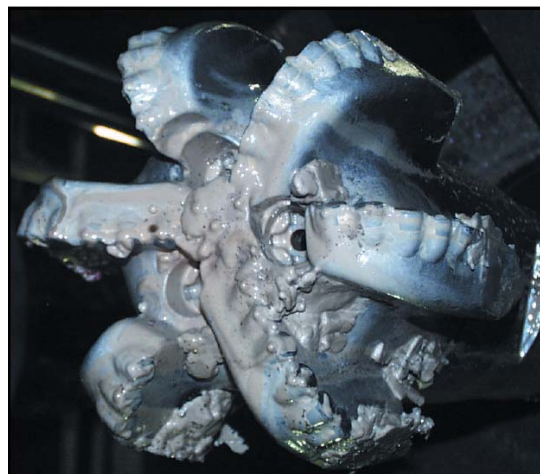


Gráfico N° 8.2.3 : con Terra Rate

Un sistema de fluido que contenga Terra-Rate promoverá el recubrimiento hidrofóbico tanto en la broca como en los recortes.

Esto permite que los recortes de lutita se deslicen más arriba de la broca sin adherirse unos a otros, mejorando la eficiencia de los cortadores de la broca e incrementando la ROP.

El Terra-Rate, también reduce los problemas de Torque y Arrastre en pozos de alto ángulo, mediante el recubrimiento del tubular metálico para resistir la adherencia y mejorar la lubricidad.

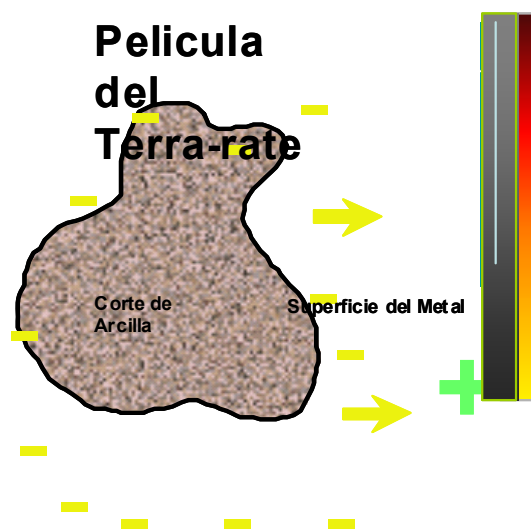


Gráfico N° 8.2.4: Película del Terra-Rate

Los aditivos típicos para mejorar la ROP en fluidos de perforación con base en aceite y sintéticos requieren adición constante debido a la emulsificación que da como consecuencia altos niveles de tratamiento (8 – 10% v/v). Por el contrario, Terra-Rate es efectivo a concentraciones relativamente bajas (0.5 – 1.5 % v/v) sin emulsificación de los productos químicos.

CAPITULO IX: CASO PAGORENI 1007D

9.1 Programa de Fluidos de Perforación

El propósito de este programa de fluidos de Perforación es realizar las operaciones de perforación del pozo con los aditivos correspondientes.

La información del Pozo y Tipo de Lodo se describe de la siguiente manera:

Pozo:	PAG-1007D	Tipo de Pozo:	Desarrollo – Direccional
Equipo:	Saxon-138T	Contratista:	Pluspetrol Perú CORP
Fecha de Inicio:	2010	Fecha de PF (TD):	05/12/2010
Días de Perforación:	30	Mts. perforados:	2,620

Ø Pozo	Desde (mts)	Hasta (mts)	Ø Casing	Profundidad del Zapato	Tipo de Lodo	ρ, lpg
26 pulg	0	60	20 pulg	60	Gel / Polímero	9.0
16 pulg	60	1,822	13 3/8 pulg	1,820	PERFLEX	9.8 -10.4
12 ¼ pulg	1,822	2,620	9 5/8 pulg	2,617	Perfflow/Perflex	10.0

9.2. Operaciones por Secciones de Diámetros del Pozo

9.2.1.- Secciones de 26"- 16".

- Se perfora sección 26" desde 5mts hasta 30mts @ 2 WOB/80-100 RPM/340-650 gpm/390-810 psi.
- Circula fondos arriba @ 650 gpm/840 psi. Lanza totco/Saca bha #1 recuperando totco @ 0.5 deg.
- Arma herramientas WTF (FCDT Spears). Baja rimando 18 5/8 Csg desde superficie hasta 30 mts.
- Perfora con Csg desde 30 mts hasta 61 mts @ 650-750 gpm. Circula fondos arriba @ 750 gpm/400 psi. R/d herramientas WTF. Arma stinger y corre en el hueco para sentar @10Klbs. Circula y prueban líneas de Bj para trabajo de cementación según programa (50 bblsMudclean& 88

- bbls lechada @ 15.6 lpg). Se preparó lodo agua-bentonita @ 18 lb/bl. Benex se adicione como extendedor bentonita/floculante selectivo.
- Desplazo lodo Gel/Polymer por sistema Perflex de 9.8 lpg. Saco herramienta hasta superficie. Recobro chatarra del JunkBasket. Armo BHA#4 y probó herramientas. Bajo hasta 65 m. Repasando por seguridad desde 65 m hasta 72 m.
 - Perforando sección 16" desde 72 m hasta 237 m @ 2-5 WOB/30-40 RPM/1000 gpm. Adiciono New Drill en una concentración inicial de 0.7 lpb al sistema para el encapsulamiento de los sólidos perforados.
 - Se mantiene concentración de MaxGuard y Surfactante en el sistema.
 - Se adiciona lodo desde reserva a sistema activo para completar circuito. Sistema recibe dilución de agua @ 4 bph para compensar evaporación.
 - Perfora sección 16" desde 235 m hasta 412 m con 10 WOB/3*81 SPM/1050 gpm/2195 psi/60 RPM.
 - Bombea 40 bbls píldora viscosa. Perfora desde 530 m hasta 793 m @ 60 RPM/10 Tq/1050 GPM/2512 psi. Circula píldora viscosa (80 bbls) y saca bha desde 793 m hasta 136 m. A hora de reporte regresando a fondo @ 265 m. Adiciona newdrill @ 1 lb/bl, Maxguard @ 6 lpb, Terrarate @ 4 lpb para mantener concentraciones en el sistema activo. Se corren equipos de control de sólidos y centrifugas LGS-Dewatering en sistema activo para controlar tendencia de %LGS. Adiciona Barita para mantener densidad en el sistema activo. Dilución agua @ 6 bl/hr y dilución de lodo fresco @ 10 bph para controlar tendencia de MBT. Preparan 40 bbls píldora viscosa @ 314/326 m. Bombean 40 bbls píldora viscosa @ 530 m. Bombean 80 bbls píldora viscosa @ 793 m y Circula fondos arriba. Bombearon 35 bbls píldora pesada para viaje tubería @ 13 lb/gal.
 - Bajó revestidor 13 3/8" desde 1820 mts. Circulo fondo arriba reciprocando revestidor. Realizo charla pre-operativa. Instalo cabeza de cementación y líneas. Realizo operación de cementación según programa, sin observar cemento en superficie. Desvistió líneas y cabeza de cementación. Trabaja en boca de pozo. Corto casing 13 3/8". Instalo y probó Sección A Ok. Inicio armado de BOP stacks, Válvula hidráulica, HCR, Kill Line. Probó Ok.

9.2.2. Sección de 12 1/4"

- Quebró 8" DC's y monel. Realizo reunión preo-peracional. Armo y probó BHA#6 direccional con broca 12 1/4", PowerDrive, ARC, LWD. Continuo armando BHA hasta 1701 mts.
- Perforo collar y cemento desde 1782 mts. hasta 1820 mts. Bombeo 40 Bls de píldora viscosa y circulo fondo arriba. Bombeo píldora de alta reología y desplazo lodo **PERFLEX por Drill In**. Perforo zapato y formación hasta 1826 mts. Saco una parada a 1816 mts. Circulo fondo arriba.
- Realizo FIT MAX PSI:2800 psi - EMW: 19.4 ppg. Inicio perforación de sección 12 1/4" @ 1840m /1013 gpm/1900 psi. Preparo 1515 Bls de **Lodo Drill** para la conversión, con propiedades de acuerdo al programa.
- Continua perforando hasta 1964 mts. Observo punto apretado @ 1935 mts, trabajo con back reaming. Bombeo píldora lubricante para tratar de minimizar alto torque. Al cierre: perforando @ 2037 mts. Acondicionan 300 bbls de lodo en tanques de reserva. Preparo 100 Bls de píldora con 100 lpb de LCM. Adicionando Millube @ 1.5%vol. Trabaja con centrifuga de decantación de sólidos para eliminar finos del sistema y controlar densidad en 10 lpg en forma intermitente. Repone material puenteante mediante la adición periódica de MILCARB 50 y MILCARB 150. Bombeo 40 Bls de píldora lubricante con 4,5% de MILLUBE.
- Continuo perforando hasta 2151 mts. Circulo píldora trazadora, obteniendo diámetro estimado del hoyo en 13.1". Bombeo píldora pesada y continua sacando herramienta a superficie.
- Se adiciona Maxplex en dilución para mantener concentración en el sistema, LD-9 como antiespumante, Soda caustica para mantener valores de alcalinidad, Mil Pac LV como controlador de filtrado. Corre mudcleaner y centrifugas de forma intermitente para controlar %LGS.
- Continúa bajando hasta 2143 mts. Baja con circulación y loggeando desde 2143 mts hasta 2151 mts. Reinicia perforación observando picos de gas @ partir de 2161 mt. sin corte de la densidad del lodo. Se adiciona Perfflow, Milcarb 50 y Milcarb 150 al sistema mientras perfora UpperNia para realizar puenteo en este intervalo. Adiciona BrinePac al

sistema para contrarrestar efectos de corrosión, así mismo como bactericida para prevenir desarrollo de bacterias. Por adición de material puenteante se observa incremento de densidad a 10.1 en la succión. Se utilizó centrifugas de altas RPM para descartar finos y controlar densidad.

- Se continuó armando BHA#9 con Broca Tricónica 12 1/4".
- Se adiciono soda caustica al sistema para mantener alcalinidad durante viaje a fondo. Reinicio a perforar y continuo con programa de puenteo en la formación ENE. Bombeo 50 Bls de píldora lubricante con 6% v/v de MILLUBE previo a perforar. Ajusto concentración de lubricante a 2% v/v en el sistema. Mantiene en reserva 100 bls. de píldora con 100 lpb de LCM.
- Continua viajando con BHA hasta 1788 m. Rigservice. Viaja con tubería de 5 7/8" desde 1788 m hasta 2522 m.
- Se adiciona Soda Caustica para mantener pH, PERMA-LOSE HT para ajustar valores de filtrado, XAMPLEX D para mantener valores de 6 y 3, **Claytrol XPR** para mantener la inhibición química en lentes de arcilla.

9.3. Mejoras Recomendadas Para Optimizar la Operación

A continuación se describen las mejoras recomendadas para optimizar la operación.

9.3.1. Secciones de 26 pulg- 16 pulg.

- La preparación inicial del fluido debe incluir las concentraciones de productos inhibidores, considerando que desde el inicio de Upper Red Beds se observa presencia de arcilla de alta reactividad.
- La adición constante de surfactante (Terra Rate) durante la perforación ayudara a mantener la concentración en el sistema que prevenga el embolamiento de la broca y elementos de mayor diámetro del BHA direccional.
- Antes de iniciar la perforación de la sección, se deberá mantener en reserva todo el volumen de lodo posible con concentraciones mayores al sistema para ser incorporado cuando así lo requiera la dinámica de la perforación, o en su defecto cuando se observen incrementos del MBT por encima de 15 lb/bl. El refrescamiento del sistema a medida que

avanza la perforación ayudara a mantener las propiedades inhibitorias del sistema de lodo.

- Mantener pH del sistema en máximo 9.0 durante la perforación de Upper Red Beds y Lower Red Beds.

Solo se incrementara el mismo hasta 10, para la adición programada de MaxPlex al sistema para perforar CHAROPHYTES.

Mantener el pH en un máximo de 10.5 para prevenir la dispersión de arcillas.

- Cabe informar que fue de importancia la renovación o agregado de lodo nuevo que permitió refrescar el sistema en algunos casos hasta el 30% con fluido nuevo.
- El pH durante la perforación de las formaciones de los grupos Upper y Lower Red Beds se mantuvo entre 9.0 y 9.5, el pH se incrementara a valores de 10.2 – 10.8 durante la perforación Charophyte debido al agregado del Max Plex
- Se trabajo en esta etapa con: los valores de viscosidad plástica entre 16 a 19 cP., y de punto cedente entre 20 – 23 lb/100 pies². Las lectura a bajas velocidades L6/L3 fueron 10/12 - 7/10 lb/100 pies². consiguiendo un caudal de trabajo de 1049 gpm (velocidades anulares de 35 – 40 m/min) y una máxima presión de 2746 psi, siendo el ROP entre 25/35/65 metros/hora.

Hasta la profundidad de 1031 metros, se observaba retorno de recortes mientras se perforaba y cuando se circulaba se notaba aumento de recortes. Pero a partir de los 1032 metros se presentaron problemas de Gumbos (1032-1059-1168-1216-1260-1269-1303-1355-1415-1465-1582 metros), finalizando los referidos gumbos a 1582m.

- La perforación fue normal hasta la profundidad de 1033 m, donde inicia los Gumbos, cuando se encontraba perforando la formación Lower Red Beds.(Claystone 31% ,Conglomerita ,Sandstone ,Siltone. TVD 1000m. Finaliza los gumbos a la profundidad de 1582m (Claytone 28%,Siltstone. TVD:1515m) de 1582m para adelante desaparecen los Gumbos y se continua perforando sin problemas hasta la profundidad finan de 1822m.

- Para evitar los Gumbos es necesario perforar con lodo de baja reología ya sea viscosidades mash de 39-40 seg y cedencias entre 14-15 lb/100 pies², la limpieza del agujero debe estar dada más por el caudal de las bombas. Igualmente, se debe bombear píldora viscosa cada 3 stand perforados y circular 15 a 20 minutos de esta forma se puede evitar los gumbos.
- Todos los equipos de control se operaron en la mejor forma bajo la coordinación del supervisor de control de sólidos y el ingeniero de fluidos para reducir la tasa de dilución. Cabe recalcar que durante esta etapa se trabajó haciendo Dewatering sobre sistema para mantener el MBT en rango. Esto reduce las descargas de volumen del sistema, costos y consumo de agua.

9.3.2. Sección de 12 ¼ pulg.

- Desplazar por sistema Drill In a una tasa constante de bombeo, para evitar la canalización del fluido con el lodo anterior, previniendo de esta manera altos volúmenes de contaminación que impliquen mayores costos del intervalo por reposición de lodo nuevo. El sistema Drill In debe ser pre tratado con bicarbonato de Calcio previo al desplazamiento.
- El uso eficiente de las centrifugas de altas RPM para el descarte de sólidos finos, sólidos perforados, sólidos degradados por efectos mecánicos ayudaran al manteniendo de la concentración de sólidos (carbonatos de calcio) requeridos para el sello en formaciones de alta permeabilidad.
- Evitar el bombeo de píldoras dispersas en esta sección, ya que lavarían las zonas de interés creando un mayor diámetro en estos intervalos por causar flujo turbulento y tapón en el espacio anular.
- Solo se realizara esta operación cuando de acuerdo a las corridas de limpieza en el hueco indiquen la formación de Bedheight (cama de ripios) en el hueco, resultados arrojadas mediante las simulaciones del "AdvantageEngineeringProgram"

- Realizar la pruebas reológicas a una temperatura de 150°F y en función de estos resultados ajustar la concentración de Xan-Plex D como modificador reológico, siempre que las temperaturas de fondo, leídas por el MWD, estén cercanas a los 150°F; con la finalidad de garantizar que los valores reológicos ayuden a la limpieza del hueco a altas temperaturas.
- Considerar que cada vez que se hace un **cambio** al BHA direccional, principalmente en el diámetro de los estabilizadores, habrá puntos de apoyo cuando se corra en el hueco por tener una configuración ya predeterminada con el anterior BHA.
- Perforar la sección 12 ¼" con una densidad máxima de 10 lb/gal. Controlar densidad usando centrifugas de altas RPM. La utilización de balanza presurizada para lecturas de densidad son importantes previniendo así la adición de Carbonato de Calcio para aumentar la densidad no acorde con reales lecturas.

9.4. Productos Utilizados en las Secciones 26" , 6" , 12 1/4"

➤ Sección 26"

Well	Pagoreni 1007D	Rig	Saxon-138T	Job	Pagoreni 1007D						
Section Details - 26" Seccion De Superficie - #1											
Mud Type	Water Base	Mud System	Gel/Polymer	Top MD	0.00 m Bot MD 61.00 m						
Start-End Date	11/11/2010-11/12/2010	Open Hole Diam	in	Total Days	1 Sect Length 61.00 m						
Section Comment											
'Section 1, 26" Seccion De Superficie' Product Usage											
Product	Unit Size	Unit Cost USD	Start	Trans. In	Received	Ret./ Backld	Lost	Used Amt	Used lb	On Hand	Cost USD
Oil Based Product											
MIL-CARB 50	50 lb	19.75			252					252	
Water Based Product											
Barita (Pluspetrol)	100 lb				2280					2280	
BENEX	2 lb	17.40			99			6	12	93	104.40
Bicarbonato de Sodio	25 kg	35.00			80					80	
BLACK MAGIC SF T	55 lb	124.71			80					80	
Carbonato de Calcio 325	100 lb				832					832	
CF Desco	25 lb	65.60			80					80	
CHEMTRON X	50 lb	87.00			191					191	
CLAYTROL XPR	55 USgal	760.00			16					16	
LC-GLIDE	50 lb	185.00			50					50	
LD-9	5 USgal	154.00			32					32	
MAX-GUARD	55 USgal	1305.00			44					44	
MAX-SHIELD	55 USgal	1350.48			44					44	
MIL-CARB 150	50 lb	19.75			252					252	
MIL-GEL	100 lb	31.00			315			95	9500	220	2945.00
MIL-LUBE	55 USgal	1190.00			12					12	
MIL-PAC LV	50 lb	155.00			144					144	
MIL-PAC R	50 lb	155.00			180					180	
NEW-DRILL HP	50 lb	89.60			112					112	
NEW-THIN	5 USgal	153.65			32					32	
SAPP	50 lb	85.50			96			4	200	92	342.00
Soda Caustica	55 lb	24.75			80					80	
SULFATROL	50 lb	85.00			140					140	
TERRA-RATE	55 USgal	1350.00			44					44	
XAN-PLEX D	25 lb	145.00			180					180	
LCM											
Fiber Seal (Pluspetrol)	50 lb				120					120	
Kwik Seal Coarse (Pluspetrol)	50 lb				120					120	
MILMICA FINA	50 lb	26.31			50					50	
MILMICA MEDIA	50 lb	26.31			50					50	
Other											
Clean Sweep (Pluspetrol)	50 lb				540					540	
Cloruro de Calcio	55 kg				80					80	
Total Product Cost										3391.40	
Total Engineering Cost										6600.00	
Total Debit/Credit											
Total Other Costs											
Total Costs										9991.40	

➤ Volúmenes Utilizados en la Sección 16''

Well	Pagoreni 1007D	Rig	Saxon-138T	Job	Pagoreni 1007D
Cumulative Section Additions - bbl			Cumulative Section Losses - bbl		
Starting Volume 0.00 bbl					
Mud Added	666.00	Downhole			
Brine		Left Behind Casing			
Base Fluid		Left In Hole			
Weight Materials	432.03	Discharged			5125.00
Water	4035.00	Solids Removal Equipment			412.00
Additional Products	393.14	Evaporation			80.00
Recycled	121.76	Left In Pit			
Other Additions		Trip Loss			27.00
		Injected			
		Spill To Environment			
		Onshore Disposal			
		Other Losses			1.50
		Mud Returned			
Total Volume Added	5647.93	Total Volume Lost/Returned			5645.50
Ending Volume 2.43 bbl					
General Information					
Total Mud Received		666.00			bbl
Average Additions per length		36.216			USgal/ft
Average Losses per length		41.040			USgal/ft
Average Additions per day		498.19			bbl
Average Losses per day		564.55			bbl
Average Losses per Volume of Hole Drilled					bbl
Bit Size					12 1/4 - 16 in

➤ Productos Utilizados en la Sección de 16''

Well	Pagoreni 1007D	Rig	Saxon-138T	Job	Pagoreni 1007D						
Section Details - 16" Seccion Intermedia - #2											
Mud Type	Water Base	Mud System	PER-FLEX	Top MD	61.00 m Bot MD 1822.00 m						
Start-End Date	11/12/2010-11/23/2010	Open Hole Diam	12 1/4 in	Total Days	11 Sect Length 1761.00 m						
Section Comment											
'Section 2, 16" Seccion Intermedia' Product Usage											
Product	Unit Size	Unit Cost USD	Start	Trans. In	Received	Ret./Backld	Lost	Used Amt	Used lb	On Hand	Cost USD
Oil Based Product											
MIL-CARB 50	50 lb	19.75	252		1022					1274	
Water Based Product											
Barita (Pluspetrol)	100 lb		2280		7080			6360	636000	3000	
BENEX	2 lb	17.40	93					2	4	91	34.80
Bicarbonato de Sodio	25 kg	35.00	80							80	
BIO-LOSE	50 lb	105.00			150					150	
BLACK MAGIC SF T	55 lb	124.71	80							80	
Carbonato de Calcio 325	100 lb		832		1152					1152	
Carbonato de Calcio 325	100 lb		832			832				1152	
Carbonato de Calcio M-150	100 lb				1696					1696	
CF Desco	25 lb	65.60	80							80	
CHEMTROL X	50 lb	87.00	191					149	7450	42	12963.00
CLAYTROL XPR	55 USgal	760.00	16		88			68	31212	36	51680.00
LC-GLIDE	50 lb	185.00	50							50	
LD-9	5 USgal	154.00	32					2	83	30	308.00
Lubraglide Coarse (pluspetrol)	50 lb				100					100	
MAX-GUARD	55 USgal	1305.00	44		60			86	42237	18	112230.00
MAX-PLEX	50 lb	185.00			516			107	5350	409	19795.00
MAX-SHIELD	55 USgal	1350.48	44		16			26	12531	34	35112.48
MIL-CARB 150	50 lb	19.75	252		702					954	
MIL-GEL	100 lb	31.00	220					13	1300	207	403.00
MIL-LUBE	55 USgal	1190.00	12		20					32	
MIL-PAC LV	50 lb	155.00	144					82	4100	124	12710.00
MIL-PAC LV	50 lb	155.00	144		72			10	500	124	1550.00
MIL-PAC R	50 lb	155.00	180		72			112	5600	140	17360.00
NEW-DRILL HP	50 lb	89.60	112					80	4000	32	7168.00
NEW-DRILL L	5 USgal	125.00			96					96	
NEW-THIN	5 USgal	153.65	32					19	1029	13	2919.35
PERFFLOW DIF	55 lb	65.00			2217					2217	
PERMA-LOSE HT	50 lb	59.00			245					245	
SAPP	50 lb	85.50	92					24	1200	68	2052.00
Soda Caustica	55 lb	24.75	80		80			60	3300	100	1485.00
SULFATROL	50 lb	85.00	140							140	
TERRA-RATE	55 USgal	1350.00	44		28			72	36353		97200.00
XAN-PLEX D	25 lb	145.00	180		360			102	2550	438	14790.00
LCM											
Check-Loss	25 lb	40.00			80					80	
Fiber Seal (Pluspetrol)	50 lb		120							120	
Kwik Seal Coarse (Pluspetrol)	50 lb		120							120	
MILMICA FINA	50 lb	26.31	50							50	
MILMICA MEDIA	50 lb	26.31	50							50	
Other											
BRINE-PAC	55 USgal	1972.00			8					8	
Camper Laboratorio	1 ea	70.00						10			700.00

➤ Propiedades Especiales del Fluido de Perforación en la Sección de 16"

Operator Pluspetrol Peru CORP		Field	Pagoreni "A"	Block/Co/Parish	Bloque 56	Facility	Pagoreni
Well Pagoreni 1007D		Rig	Saxon-138T	Job	Pagoreni 1007D		
Minimum, Maximum, Average							
Property Name	Minimum	Maximum	Average				
Inclination deg	0.50	22.89	11.94				
Density ppg	9.40	10.50	10.13				
Funnel Viscosity sec/quart	43.0	53.0	46.9				
Circulating BHT degF							
Flow Line/Test degF	90.0/87.0	124.0/120.0	111.0/107.5				
Rheology Temp degF	120.0	120.0	120.0				
600/300 RPM	48/35	66/42	56/38				
200/100 RPM	26/12	37/31	30/21				
6/3 RPM	4/3	15/12	10/7				
PV/YP cP/lbf/100ft ²	13/17	24/23	18/20				
10 sec Gel lbf/100ft ²	4	12	7				
10 min Gel lbf/100ft ²	7	18	13				
30 min Gel lbf/100ft ²	9	27	20				
API/HTHP Filtrate cc	6.4/	16.0/	8.2/				
API/HTHP Cake in/32	1.0/	1.0/	1.0/				
HTHP Temp degF							
HTHP Pressure psi							
pH/Pm	9.00/0.2	10.50/1.4	9.73/0.8				
Pf/Mf cc/cc	0.2/0.5	1.2/2.8	0.6/1.6				
Total Hardness mg/l	100.0	150.0	119.1				
Total Chlorides mg/l	100.0	1200.0	940.9				
Ca mg/l							
K mg/l							
Mg mg/l							
NaCl mg/l	165.0	1980.0	1552.5				
KCl mg/l							
MgCl mg/l							
MBT Bent lb/bbl	2.0	15.0	10.3				
Retort Water %	87.00	96.00	89.55				
Oil/Syn %							
Solids/Corr Solids %	4.00/3.99	11.00/10.95	9.45/9.40				
Lime lb/bbl		0.2	0.1				
Sand %	0.10	0.25	0.21				
Lubricant %	0.10	2.00	1.39				
Glycol %							
LGS/HGS %	2.57/	5.95/7.49	4.33/5.16				
LGS/HGS Wt/Vol sg	0.0667/	0.1548/0.3144	0.1126/0.2169				
Bentonite/Drill Solids %	-0.85/2.97	0.64/5.58	0.18/4.15				
Bent/DS Wt/Vol %	-0.85/0.0772	0.64/0.1451	0.18/0.1079				
Avg Dens Solids sg	2.9611	3.7410	3.4509				

➤ **Concentraciones de los Aditivos en la Sección de 16”**

Well		Pagoreni 1007D		Rig		Saxon-138T	
Product Concentrations - lb/bbl							
Product	11/13/2010	11/14/2010	11/15/2010	11/16/2010	11/17/2010	11/18/2010	11/19/2010
	2	3	4	5	6	7	8
Fluid Type	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX
Measured Depth in^2	61.00	229.82	756.00	1058.00	1202.00	1465.00	1725.00
TVD m	60.00	229.82	756.00	918.00	1155.00	1405.00	1654.00
Barita (Pluspetrol)	86.20	94.82	82.77	83.83	95.40	127.96	133.32
BENEX	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bicarbonato de Sodio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BLACK MAGIC SF T	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
BRINE-PAC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbonato de Calcio ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CF Desco	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Check-Loss							0.00
CHEMTROL X	0.00	0.00	1.18	1.20	0.85	0.59	0.69
CLAYTROL XPR	0.00	0.00	0.00	0.00	4.17	6.71	8.23
Clean Sweep (Pluspet ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cloruro de Calcio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fiber Seal (Pluspetr ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Kwik Seal Coarse (PI ...	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LC-GLIDE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LD-9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03
MAX-GUARD	5.04	5.75	6.77	9.22	9.96	11.53	11.37
MAX-PLEX							1.95
MAX-SHIELD	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.65	3.96
MIL-CARB 150	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIL-CARB 50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIL-GEL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIL-LUBE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MIL-PAC LV	0.00	0.00	0.15	0.38	0.61	1.05	1.20
MIL-PAC R	2.05	1.90	1.83	1.55	1.23	0.92	0.92
MILMICA FINA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MILMICA MEDIA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
NEW-DRILL HP	0.00	0.45	0.77	1.01	1.46	1.49	1.20
NEW-THIN	0.00	0.00	0.00	0.15	0.11	0.13	0.25
SAPP	0.51	0.42	0.17	0.11	0.18	0.13	0.38
Soda Caustica	0.23	0.20	0.14	0.11	0.36	0.26	0.73
SULFATROL	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TERRA-RATE	3.11	3.59	3.68	5.23	6.76	7.03	7.65
XAN-PLEX D	0.21	0.19	0.23	0.30	0.40	0.42	0.46

Well		Pagoreni 1007D		Rig		Saxon-138T	
Product Concentrations - lb/bbl							
Product	11/20/2010	11/21/2010	11/22/2010	11/23/2010			
	9	10	11	12			
Fluid Type	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX	PER-FLEX			
Measured Depth in^2	1822.00	1822.00	1822.00	1822.00			
TVD m	1746.00	1742.75	1742.75	1742.75			
Barita (Pluspetrol)	137.67	133.77	133.77	133.77			
BENEX	0.00	0.00	0.00	0.00			
Bicarbonato de Sodio	0.00	0.00	0.00	0.00			
BIO-LOSE	0.00	0.00	0.00	0.00			
BLACK MAGIC SF T	0.00	0.00	0.00	0.00			
BRINE-PAC	0.00	0.00	0.00	0.00			
Carbonato de Calcio ...	0.00	0.00	0.00	0.00			
Carbonato de Calcio ...	0.00	0.00	0.00	0.00			
CF Desco	0.00	0.00	0.00	0.00			
Check-Loss	0.00	0.00	0.00	0.00			
CHEMTROL X	1.02	2.22	2.22	2.22			
CLAYTROL XPR	7.76	7.23	7.23	7.23			
Clean Sweep (Pluspet ...	0.00	0.00	0.00	0.00			
Cloruro de Calcio	0.00	0.00	0.00	0.00			
DuoVis (Pluspetrol)							
Fiber Seal (Pluspetr ...	0.00	0.00	0.00	0.00			
Kwik Seal Coarse (PI ...	0.00	0.00	0.00	0.00			
LC-GLIDE	0.00	0.00	0.00	0.00			
LD-9	0.03	0.03	0.03	0.03			
Lubraglide Coarse (p ...	0.00	0.00	0.00	0.00			
MAX-GUARD	10.72	10.20	10.20	10.20			
MAX-PLEX	1.84	1.69	1.69	1.69			
MAX-SHIELD	4.21	3.54	3.54	3.54			
MIL-CARB 150	0.00	0.00	0.00	0.00			
MIL-CARB 50	0.00	0.00	0.00	0.00			
MIL-GEL	0.00	0.00	0.00	0.00			
MIL-LUBE	0.00	0.00	0.00	0.00			
MIL-PAC LV	1.26	1.17	1.17	1.17			
MIL-PAC R	0.86	1.47	1.47	1.47			
MILMICA FINA	0.00	0.00	0.00	0.00			
MILMICA MEDIA	0.00	0.00	0.00	0.00			
NEW-DRILL HP	1.13	0.95	0.95	0.95			
NEW-DRILL L	0.00	0.00	0.00	0.00			
NEW-THIN	0.24	0.29	0.29	0.29			
PERFLOW DIF		0.00	0.00	0.00			
PERMA-LOSE HT							
SAPP	0.36	0.30	0.30	0.30			
Soda Caustica	0.97	1.04	1.04	1.04			
SULFATROL	0.00	0.00	0.00	0.00			
TERRA-RATE	10.47	8.85	8.85	8.85			
XAN-PLEX D	0.58	0.73	0.73	0.73			

➤ **Volúmenes Utilizados en la Sección 12 1/4"**

Operator	Pluspetrol Peru CORP	Field	Pagoreni "A"	Block/Co/Parish	Bloque 56	Facility	Pagoreni
Well	Pagoreni 1007D	Rig	Saxon-138T	Job	Pagoreni 1007D		
Cumulative Section Additions - bbl				Cumulative Section Losses - bbl			
Starting Volume 0.00 bbl							
Mud Added				Downhole			
Brine				Left Behind Casing			
Base Fluid				Left In Hole			
Weight Materials		169.70		Discharged			2197.00
Water		2112.00		Solids Removal Equipment			206.00
Additional Products		567.42		Evaporation			53.00
Recycled		51.00		Left In Pit			
Other Additions		286.00		Trip Loss			51.00
				Injected			
				Spill To Environment			
				Onshore Disposal			
				Other Losses			26.00
				Mud Returned			
Total Volume Added		3186.12		Total Volume Lost/Returned			2533.00
							Ending Volume 653.12 bbl
General Information							
Total Mud Received							bbl
Average Additions per length						51.112	USgal/ft
Average Losses per length						40.635	USgal/ft
Average Additions per day						187.42	bbl
Average Losses per day						149.00	bbl
Average Losses per Volume of Hole Drilled							bbl
Bit Size						8 1/2 - 12 1/4	in

➤ **Productos Utilizados en la Sección de 12 1/4"**

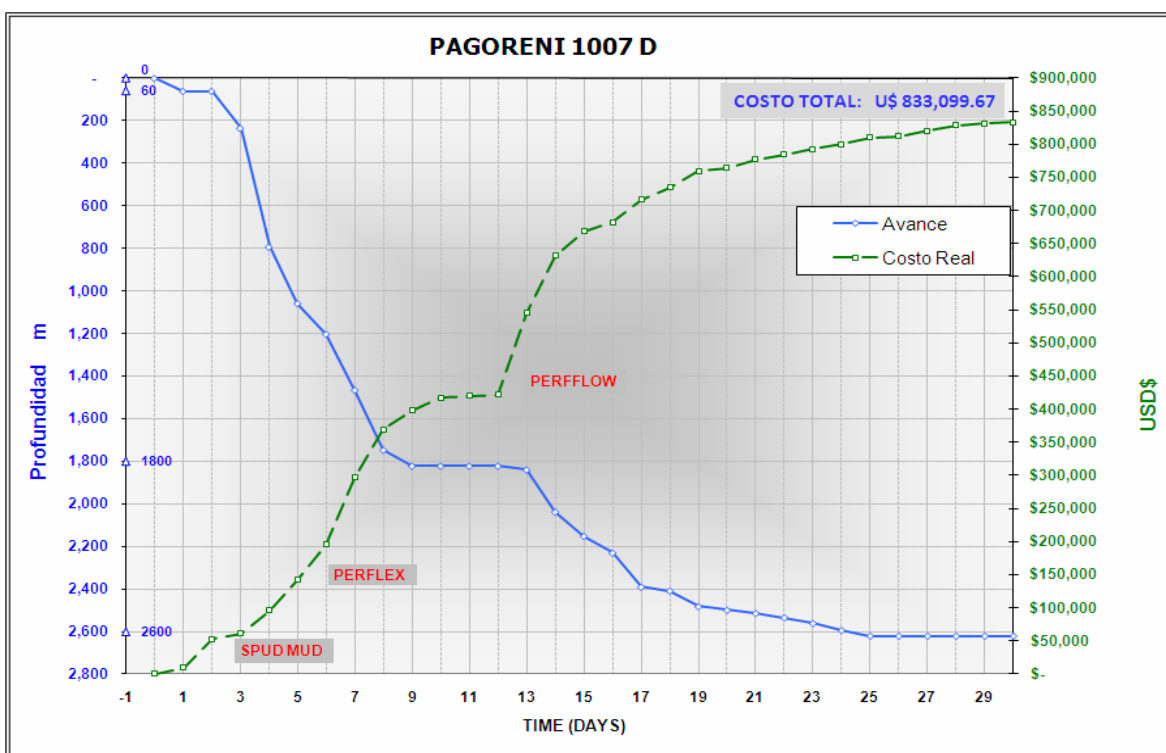
Operator	Pluspetrol Peru CORP	Field	Pagoreni "A"	Block/Co/Parish	Bloque 56	Facility	Pagoreni				
Well	Pagoreni 1007D	Rig	Saxon-138T	Job	Pagoreni 1007D						
Section Details - 12 1/4" Seccion Produccion - #3											
Mud Type	Water Base	Mud System	PERFFLOW DIF	Top MD	1822.00 m	Bot MD	2620.00 m				
Start-End Date	11/23/2010-12/11/2010	Open Hole Diam	in	Total Days	18	Sect Length	798.00 m				
Section Comment											
'Section 3, 12 1/4" Seccion Produccion' Product Usage											
Product	Unit Size	Unit Cost USD	Start	Trans. In	Received	Ret./Backld	Lost	Used Amt	Used lb	On Hand	Cost USD
Oil Based Product											
MIL-CARB 50	50 lb	19.75	1274					735	36750	539	14516.25
Water Based Product											
Barita (Pluspetrol)	100 lb		3000							3000	
BENEX	2 lb	17.40	91							91	
Bicarbonato de Sodio	25 kg	35.00	80					5	276	75	175.00
BIO-LOSE	50 lb	105.00	150					50	2500	100	5250.00
BLACK MAGIC SF T	55 lb	124.71	80							80	
Carbonato de Calcio 325	100 lb		1152	576	510			1659	165900	579	
Carbonato de Calcio M-150	100 lb		1696	352	450			1606	160600	892	
CF Desco	25 lb	65.60	80							80	
CHEMTROL X	50 lb	87.00	42					15	750	27	1305.00
CLAYTROL XPR	55 USgal	760.00	36		8	4		33	15147	7	25080.00
LC-GLIDE	50 lb	185.00	50					15	750	35	2775.00
LC-LUBE Fine	50 lb	175.00			50	10				40	
LD-9	5 USgal	154.00	30		32			62	2582		9548.00
Lubraglide Coarse (pluspetrol)	50 lb		100							100	
MAX-GUARD	55 USgal	1305.00	18		4			2	982	20	2610.00
MAX-PLEX	50 lb	185.00	409		4			300	15000	113	55500.00
MAX-SHIELD	55 USgal	1350.48	34					33	15904	1	44565.84
MIL-CARB 150	50 lb	19.75	954					616	30800	338	12166.00
MIL-GEL	100 lb	31.00	207							207	
MIL-LUBE	55 USgal	1190.00	32					32	14659		38080.00
MIL-PAC LV	50 lb	155.00	124					48	2400	76	7440.00
MIL-PAC R	50 lb	155.00	140					14	700	126	2170.00
NEW-DRILL HP	50 lb	89.60	32							32	
NEW-DRILL L	5 USgal	125.00	96							96	
NEW-THIN	5 USgal	153.65	13					13	704		1997.45
PERFFLOW DIF	55 lb	65.00	2217					1612	88660	605	104780.00
PERMA-LOSE HT	50 lb	59.00	245					142	7100	103	8378.00
SAPP	50 lb	85.50	68					18	900	50	1539.00
Soda Caustica	55 lb	24.75	100		40			136	7480	4	3366.00
SOLUFLAKE F	50 lb	75.50			120			40	2000	80	3020.00
SULFATROL	50 lb	85.00	140		70					210	
SUN SWEEP	5 kg				24			8	88	16	
TERRA-RATE	55 USgal	1350.00									
X-CIDE 102	5 USgal	195.00			32			7	292	25	1365.00
XAN-PLEX D	25 lb	145.00	438		90	90		135	3375	303	19575.00
LCM											
Check-Loss	25 lb	40.00	80		40			73	1825	47	2920.00
Fiber Seal (Pluspetrol)	50 lb		120							120	
Kwik Seal Coarse (Pluspetrol)	50 lb		120							120	
MILMICA FINA	50 lb	26.31	50							50	
MILMICA MEDIA	50 lb	26.31	50							50	
Other											
BRINE-PAC	55 USgal	1972.00	8					3	1374	5	5916.00

➤ **Propiedades Especiales del Fluido de Perforación en la Sección de 12 1/4"**

Operator	Pluspetrol Peru CORP	Field	Pagoreni "A"	Block/Co/Parish	Bloque 56	Facility	Pagoreni
Well	Pagoreni 1007D	Rig	Saxon-138T	Job	Pagoreni 1007D		
Minimum, Maximum, Average							
Property Name	Minimum	Maximum	Average				
Inclination deg	0.35	11.67	1.63				
Density ppg	10.00	10.10	10.01				
Funnel Viscosity sec/quart	51.0	65.0	57.1				
Circulating BHT degF	145.0	164.0	150.6				
Flow Line/Test degF	110.0/84.0	152.0/138.0	128.8/112.6				
Rheology Temp degF	120.0	150.0	135.0				
600/300 RPM	39/28	78/57	68/50				
200/100 RPM	22/16	49/37	41/31				
6/3 RPM	4/3	15/13	12/10				
PV/YP cP/lbf/100ft ²	11/17	21/38	18/32				
10 sec Gel lbf/100ft ²	3	13	10				
10 min Gel lbf/100ft ²	8	19	16				
30 min Gel lbf/100ft ²	14	25	21				
API/HTHP Filtrate cc	3.5/5.0	4.5/6.0	3.9/5.5				
API/HTHP Cake in/32	1.0/1.0	1.0/1.8	1.0/1.1				
HTHP Temp degF	250.0	300.0	290.8				
HTHP Pressure psi	500	500	500				
pH/Pm	10.00/1.0	11.00/2.3	10.79/1.7				
Pf/Mf cc/cc	0.7/1.6	3.1/3.8	1.4/2.9				
Total Hardness mg/l	80.0	200.0	186.7				
Total Chlorides mg/l	200.0	1200.0	988.9				
Ca mg/l							
K mg/l							
Mg mg/l							
NaCl mg/l	330.0	1980.0	1631.7				
KCl mg/l							
MgCl mg/l							
MBT Bent lb/bbl	2.0	4.0	3.2				
Retort Water %	87.00	90.00	87.58				
Oil/Syn %							
Solids/Corr Solids %	8.50/8.45	11.50/11.45	10.74/10.69				
Lime lb/bbl	0.1	0.3	0.2				
Sand %	0.10	0.25	0.20				
Lubricant %	1.40	2.00	1.77				
Glycol %							
LGS/HGS %	0.45/7.54	2.50/9.70	1.65/9.05				
LGS/HGS Wt/Vol sg	0.0045/0.2036	0.0250/0.2620	0.0165/0.2443				
Bentonite/Drill Solids %	-0.35/0.30	0.20/2.82	-0.03/1.67				
Bent/DS Wt/Vol %	-0.35/0.0079	0.20/0.0732	-0.03/0.0435				
Avg Dens Solids sg	2.3285	2.6229	2.4396				

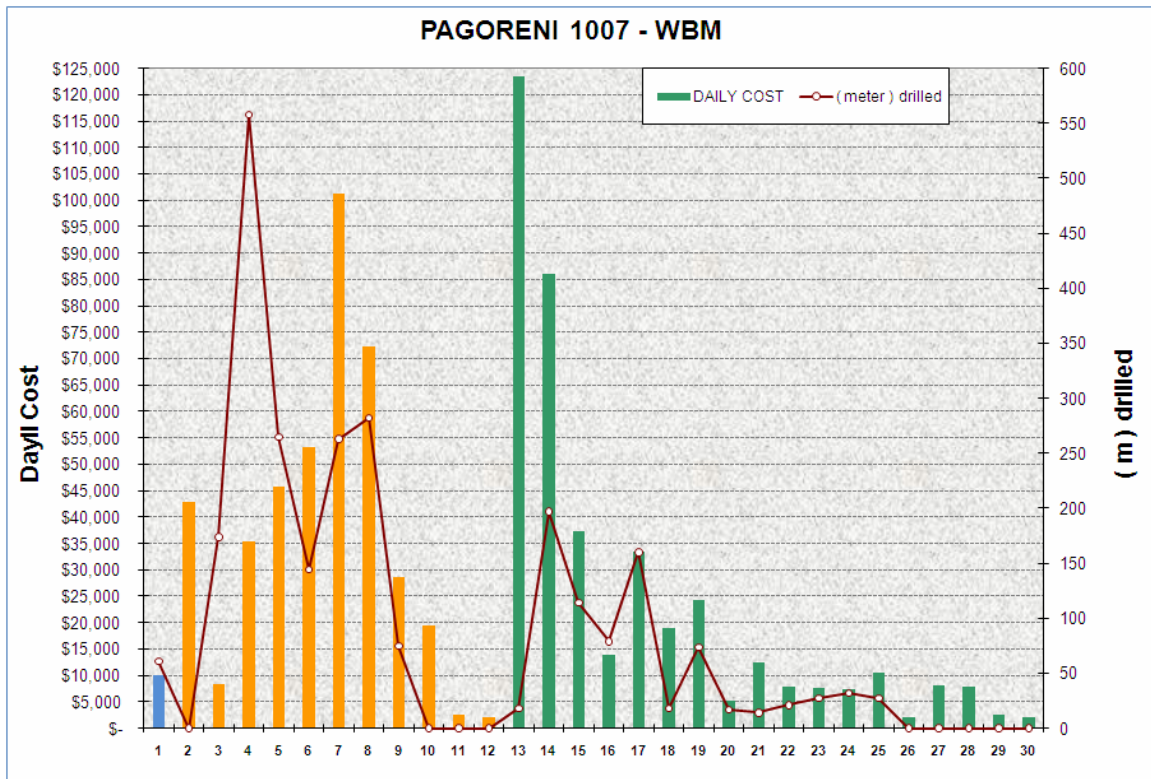
CAPITULO X : ANALISIS ECONOMICO

Tamaño del hueco, pulgadas	26"- 16"	12 ¼"	Total
Mts. Perforados	1,822	798	2,612
Total de Días	13	17	30
Costo de Camper de Laboratorio, \$	\$ 700	\$ 1,260	\$ 1,960
Costo de Productos Químicos, \$	\$ 393,152.03	\$ 374,037.54	\$ 767,189.57
Costo de Ingeniería, \$	\$ 27,950.00	\$ 36,000.00	\$ 63,950.00
Costo de día de operación, \$	\$ 32,446.31	\$ 25,706.10	\$ 27,769.99
Costo Total del Intervalo, \$	\$ 421,802.13	\$ 411,297.54	\$ 833,099.67



El pozo Pagoreni 1007D se perforo en 30 días con tres sistemas de fluido para un costo de U\$ 833,097.69

➤ Costo diario vs Metro Perforado



Section	US Section	m drilled	U\$/m	DAY	U\$/Day
26"	\$ 9,991.40	61.00	\$163.79	1	\$ 9,991.40
16"	\$ 411,810.73	1,761.00	\$233.85	12	\$ 37,437.34
12.25"	\$ 411,297.54	798.00	\$515.41	17	\$ 22,849.86

Los costos por metro de cada sección se referencia en la tabla superior para un costo total por metro US\$ 317.98

CAPITULO XI: CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES

En las Secciones 26” – 16”

- Durante la perforación de arcillas reactivas, se inyectó al sistema Terra-Rate a una tasa de 0.2 – 0.5 gpm que nos permitió mantener una concentración de 0.5% - 0.7% v/v en el sistema, con el fin de prevenir el embolamiento de la broca y el BHA, También se bombeó píldoras dispersas con 1gal/bbl estas píldoras mantuvieron la broca y BHA limpio.
- Debido a la litología a perforar durante el intervalo, se utilizó una combinación de inhibidores químicos como el Maxguard y el Claytrol con el fin de inhibir químicamente las arcillas reactivas durante la perforación de esta forma se evitó la inestabilidad e hinchamiento de las arcillas presentes en esta etapa o intervalo.
- Se reforzó la referida inhibición con agregados de inhibidores mecánicos como los encapsuladores de los sólidos de baja Gravedad específica.

Estas químicas fueron: New Drill Hp en concentraciones de 1 a 2 lb/bbl y el Max Shield en concentración de 2 lb/bbl, con estos agregados nos permitió manejar la inhibición óptima de tal forma que nos permitió mantener un MBT óptimo durante la perforación.

Sección 12 ¼”

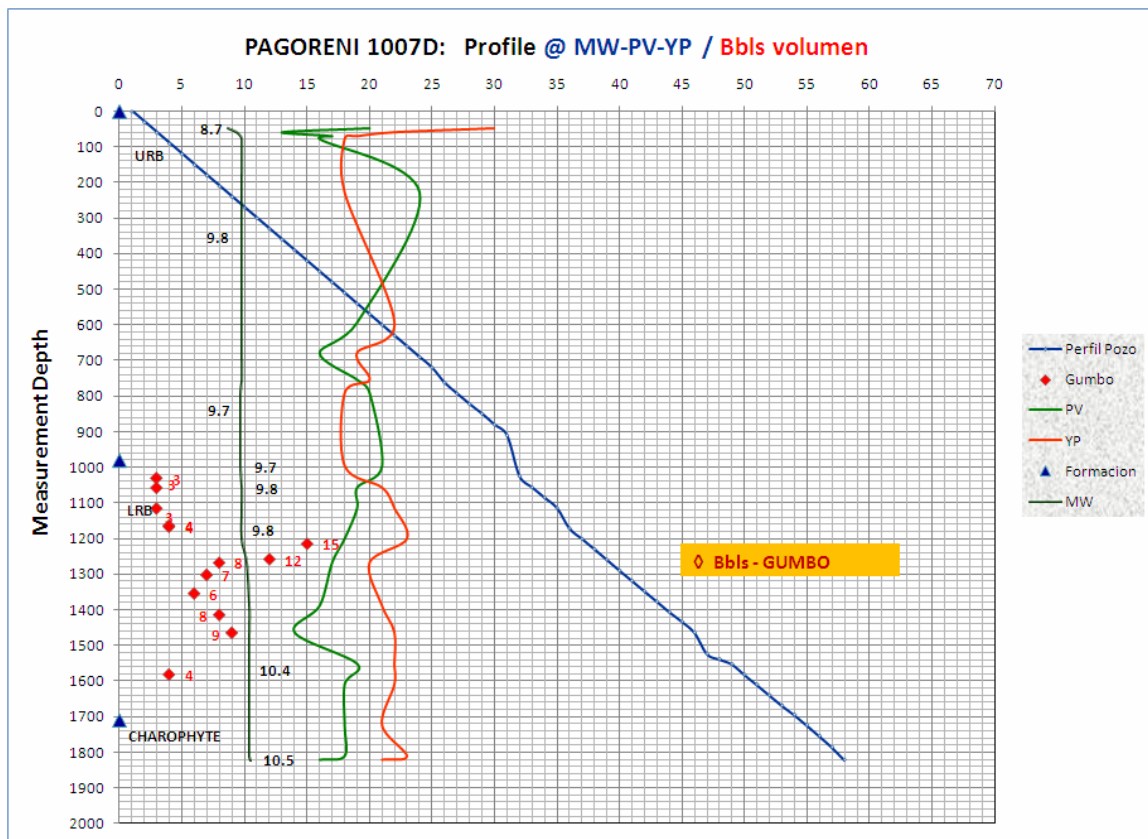
- El adecuado puenteo de estas formaciones, así como el uso en el sistema de una concentración de 3 lpb de MaxShield minimizaran los riesgos de altos seepages a la formación, así como la disminución de la presión de transmisión de poro previniendo la desestabilización, la invasión y por ende el daño a la formación.
- En las formaciones donde predomina la presencia de lutitas fisiles, el uso de MaxPlex como agente estabilizador en una concentración mínima de 5 lpb, ha demostrado su función como inhibidor químico durante la perforación de estas formaciones, asimismo por los largos tiempos de exposición que se observó durante los viajes de calibración, registros eléctricos y otros.

- Durante la perforación de formaciones de alta permeabilidad y con potenciales riesgos de pega diferencial, tales como VIVIAN, BASAL CHONTA, UPPER NIA, LOWER NIA, NOI y ENE; mantener el puenteo sistemático con la adición de MILCARB 50, MILCARB 150 y PERFFLOW, productos de amplio espectro granulométrico durante la perforación. Estas adiciones estarán programadas de acuerdo a las concentraciones pre-establecidas por estudios de distribución de partículas realizados en el Laboratorio.

CAPITULO XII.- BIBLIOGRAFIA

- Liberto de Pablo. Geólogo - México. Año 2000
- Baker Hughes Drilling Fluids. Reference Manual Revision 2010,
 Fluids Marketing
 P.O. Box 670968
 Houston, TX 77267-0968
 USA 713-625-4200
- Engineering Handbook - Baker Hughes. October 2004,
 Fluids Marketing
 P.O. Box 670978
 Houston, TX 77267-0968
 USA 713-625-4200
- Master Flow Chart for Volumes Calculations. Baker Hughes Drilling Fluids
 Fluids Marketing
 P.O. Box 670988
 Houston, TX 77267-0968
 USA 713-625-4200
- Standard Practices and Operational Notes for Mud Engineers.doc
- Tommy Rush .Prevention and Control of Lost Circulation: Best Practices - C
 February 2007.
- Water Base Testing . MI SWACO
 Fluids team
 Revision No: A-0 / Revision Date: 03-31-2005
- DRILLING FLUIDS OPTIMIZATION a Practical Field Approach –
 PennWell Publishing Company
 James L. Lummus;
 J.J. Azar 1986
- Drilling fluids technology
 Max R. Annis, Martin V. Smith
 Revised Edition
 August 1996
 EXXON COMPANY, U.S.A.

CAPITULO XIII.- ANEXOS

SECCION 16''

Grafica N° 11.1: Que relaciona la densidad del fluido (8.7 – 10.5 lb/gal), viscosidad plástica (16 – 20 cP) y punto cedente (25- 20 lbf/100 ft²) con las profundidades y volúmenes de gumbo (bbls) generados.

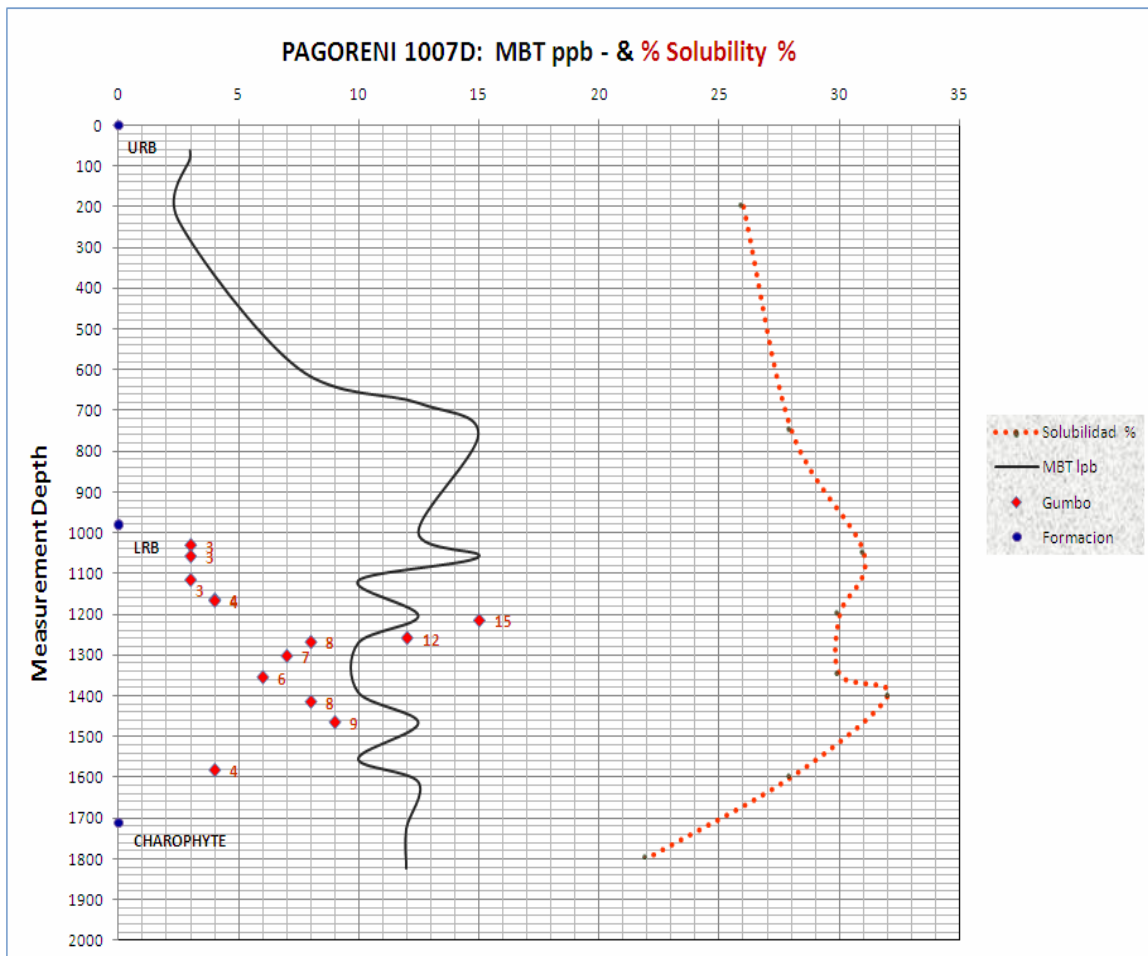


Gráfico N° 11.2: Valores de solubilidad del 25% al 30% respecto a la tendencia del valor de MBT en el sistema en la sección de 16" entre 10-15 lb/bl.

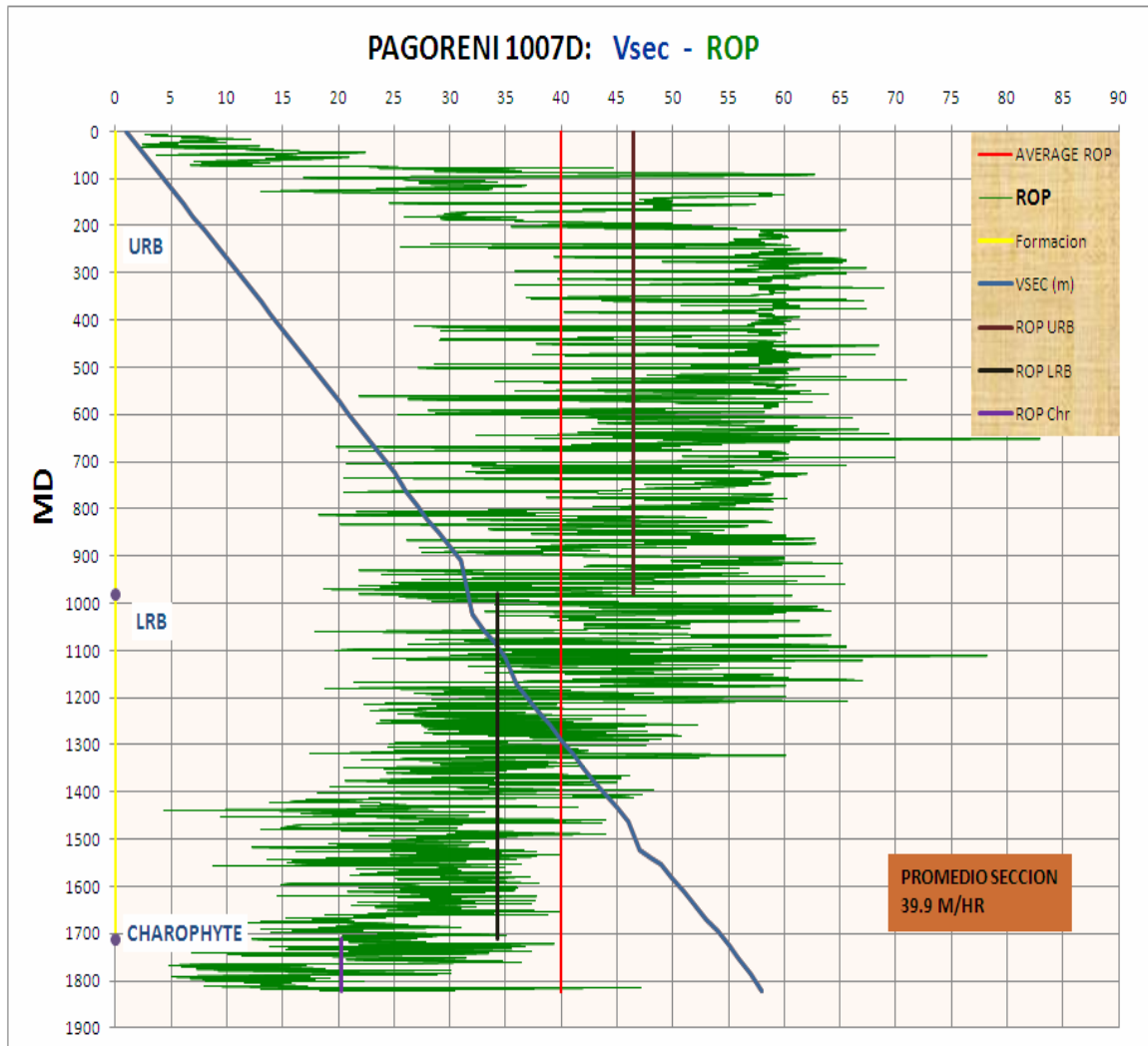


Gráfico N° 11.3 : La ROP promedio de la sección de 16" fue de 39.9 m/hr., de los cuales 46 m/hr fue en la sección de la formación Upper red beds, 34.8 m/hr para Lower Red Beds y 20 m/hr para el área de Charophyta.

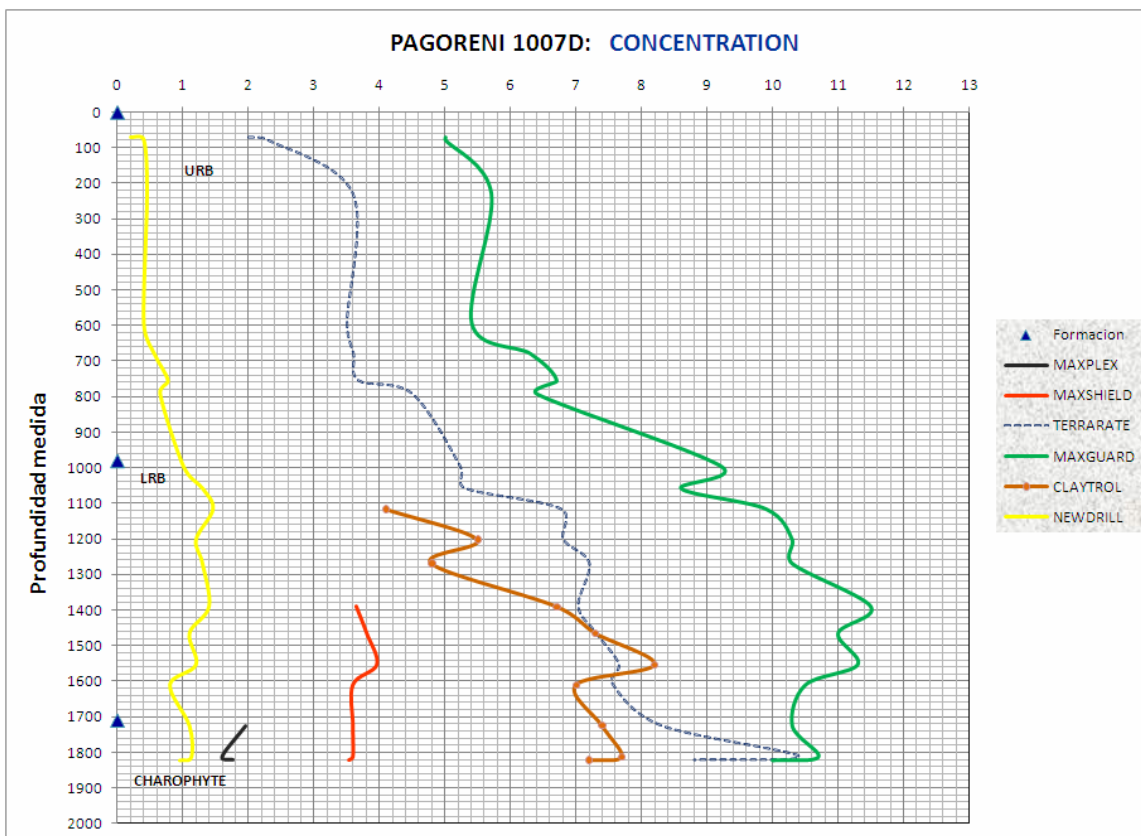


Gráfico N° 11.4 : La grafica superior relaciona los valores de concentración observados durante la perforación de la sección de 16" a saber:

- New drill @ 0.5 – 1 lpb.
- Terrarate @ 2 – 8 lpb.
- Claytrol @ 4 – 8 lpb
- Maxguard @ 5 – 10 lpb.
- Maxshield @ 3.5 lpb
- Maxplex @ 1.7 – 2 lpb.

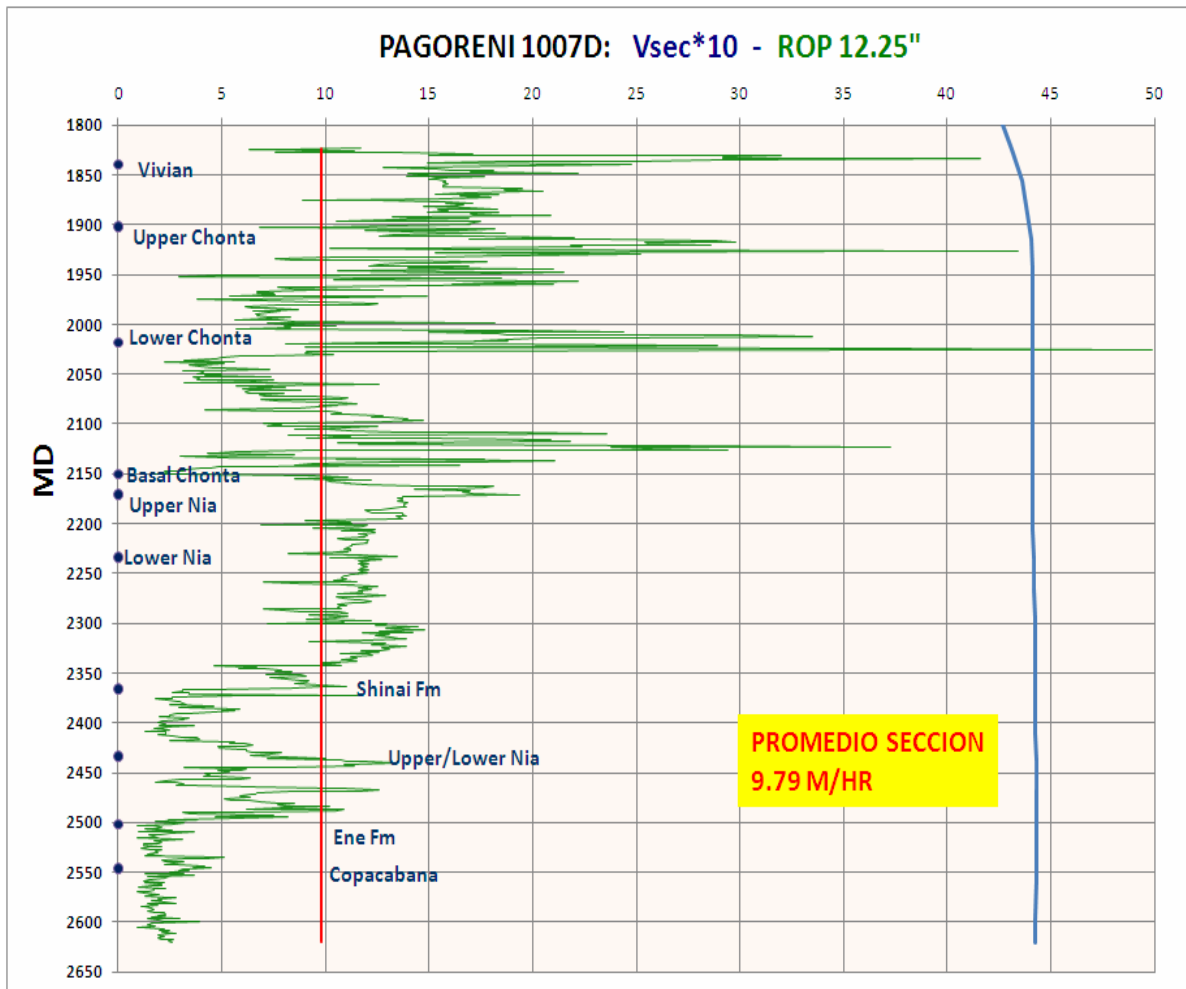
SECCION 12 1/4"

Gráfico N° 11.5 :La ROP promedio para la sección de 12.25" fue de 9.79 m/hr atravesando las formaciones Vivian, Chonta, Nia, Shinai, Ene y Copacabana (TD @ 2620m).

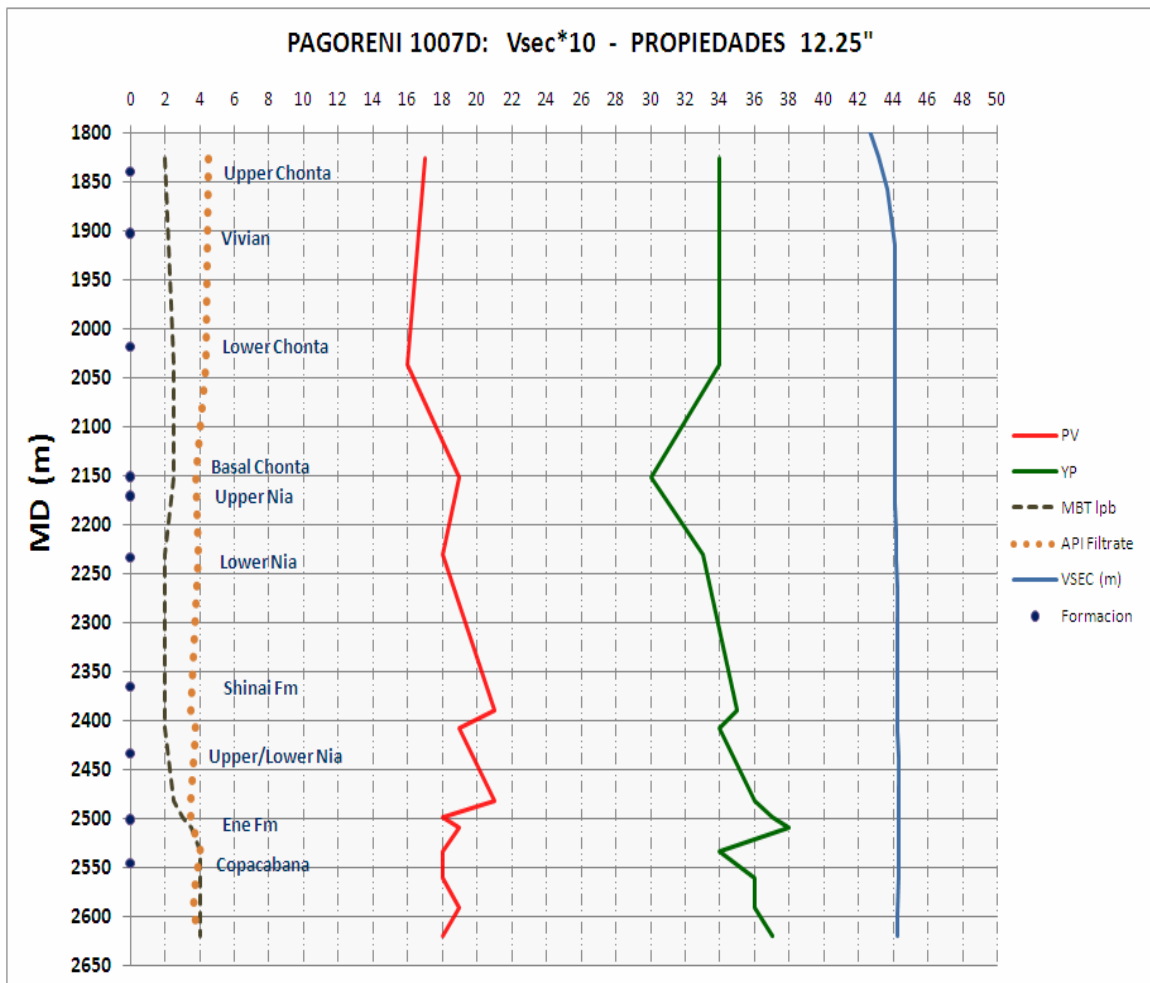


Gráfico N° 11.6: El sistema Perfflow en la sección de 12.25" presento unos valores de MBT inferiores a 5 lb/bl con valores de filtrado API no mayores a 5.00 cc/30 min, observando valores de viscosidad plástica (16 – 21 cP) y punto cedente (34 - 36 lbf/100 ft²).