

T
622.3381
MOR



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Análisis del Fluido de Perforación Visplex para
Pozos Horizontales utilizados en un Campo del
Oriente Ecuatoriano”

TESIS DE GRADO

Previo a la Obtención del Título de
Ingeniero en Petróleo

Presentada por :

Lastenio Fidel Moreira Cuadros



Guayaquil - Ecuador

AÑO 2003



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

"Análisis del Fluido de Perforación Visplex para Pozos Horizontales
utilizados en un Campo del Oriente Ecuatoriano"

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETROLEO

Presentada por:

Lastenio Fidel Moreira Cuadros

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2003



AGRADECIMIENTO



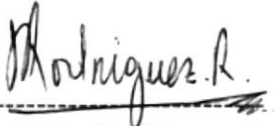
A todas las personas que
De uno u otro modo
Colaboraron en la
realización de este
trabajo y especialmente
al Ing. Héctor Román
Director de Tesis, por
su Invaluable ayuda.

DEDICATORIA

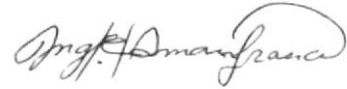
*A MIS PADRES
A MIS HERMANOS
A MIS COMPAÑEROS
A MIS AMIGOS*



TRIBUNAL DE GRADUACION



Ing. Julio Rodríguez.
SUB-DECANO DE LA FICT
PRESIDENTE



Ing. Héctor Román F.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Kléver Malave T.
VOCAL



Ing. Luis Alban G.
VOCAL

DECLARACION EXPRESA

“ La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL ”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Lastenio Fidel Moreira Cuadros



RESUMEN

El tema de tesis desarrollado es sobre fluido de perforación Visplex para pozos direccionales utilizados en un campo del oriente Ecuatoriano, en la cual se presentaron muchos problemas durante la perforación de dos pozos.

En el primer capítulo trata sobre los conceptos teóricos de los fluidos de perforación. La segunda parte está relacionada sobre la descripción del fluido de perforación, sus componentes, y las propiedades Físico -Químicas de cada uno de ellos.

En el tercer capítulo es basado sobre las informaciones de geología, perforación, localización, resumen y análisis técnico de cada uno de los pozos que se perforaron en el Oriente Ecuatoriano, y por último el desarrollo de los análisis en laboratorio de dicho fluido de perforación que se lo realizó en Qmax del Ecuador.



INDICE GENERAL

	Pág .
RESUMEN.....	II
INDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGIA.....	V
INDICE DE FIGURAS.....	VI
INDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	VIII



CAPITULO 1

1. GENERALIDADES SOBRE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	2
1.1. Fluidos de Perforación.....	2
1.2. Funciones Principales de los Fluidos de Perforación.....	3
1.3. Composición de los Fluidos de Perforación de Base Agua	10
1.4. Propiedades Fundamentales de los Fluidos de Perforación.....	11
1.4.1. Densidad del Fluido de Perforación.....	12
1.4.2. Reología.....	14
1.4.3. Perdida de Filtrado.....	19



1.4.4. Contenidos de Sólidos.....	22
1.5. Contaminantes de los Lodos a Base Agua.....	25
1.6. Efectos Reológicos en la Limpieza de Pozos Horizontales.....	33
1.7. Teoría de Inhibición	38
CAPITULO 2	
2. FLUIDO DE PERFORACIÓN – VISPLEX.....	41
2.1. Características del Sistema.....	41
2.2. Procedimiento de Mezcla del Sistema	45
2.3. Procedimiento de mantenimiento del sistema.....	46
2.4. Productos del Sistema.....	47
2.4.1. Bentonita.....	47
2.4.2. Visplex.....	49
2.4.3. Flopex.....	52
2.4.4. FLR-XL.....	54
2.4.5. Soda Cáustica.....	56
2.4.6. IDCARB 75-150.....	57



CAPITULO 3

3. UTILIZACIÓN DEL SISTEMA VISPLEX EN DOS POZOS HORIZONTALES

EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO.....	59
3.1. Datos Generales de los Pozos.....	59
3.1.1. Programa de Perforación.....	60
3.1.2. Localización de los Pozos.....	64
3.2. Datos Geológicos.....	65
3.2.1. Topes de Formaciones.....	66
3.2.2. Objetivos Geológicos.....	67
3.3. Problemas Esperados Durante la Perforación (Pega de Tubería).....	68
3.2.1. Presión Diferencial.....	68
3.2.2. Empaquetamiento.....	70
3.3.1. Pozo Estrecho.....	72
3.3.2. Ojo de Llave.....	74
3.4. Perforación de los Pozos.....	77
3.4.1. Resumen Técnico.....	77
3.4.2. Análisis Técnico	81



CAPITULO 4

4. ENSAYOS ESPECIALIZADOS EN LABORATORIO.....	86
4.1. Determinaciones Reologicas.....	86
4.2. Propiedades de Filtración.....	92
4.3. Curvas de pH.....	95
4.4. Inhibición.....	99

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA



SIMBOLOGIA

A°	Amstrong
pH	Concentración de ión hidrógeno
°F	Grados Fahrenheit
τ	Esfuerzo de Corte
v	Velocidad de Corte

ABREVIATURAS

Pf	Presión de Formación
psi	Libra por pulgada al cuadrado
Ph	Presión Hidrostática
lpg	Libra por Galón
cps	Centipoises
r.p.m.	Revoluciones por minuto
Va	Viscosidad Aparente
Pc	Punto Cedente
Vp	Viscosidad Plástica
Vs	Velocidad de Asentamiento
Vsa	Componente Axial de la Velocidad de Asentamiento
Vsr	Componente Radial de la Velocidad de Asentamiento
MMH	Mezcla de hidroxilos Metálicos
cc	Centímetro Cúbico
lbs / pies ³	Libras por pies cúbicos
ft	Pies
"	Pulgadas
PM	Profundidad Medida
PVV	Profundidad Vertical Verdadera
Fluid loss	Perdida de Fluido
Mud.wt	Peso del lodo
XRD	Difracción por Rayos X
CEC	Capacidad de intercambio cationico



INDICE DE FIGURAS

	Pag.
Figura 2.1. Sistema Visplex.....	44
Figura 3.1. Pega Diferencial. de Tubería	70
Figura 3.2. Empaquetamiento de Tubería.....	72
Figura 3.3. Ojo de Llave.....	75
Figura 3.4. Repaso del Ojo de Llave.....	76
Figura 4.1. Viscosímetro FANN 35.....	88
Figura 4.2. Representación Grafica de "k" y "n"	91
Figura 4.3. Curva de Viscosidad.....	91
Figura 4.4. Filtro Prensa	93
Figura 4.5. Equipo de CST.....	101

INDICE DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1	Propiedades Físico- Químicas de la Bentonita..... 48
Tabla 2	Propiedades Físico- Químicas del Visplex..... 50
Tabla 3	Propiedades Físico-Químicas del Flopex..... 52
Tabla 4	Tratamiento del Flopex..... 53
Tabla 5	Propiedades Físico-Químicas del FLR-XL..... 54
Tabla 6	Propiedades Físico-Químicas de la Soda Cáustica..... 56
Tabla 7	Propiedades Físico-Químicas de E- IDCARB 75 – 150..... 57.
Tabla 8	Programa de Perforación para la Sección. 17-1/2"..... 60
Tabla 9	Programa de Perforación para la Sección 12-1/4"..... 62
Tabla 10	Programa de Perforación para la Sección 8-1/2"..... 63
Tabla 11	Programa de Perforación para la Sección 6-1/8" 64
Tabla 12	Prueba de Difracción de Rayos X..... 65
Tabla 13	Topes de Formaciones..... 66
Tabla 14	Resultados del Viscosímetro FANN 90
Tabla 15	Resultados de Variación de pH del Alplex..... 96
Tabla 16	Resultados de Variación de pH del Visplex..... 98
Tabla 17	Resultados de Tiempo de Succión Capilar 104

INTRODUCCIÓN

En los actuales momentos se están realizando pozos desviados y horizontales en el Oriente Ecuatoriano para incrementar el potencial productivo de los yacimientos. Para la perforación de dichos pozos se usan diferentes fluidos de perforación de acuerdo con el tipo de formación y la sección que se va a perforar.

Durante la perforación de dos pozos horizontales en un campo del Oriente Ecuatoriano se presentaron problemas con el fluido de perforación Visplex en la sección de 0° a 90° , esta es la razón principal para el desarrollo de este trabajo.

El fluido de perforación es el factor mas importante durante la perforación para evitar tiempo no productivo en la cual se traduce en costo económico adicional. El análisis del fluido de perforación Visplex en laboratorio se lo realizó en Quito enfocado mas en prueba de inhibición, debido a que en el Oriente Ecuatoriano existen formaciones deleznales, que pueden ocasionar problemas durante la perforación de los pozos.

CAPITULO 1



1. GENERALIDADES SOBRE FLUIDOS DE PERFORACIÓN ³

1.1. Fluidos de Perforación

Los fluidos utilizados durante las labores de perforación de un pozo, son denominados fluidos de perforación.

El término " Fluído de Perforación ", incluye gas, aire, petróleo, agua y suspensión coloidal a base de agua y arcilla.

Los fluidos usados en la perforación rotatoria que inicialmente fueron tomados como medio para transportar los cortes de rocas a la superficie, son considerados ahora como uno de los factores



más importante para evitar fallas en las operaciones de perforación. Además de su cualidad de transportar ripios a la superficie, los fluidos de perforación deben cumplir con otras funciones de igual importancia y directamente relacionada con la eficiencia y economía. Por esa razón, la composición de los fluidos de perforación y sus propiedades resultantes están sujetas a muchos estudios y análisis.

Atendiendo a las necesidades, los fluidos de perforación deben poseer la capacidad de tener propiedades físicas y químicas que le permitan adaptarse a una gran variedad de condiciones, para satisfacer las funciones más complejas, por ello se ha requerido que la composición del fluido sea más variada y que sus propiedades estén sujetas a mayor control. Esto ha traído como consecuencia el incremento del costo en los fluidos de perforación.

1.2. Funciones principales de los fluidos de perforación.

Transportar los cortes de perforación

La habilidad para sacar partículas de diversos tamaños fuera del pozo es una de las funciones más importante de un fluido de



perforación. En la perforación de una formación, los cortes hechos por la broca o en algunos casos, pedazos de la formación provenientes de las paredes del pozo al ocurrir algún derrumbe, deben ser continuamente evacuados desde el fondo hasta la superficie. El cumplimiento de esta función dependerá de los siguientes factores:

- Densidad del fluido.
- Viscosidad del fluido.
- Viscosidad del fluido en el anular.
- Velocidad anular.
- Densidad de los cortes.
- Tamaños de los cortes.

En la mayoría de los casos, el mantener una velocidad anular suficiente da como resultado un movimiento neto hacia arriba de los cortes. Cuando la capacidad de la bomba es baja para proveer una velocidad anular suficiente para levantar los ripios, un incremento en la viscosidad del lodo particularmente por el incremento del punto cedente, debe resultar en una mejor limpieza del pozo.

Cuando la velocidad de asentamiento de las partículas es mayor que la velocidad anular, tienden a asentarse en el pozo ocasionando múltiples problemas. Para disminuir la velocidad de asentamiento de las partículas es necesario aumentar la viscosidad del fluido de perforación, resultando en un aumento de la presión de funcionamiento de las bombas para mantener un caudal establecido.

Otra forma de disminuir la velocidad de asentamiento de las partículas es mediante el incremento de la densidad del fluido, ya que trae como consecuencia un efecto de flotación mayor sobre las partículas.

Enfriar y lubricar la broca y la sarta de perforación

La fricción originada por el contacto de la broca y de la sarta de perforación con las formaciones genera una cantidad considerable de calor.

Los fluidos de perforación deben tener suficiente capacidad calorífica y conductividad térmica para permitir que el calor sea transportado desde el fondo del pozo a la superficie y disiparlo en la atmósfera.



En menor grado, el fluido de perforación por sí mismo ayuda a la lubricación que es aumentada mediante el uso de emulsionantes o aditivos especiales que afectan la tensión superficial. La capacidad de lubricación es demostrada por la disminución del torque, el aumento de la vida útil de la broca y por la reducción de la presión de la bomba.

Prevenir el derrumbamiento de las paredes del hoyo y controlar las presiones de las formaciones perforadas

Un buen fluido de perforación debe depositar un revoque que sea liso, delgado, flexible y de baja permeabilidad. Esto ayudará a minimizar los problemas de derrumbes y atascamiento de la tubería, además de consolidar la formación y retardar el paso de fluido hacia la misma al ejercer una presión sobre las paredes del hueco abierto.

Normalmente, la densidad del agua más la densidad de los sólidos obtenidos durante la perforación son suficientes para balancear la presión de la formación en las zonas superficiales.

La presión de la formación es la presión que tienen los fluidos en el espacio poroso y puede estimarse usando los gradientes de la formación. La misma se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P_f = \text{Gradiente de formación (psi / pies)} * \text{profundidad (pies)}$$

Siendo los gradientes normales 0.433 psi / pie para el agua dulce y 0.465 psi / pie para el agua salada.

La presión hidrostática es la presión debida a la columna de fluido. La ecuación para el calculo de presión hidrostática esta definida por:

$$P_h = 0.0520 \text{ (psi/ pies* lpg) } * \text{profundidad (pies) } * \text{densidad (lpg)}$$

El control de las presiones anormales requiere que se agregue al fluido de perforación material de alta gravedad especifica, como la barita, para aumentar la presión hidrostática.

Mantener en suspensión los ripios y el material densificante cuando se interrumpe la circulación

Las propiedades tixotrópicas del fluido de perforación, deben permitir mantener en suspensión las partículas sólidas cuando se interrumpe la circulación, para luego depositarlas en la superficie cuando esta se reinicia.

Soportar parte del peso de la sarta de perforación o del revestimiento

Con el incremento de las profundidades perforadas el peso que soporta el equipo de perforación se hace cada vez mayor. El peso de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento en el fluido de perforación, es igual a su peso en el aire multiplicado por el factor de flotación.

Peso de tubería = peso tubería (aire)* factor de flotación

Prevenir daño a la formación

Se debe elegir un sistema de fluido de perforación que asegure un mínimo de modificación o alteración sobre las formaciones que se van perforando, no solo para evitar derrumbes u otros problema durante la perforación sino también para minimizar el daño de la formación que puede llevar a costosos tratamientos de reparación o pérdidas de producción. Es necesario que el fluido tenga valores óptimos en todas sus propiedades para obtener máxima protección de la formación, aunque a veces algunas de ellas deban sacrificarse para obtener el máximo conocimiento de los estratos perforados.

Facilitar la máxima obtención de información sobre las formaciones perforadas

La calidad del fluido de perforación debe permitir la obtención de toda la información necesaria para valorar la capacidad productiva de las formaciones perforadas. Las características físico-químicas del lodo deben ser tales que puedan asegurar la información geológica deseada, la obtención de mejores registros y la toma de núcleos.

Transmitir potencia hidráulica a la broca

El fluido de perforación es un medio para transmitir la potencia hidráulica disponible a través de la broca, ayudando así a perforar la formación y limpiar el fondo del hueco.

La potencia debe ser considerada dentro del programa del lodo. En general, esto significa que la tasa de circulación debe ser tal que el rendimiento de la potencia óptima sea usado para limpiar la cara del pozo frente a la broca.

Las propiedades del fluido: viscosidad plástica, punto cedente, etc., ejercen una considerable influencia sobre las propiedades hidráulicas y deben ser controladas en los valores apropiados.

El contenido de sólidos en los lodos debe ser también controlado en un nivel óptimo para lograr los mejores rendimientos.

1.3. Composición de los fluidos de perforación a base agua

La composición del lodo es función de los requerimientos de una operación de perforación. La mayoría de los fluidos de perforación son a base de agua y forman un sistema constituido fundamentalmente por las siguientes fases:

Fase líquida

En mayor proporción constituye el elemento que mantendrá en suspensión los diferentes aditivos que forman las otras fases. Puede ser agua (dulce o salada) o una emulsión agua- petróleo.

Fase coloidal o reactiva.

Está constituida por la arcilla, que será el elemento primario utilizado para darle cuerpo al fluido. Se utilizan dos tipos de arcilla dependiendo de la salinidad del agua. Si el lodo es de agua dulce se utiliza montmorillonita y para lodo elaborado con agua salada se utiliza una arcilla especial cuyo mineral principal es la atapulguita.



Fase inerte

La constituye por el material densificante (barita), que es sulfato de bario pulverizado de alta gravedad específica, 4.2. Los sólidos no deseables como la arena y sólidos de perforación también se ubican dentro de esta fase.

Fase químicas

Está constituida por iones y sustancias en solución tales como dispersantes, emulsificantes, sólidos disueltos, reductores de filtrado y otras sustancias químicas que controlan el comportamiento de las arcillas y se encargan de mantener el fluido según lo requerido por el diseño.

1.4. Propiedades fundamentales de los fluidos de perforación

Durante la perforación de un pozo petrolero es de suma importancia el control de las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación. Estas propiedades deben ser controladas de tal forma que el lodo proporcione un trabajo eficiente. En consecuencia se evalúan las propiedades del lodo para obtener:

- El nivel deseado de cada propiedad.



- El control de las propiedades físicas y químicas.
- Conocimiento de los problemas ocasionados y las causas que los originan.
- Los tratamientos efectivos para solucionar estos problemas.

Estas propiedades fundamentales son las siguientes: densidad, reología, pérdida de filtrado y contenido de sólidos.

1.4.1. Densidad del Fluido de Perforación

Una de las principales propiedades del fluido de perforación es la densidad, cuya función es mantener los fluidos contenidos dentro del yacimiento durante la perforación.

La densidad máxima del fluido, que se requiere en la perforación de un pozo está determinada por el gradiente de presión. La presión de poro a una profundidad dada generalmente excede la presión ejercida por el peso de la tierra sobre la profundidad evaluada de presión de sobrecarga.

Hay muchas variaciones en las presiones de sobrecarga asumidas en diferentes áreas de perforación. La presión



CIB-ESPOL



de sobrecarga es tomada en la mayoría de las áreas como 1psi/pie de profundidad.

Para prevenir la entrada de fluido desde la formación al hueco, el fluido de perforación debe proporcionar una presión mayor a la presión de poros encontrada en los estratos a ser perforados. Un exceso en la densidad del fluido puede ocasionar la fractura de la formación con la consiguiente pérdida de fluido de perforación.

La capacidad de sostener y trasportar los ripios en un fluido de perforación aumenta con la densidad.

En el pasado, una gran cantidad de materiales fueron utilizados como agentes densificantes para el lodo. En la actualidad la barita es la más utilizada debido a su bajo costo, alta gravedad específica y por ser inerte.

Fluidos libres de sólidos son frecuentemente preferidos para trabajos de reparación y completación, debido a que mantiene sus propiedades estables durante largos periodos de tiempo bajo condiciones del hueco. Estos fluidos pesados libres de sólidos son preparados en

solución de varias sales, tales como cloruro de potasio, cloruro de sodio, carbonato de sodio, carbonato de potasio, entre otras.

1.4.2. Reología ²

Reología es un término que denota el estudio de la deformación de materiales, incluyendo el flujo. En terminología de la industria petrolera la frase propiedades de flujo y la viscosidad son las expresiones generalmente usadas para describir las cualidades de un fluido de perforación en movimiento. Por definición, viscosidad es la resistencia que ofrece un fluido a deformarse (a fluir). Los fluidos de perforación son tixotrópicos y una medida de viscosidad de un fluido de este tipo será válida únicamente para la tasa de corte a la cual la medida fue hecha.

Se han desarrollado ecuaciones que usan los valores medidos de viscosidad plástica, punto cedente y fuerza de gel para calcular las pérdidas de presión en la tubería de perforación y en el anular, para estimar la velocidad de levantamiento de los cortes (modelo plástico de Bingham y modelo Exponencial).

La viscosidad de los fluidos de perforación es una función de muchos factores, algunos de los cuales son:

- Viscosidad de la fase líquida continua.
- Volumen de sólidos en el lodo.
- Volumen de fluido disperso.
- Numero de partículas por unidad de volumen.
- Forma y tamaño de las partículas sólidas.
- Atracción o repulsión entre las partículas sólidas.

Viscosidad plástica

La viscosidad plástica es generalmente descrita como la resistencia a fluir causada por la fricción mecánica. Esta fricción se produce por:

- Los sólidos contenidos en el fluido de perforación.
- Los sólidos y el líquido que lo rodea.
- El esfuerzo cortante del propio líquido.

En general, al aumentar el porcentaje de sólidos en el sistema aumentará la viscosidad plástica.

El control de la viscosidad plástica en fluidos de perforación de bajo y alto peso es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para



lograr altas tasas de penetración. Este control se obtiene por dilución y por mecanismo de control de sólidos.

Viscosidad aparente

Se define como la medición en centipoises que un fluido Newtoniano debe tener en un viscosímetro rotacional, a una velocidad de corte previamente establecida y que denota los efectos simultáneos de todas las propiedades de flujo.

Su valor puede estimarse de la siguiente manera

$$V.A \text{ (cps)} = \text{Lectura } 600 \text{ r.p.m.} / 2$$

Resistencia a la geletinización

Entre las propiedades del fluido de perforación una de las más importantes es la gelatinización, que representa una medida de las propiedades tixotrópicas de un fluido y denota la fuerza de floculación bajo condiciones estáticas.

La fuerza de gelatinización como su nombre lo indica, es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado después de un período de reposo. La tasa de gelatinización se refiere al tiempo



requerido para formarse el gel. Si se forma lentamente después que el lodo esta en reposo se dice que la tasa de gelatinización es baja y es alta en caso contrario. Un lodo que presenta esta propiedad se denomina tixotrópico. El conocimiento de esta propiedad es importante para saber si se presentarán dificultades en la circulación.

La resistencia a la gelatinización debe ser suficientemente baja para:

- Permitir que las arenas y los ripios sean depositen en el tanque de decantación.
- Permitir un buen funcionamiento de la bomba y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería y de pistón cuando se introduce la misma en el pozo.
- Permitir la separación del gas incorporado al lodo.

Sin embargo, este valor debe ser suficiente para permitir la suspensión de la barita y los sólidos incorporados, en los siguientes casos:

- Cuando se ésta añadiendo barita.
- Al estar estático el fluido de perforación.



Punto cedente

Se define como la resistencia a fluir causada por las fuerzas de reacción electroquímicas entre las partículas sólidas. Estas son el resultado de las cargas negativas y positivas localizadas cerca de la superficie de las partículas.

El punto cedente bajo condiciones de flujo depende de:

- Las propiedades de la superficie de los sólidos del lodo.
- La concentración de los sólidos en el volumen de lodo.
- La concentración y tipos de iones en la fase líquida.

Generalmente el punto cedente alto es causado por los contaminantes solubles como el calcio, carbonatos, etc., y por los sólidos arcillosos de formación. Altos valores del punto cedente causan la floculación del lodo, que debe controlarse con dispersantes.

Para determinar este valor se utiliza la siguiente fórmula:

$$P_c = \text{Lectura a 300 r.p.m.} - V_p, \text{ (lbs /100 pies}^2\text{)}.$$



1.4.3. Pérdida de filtrado

La pérdida de fluido es una de las propiedades del lodo con importancia fundamental en las operaciones de perforación o completación.

Básicamente hay dos tipos de filtración: Estática y Dinámica. La estática ocurre cuando el fluido no está en movimiento, mientras que la dinámica ocurre cuando el fluido de perforación fluye a lo largo de la superficie filtrante. Como es de esperarse, ambos tipos ocurren durante la perforación de un pozo.

Durante el proceso de filtración estática, el revoque aumenta de espesor con el tiempo y la velocidad de filtración disminuye por lo que el control de este tipo de filtración consiste en prevenir la formación de revoque muy gruesos. Por otro lado la filtración dinámica se diferencia de la anterior en que el flujo de fluido de perforación, a medida que pasa por la pared del pozo, tiende a raspar el revoque a la vez que el mismo se va formando, hasta que el grosor se estabiliza con el tiempo y la velocidad de filtración se vuelve constante, por lo que el

control de este tipo de filtración consiste en prevenir una pérdida excesiva de filtrado a la formación.

Los problemas que durante la perforación se pueden presentar a causa de un control de filtración inadecuada son varios: Altos valores de pérdida de filtrado casi siempre resultan en huecos reducidos los que originan excesiva fricción y torque; aumento excesivo de presión anular debido a la reducción en el diámetro efectivo del hueco como resultado de un revoque muy grueso; atascamiento diferencial de la tubería debido al aumento en la superficie de contacto entre esta y la pared del hoyo; además puede causar un desplazamiento insuficiente del lodo durante la perforación primaria y una disminución en la producción potencial del yacimiento al dañar al mismo.

La pérdida de fluido depende de: la permeabilidad de la formación, el diferencial de presión existente y temperatura del fluido de perforación.

Las rocas altamente permeables permiten altas tasas de pérdida de fluido y al contrario las formaciones menos



permeables producirán tasas más bajas de pérdida de fluido. La pérdida de fluido comienza a disminuir, después de un período de tiempo, aún en la formaciones altamente permeables.

La pérdida de fluido de alto volumen durante el esfuerzo inicial lleva sólidos a los espacios porosos interconectados entre los granos de arena. Mientras sigue la pérdida de fluido, más sólidos son llevados y empacados en los espacios porosos de las rocas. Una vez que los espacios se hayan ocupados suficientemente con los sólidos del lodo, se comienza a formar un revoque sobre la superficie del hoyo.

La mejor forma de controlar la filtración es controlando la permeabilidad del revoque. El tamaño, la forma y la deformación de las partículas bajo presión son los factores más importantes a considerar. Las partículas pequeñas, delgadas y planas son mejores ya que forman un revoque mas compacto. La bentonita es el material cuya partícula satisface adecuadamente estas especificaciones.



Los contaminantes solubles disminuyen el rendimiento de la bentonita y originan altas filtraciones. Estos contaminantes forman revoques gruesos que generalmente causan los siguientes problemas si no son contrarrestado:

- Atascamiento de la tubería.
- Derrumbe.
- Perdida de circulación.
- Dificultad en la corrida e interpretación de los registros.
- Dificultad en la terminación del pozo.
- Disminución de la producción del pozo.

1.4.4. Contenido de sólidos

En un fluido de perforación existe sólidos deseables como la arcilla, la barita y sólidos indeseables como ripios y arenas, los cuales hay que eliminarlos del sistema.

Para controlar en un mínimo los sólidos perforados se utilizan varios métodos, ya que es de suma importancia mantener el porcentaje de sólidos en los fluidos de perforación en los rangos correspondiente al peso del lodo en cuestión.



Los sólidos presentan el mayor problema que tienen los fluidos de perforación cuando no son controlados. La acumulación de sólidos de perforación en el sistema causa la mayor parte de los gastos de mantenimiento del lodo. Un programa adecuado de control de sólidos ayuda enormemente a mantener un fluido de perforación en óptimas condiciones, de manera que sea posible obtener velocidades de penetración adecuadas con el mínimo de deterioro para las bombas y demás equipos encargados de circular el lodo.

Algunos efectos al aumentar los sólidos de perforación son:

- Incremento del peso del fluido de perforación.
- Alteraciones de las propiedades reológicas, aumento en el filtrado y formación de un revoque deficiente.
- Posibles problemas de atascamiento diferencial.
- Reducción de la vida útil de la broca y un aumento en el desgaste de la bomba de lodo
- Mayor pérdida de presión debido a la fricción.
- Aumento de la presión de pistoneo.



Aunque es imposible remover todos los sólidos perforados con el equipo y las prácticas adecuadas, es factible controlar el tipo y la cantidad del mismo en un nivel que permite una perforación eficiente.

Los sólidos de perforación se pueden controlar utilizando los siguientes métodos:

- Dilución
- Asentamiento.
- Equipos mecánicos de control de sólidos.

La dilución consiste en añadir agua al lodo para reducir los sólidos en el volumen considerado. Este método es el más costoso.

El asentamiento consiste en pasar el fluido de perforación por un tanque o fosa de asentamiento en donde los sólidos pueden decantar. La eliminación por asentamiento se aplica esencialmente a los lodos de baja viscosidad y peso, y necesita una área relativamente grande para darle tiempo a las partículas a asentarse.

El tercer método de control de sólidos es por medio de equipos mecánicos. Para esto se utiliza: las zarandas, desarenador, limpiadores de lodos y centrífuga. Las zarandas constituyen el medio primario para controlar los sólidos y consiste en hacer pasar el fluido por una malla que filtra solamente las partículas que tenga un diámetro menor que los orificios de la malla. Los desarenadores ofrecen un medio mecánico muy eficaz para remover los sólidos nativos y arenas del fluido de petróleo. Los limpiadores del lodo están diseñados para descartar todas las partículas mayores de 15 micrones.

1.5. Contaminantes de los lodos a base agua.

La composición y tratamiento de los fluidos de perforación a base agua depende de los materiales que se encuentran o agreguen intencionalmente durante las operaciones de perforación. Casi todo material podrá ser considerado contaminante en uno u otros casos.

En término general, un contaminante es cualquier sustancia que puede causar propiedades indeseables al fluido de perforación.



En este sentido, todos los componentes del lodo a base agua pueden ser contaminantes en algunos casos. Estos materiales aunque en si pueden ser contaminantes por definición.

Los tratamientos son posibles en algunos casos pero imposible en otros. La regla de mayor importancia es que el tratamiento y su efecto en el fluido de perforación deben ser compatibles.

Contaminación con cloruro de sodio.

La contaminación con sal puede provenir del agua que se usa para mezclar el fluido, de la perforación de domos salinos o del flujo de agua salada.

La sal como contaminante no puede extraerse del fluido por medio químico. El efecto dañino de la sal en los lodos no es tanto la reacción química de los iones sino el efecto electrolítico, el cual cambia la distribución de la carga eléctrica en la superficie de la arcilla y promueve la floculación de lodos levemente tratados. Esta floculación ocasiona aumentos en las propiedades reológicas y la pérdida de filtrado.

A medida que se encuentre mayores cantidades de sal, los iones Na^+ y Cl^- , tienden a agruparse en la superficie de las arcillas y por medio de reacción de masa tienden a deshidratar los sólidos reactivos del lodo. El encogimiento de las arcillas debido a la deshidratación puede entonces ocasionar un aumento de la viscosidad y un aumento de la pérdida de filtrado.

Como la sal en un lodo no se puede precipitar por medio químicos, su concentración sólo se puede reducir por medio de dilución con agua dulce.

La contaminación de sal en un lodo a base agua causa un incremento en la viscosidad plástica y aparente, punto cedente, fuerza de gel, filtrado y disminución de pH.

Un flujo de agua salada puede ser detectado por el incremento en el volumen de lodo en los tanques de superficie, incremento en el contenido de ión cloruro, incremento en las emboladas por minuto de las bombas de lodo y disminución en la presión de la bomba. Si la densidad del lodo es mayor que la densidad del agua salada la densidad del lodo disminuirá.



Cuando se encuentra un flujo de agua salada debemos subir la densidad del lodo para contener el flujo, si es posible. El tratamiento incluirá dispersante para reducir las propiedades reológicas, soda cáustica para aumentar el pH y un reductor de filtrado.

Contaminación con calcio

El ión calcio es un contaminante principal de los lodos a base agua y puede introducirse en el lodo por medio del agua, formaciones de yeso o anhidrita o al perforar cemento.

La contaminación con calcio cambia drásticamente la naturaleza de los sistemas de agua dulce con base arcilla. El ión calcio tiende a reemplazar los iones de sodio por medio de un cambio de base lo cual resulta en la floculación y no – dispersión de las partículas de arcillas. La capa de agua entre las partículas de arcilla es reducida resultando en un grado menor de hidratación e hinchamiento. El efecto de la contaminación de calcio en los lodos a base agua es un incremento de las propiedades reológicas, aumento de la pérdida de filtrado, así como un aumento del contenido de los iones de calcio e incremento de pH (cemento) o disminución del pH (yeso). La severidad de la



contaminación de calcio o magnesio dependerá de la cantidad del ión contaminante, el contenido de sólidos y la cantidad de productos dispersantes presentes en el lodo.

Contaminación de yeso o anhidrita

El yeso y la anhidrita son compuestos de sulfato de calcio que se encuentra en algunas perforaciones. El yeso es sulfato de calcio hidratado mientras que la anhidrita es sulfato de calcio sin agua.

El sulfato de calcio causará agregación y floculación en un lodo base agua, al mismo tiempo causará un incremento de las propiedades reológicas, filtrado y disminución del pH.

Cuando aparezca el problema de contaminación con sulfato de calcio, hay varias maneras de combatirlo. El fluido puede mantenerse como lodo de bajo calcio, precipitando el calcio en solución.

Contaminación con cemento

En la mayoría de las operaciones de perforación ocurre contaminación con cemento cuando se cementa la tubería de revestimiento y se perforan los tapones de cemento. El grado de contaminación y la severidad con que afecta a las propiedades

del lodo depende de muchos factores como: contenido de sólidos, tipos y concentración de dispersantes y cantidad de cemento incorporado.

Cuando se trata una contaminación con cemento es necesario hacer dos cosas: reducir el pH y remover el calcio soluble.

Se debe considerar también el contenido de sólidos de baja gravedad, ya que un alto contenido de sólidos arcillosos es causa primordial de la floculación del sistema al ser contaminado por cemento.

Contaminación con sólidos

Los sólidos perforados son los peores contaminantes del lodo y uno de los mayores problemas para el ingeniero de lodos. Por consiguiente, deben ser removidos del sistema de circulación lo más pronto y con la mayor eficiencia posible, antes que se fragmenten y dispersen durante la circulación haciéndose más difícil su remoción y por ende el control de las propiedades del lodo.



La contaminación con sólidos se reconoce por la alta densidad, viscosidad plástica, pérdida de filtrado, presión de bombeo y la baja tasa de penetración.

Para evitar este problema se debe optimizar los equipos de control de sólidos y mantener una dilución adecuada.

Contaminación por alta temperatura

En los lodos a base agua, cuando se incrementa la temperatura, aumenta la velocidad de las reacciones químicas entre los muchos componentes de estos fluidos.

En los fluidos de perforación contaminados con sal, cemento y cal, el aumento en la temperatura produce serios daños en sus propiedades, resultando difícil mantenerlo en óptimas condiciones.

Contaminación con gas

La contaminación con gas ocasiona la disminución de la densidad del lodo, aumento del volumen de los tanques activos y disminución de la eficiencia volumétrica de las bombas.



Contaminación con carbonatos y bicarbonatos

En algunos casos, cantidades considerables de carbonatos y bicarbonatos solubles pueden contaminar un lodo. Estos iones pueden afectar adversamente las propiedades del fluido de la misma manera que la sal del sulfato de sodio. El carbonato puede originarse de un tratamiento excesivo contra el calcio o cemento, de la formación en sí o de la reacción entre el dióxido de carbono y la soda cáustica.

Estas contaminaciones causan más o menos los mismos problemas que el caso de las contaminaciones por calcio y se tratan agregando calcio en solución para precipitarlo como CaCO_3 .

1.6. Efectos Reológicos en la limpieza de Pozo Direccional. ¹

De acuerdo a la ley de la gravedad, solamente la componente axial de la velocidad de asentamiento de las partículas existe en el caso de anular vertical.

$$V_s = V_{sa}$$

Esta situación cambia cuando el espacio anular es inclinado gradualmente. Las componentes de la velocidad de asentamiento aparecen como:

$$V_{sa} = V_s \cos \theta$$

$$V_{sr} = V_s \sin \theta$$

Obviamente, cuando el ángulo de inclinación se incrementa la componente axial de la velocidad de asentamiento decrece, alcanzando el valor de cero en la posición horizontal del anular.

Al mismo tiempo la componente radial alcanza un máximo en la posición mencionada. En el caso de un anular inclinado, la componente axial de la velocidad de asentamiento juega un papel menos importante.

El incremento de la componente radial de la velocidad de asentamiento de las partículas empuja las partículas hacia lo más bajo de la pared del anular causando la formación de las camas de cortes. Consecuentemente, la velocidad anular del fluido de perforación tiene que ser suficiente para limitar la acumulación de cortes. La velocidad anular en pozos direccionales tiene que ser generalmente más alta que en pozos verticales.



Los ajustes de la reología pueden mejorar la limpieza del pozo, dependiendo del régimen del flujo dominante y del ángulo de inclinación del pozo.

En régimen laminar altos valores de Y_p / V_p proveen mejor transporte de cortes, mientras que la reología tiene un mínimo efecto de transporte en flujo turbulento, que se manifiesta como una realidad en todos los rangos de inclinación.

Las píldoras de baja viscosidad podrían ser usadas como modificadores suplementario en la limpieza del hueco, pudiendo alcanzar un régimen transicional o turbulento que puede remover las camas de cortes. Las píldoras con altos valores de P_c / V_p incrementan la capacidad de limpieza en régimen laminar.

Con relación al acarreo de los cortes se identifican tres secciones de acuerdo a la inclinación del hoyo. Adicionalmente se conoce que cuando el ángulo de inclinación supera los 45° , el hueco tiende a perforarse en forma excéntrica creándose camas de cortes, los cuales requieren para su limpieza de un régimen turbulento.



La zona de 55° a 90° se caracteriza por la ovalización del hueco y con tendencia de los cortes a asentarse y concentrarse en la pared inferior del anular, siendo el flujo turbulento según Okrajni, el que proporciona la mayor capacidad de limpieza disminuyendo la incidencia del punto de cedencia y sus variaciones llegan a tener muy poco efecto en ángulos mayores de 70° y es prácticamente nulo en el hueco horizontal.

De acuerdo a Okrajni, en ángulos desviados en el primer rango, difiere muy poco de los pozos verticales donde se usa tradicionalmente flujo laminar y capacidad de acarreo apropiado. El régimen turbulento es eliminado para prevenir erosión e inestabilidad del hueco.

En el segundo rango (45° a 55°), el transporte de los cortes depende de la velocidad anular, donde el flujo laminar y el flujo turbulento tienen efectos similares. La limpieza comienza a dificultarse por que los cortes tienden a sedimentarse en el lado bajo del hueco, y esto desarrolla las camas de cortes.

La inclinación en este rango permite que en las camas de cortes, por su deposición en la parte inferior de la tubería tiende a



desarrollarse un empaquetamiento y a la vez el pegamiento de tubería.

En el tercer rango, 55° a 90° , el flujo turbulento ha demostrado ser efectivo en la limpieza del hueco. En conjunto el régimen turbulento y las altas velocidades anulares son responsables de la destrucción de los lechos, que a su vez pueden incrementar el caliper del hueco por cuanto hay una erosión dinámica. Los cortes que se generan en este rango de desviación no tienden a deslizarse por el lecho inferior.

Una adecuada velocidad anular es importante en el transporte de los cortes en pozos de alta desviación. Por tanto, velocidades anulares de 3 fps o mayor son deseables para minimizar la concentración de los cortes en el hueco inferior.

Investigaciones recientes indican que a velocidades mayores a 5 fps se forman camas de cortes muy pequeñas. Las camas de cortes se forman generalmente a menos de 3 fps y los cortes se acumulan continuamente hasta reducir el diámetro del hueco, incrementando la velocidad anular, hasta remover momentáneamente estos cortes, creándose un estado de

pseudo - equilibrio entre los cortes removidos y depositados al incrementar y disminuir su velocidad anular, por disminución e incremento del espacio anular, debido al efecto de la camas de cortes.

La excentricidad de la tubería en pozos de alta desviación incrementa el problema si la velocidad decrece en la parte angosta del anular excéntrico. Como los cortes forman las camas, la tubería de perforación puede en su rotación ignorar la presencia de las camas de cortes e incrementar el torque, arrastre y posible pegas de tuberías.

1.7. Teoría de inhibición.⁵

El Potasio como elemento inhibidor

La gran mayoría de arcillas tienen en su estructura molecular al sodio, que en presencia de agua tiende a hidratarse fácilmente.

En el caso de las arcillas de carácter laminar sus partes laminares son de fácil hidratación, evidenciándose un hinchamiento, que en el caso del pozo se traduce en apretamiento del hueco o a su vez pegas de tubería.



Frente al sodio, una concentración suficiente de potasio puede ser capaz de desplazarlo de la estructura arcillosa volviéndolas no hidratables debido a su radio iónico acuoso, insertándose en la estructura arcillosa, inhibiéndola y volviéndola hidrófobas.

El radio iónico del potasio es 7.6 \AA , mientras que el radio iónico del sodio es de 11.2 \AA .

Reacción de las arcillas con iones de potasio

Las reacciones químicas entre iones de arcilla y potasio son extraordinarias cuando se comparan con otros iones. El modelo de intercambio del ion no explica completamente la interacción del potasio con la arcilla. Debe darse especial atención a este proceso debido al uso continuo del ión potasio en los fluidos de perforación y completación para estabilizar lutitas reactivas.

Aún en aplicaciones "offshore" de los Estados Unidos donde el nivel de potasio se debe mantener por debajo del 5% por razones de medio ambiente, esta concentración pequeña de iones puede ayudar a estabilizar las formaciones de lutitas activas porque puede ocurrir la fijación del ión en algunas arcillas de esmectita cuando están expuestas al potasio.

La reacción del cambio del ión es gobernada por la ley de acción de masa, esto es la tasa de cambio depende de la concentración de los iones.

La Esmectita es claramente mucho más reactiva que otros materiales de arcilla. Las lutitas que contienen esmectita son las más sensibles al agua y las que más se hidratan.

Las lutitas que contienen otros minerales de arcilla tienen menos habilidad a la hidratación, pero pueden ser todavía sensibles al agua. La mayoría de las lutitas contienen varios tipos de arcillas en diversas cantidades. La reactividad de las lutitas depende de los tipos y las cantidades de minerales de arcilla en ella.

Cationes multivalentes unen las capas mas firmemente que los cationes monovalentes, resultando en el aumento de las partículas de la arcilla. El Potasio, un cation monovalente es la excepción. Los cationes absorbidos pueden llegar a ser hidratados y atraer una envoltura de agua con una forma definida.

El tamaño y la forma del catión hidratado afecta su habilidad de encajar entre la superficie de las capas de arcillas e influyen en ambas, la hinchazón y la hidratación de la arcilla.



CAPITULO 2

2. FLUIDO DE PERFORACIÓN – VISPLEX ³

2.1. Características del sistema Visplex ³

El Visplex es un fluido de características únicas, a base agua, desarrollado para perforar pozos desviados, horizontales y / o pozos con problemas de estabilización mecánica o formaciones no consolidadas. Las propiedades fundamentales del sistema es su comportamiento reológico.

El sistema Visplex es un fluido de alto adelgazamiento por corte, el cual ofrece altos puntos cedentes, bajas viscosidades plásticas y geles altos.



El sistema Visplex provee una suspensión excepcional de los sólidos perforados los cuales son separados fácilmente a través de las mallas. Esta propiedad garantiza una excelente limpieza en pozos con altos ángulos de desvío, permitiendo además mantener las presiones de bombeo bajas, buena hidráulica en la broca y altas tasas de penetración.

Entre las principales ventajas del sistema están:

- Puede utilizarse para un amplio rango de densidades.
- Provee excelente suspensión de sólidos.
- Reduce la erosión.
- Fluído de bajos sólidos.
- Fluído de bajo daño
- Ofrece estabilización a formaciones no consolidadas.

El sistema Visplex esta basado en la tecnología de mezcla de hidroxilos metálicos (Mixed Metal Hidroxide). Los MMH trabajan sinérgicamente con la bentonita formando un complejo altamente tixotrópico. Esto significa que el fluído se vuelve bombeable tan pronto como una fuerza es aplicada. De esta forma no se producen altas presiones de circulación cuando se enciende la bomba. Su naturaleza altamente tixotrópica hace al sistema invaluable en áreas

propensas a pérdidas de circulación, pozos altamente desviado y donde se requiere de bajas tasas de bombeo.

Cuando el Visplex se introduce dentro de una lechada de bentonita prehidratada, se evidencia un cambio drástico en la apariencia del fluido y en las propiedades del mismo.

El fluido se vuelve "espeso" y luce gelificado. A diferencia de los fluidos convencionales mezclados para dar un rendimiento reológicos alto, los geles son extremadamente frágiles y puede hacerse fluir con muy poco esfuerzo.

El perfil reológico del fluido es muy achatado, lo cual en términos de modelo de Bingham equivale a altos puntos cedentes y baja viscosidades plásticas.

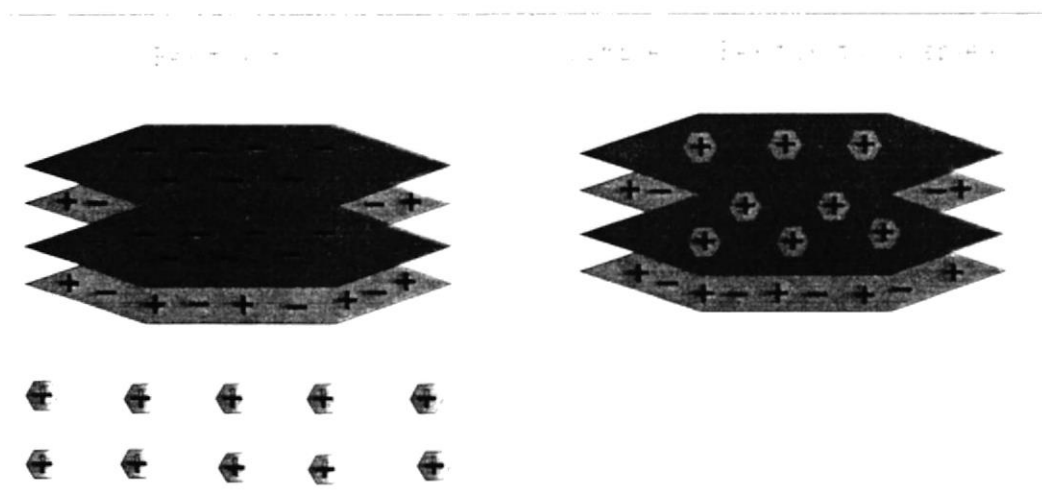


FIGURA 2.1 SISTEMA VISPLEX

A través de lo que aparenta ser una combinación del comportamiento reológico y la acción química, el fluido ha sido muy exitoso en la estabilización de formaciones hidratables y no consolidadas, produciendo hoyos en calibre.

Los aditivos convencionales para el control del filtrado, mientras dan buen resultado en el control de la filtración, lo hace a expensas de la pérdida de las características reológicas únicas del sistema. Las características asociadas con el complejo Bentonita / Visplex se pierden, probablemente debido a la interferencia de los polos aniónicos de estos aditivos, con los campos de fuerza. Por esta razón fue necesario desarrollar un nuevo aditivo para proporcionar el

control de filtrado y revoque, sin eliminar las características reológicas del sistema. El aditivo, llamado Flopex, es efectivo tanto en sistemas a base de agua de mar como en agua fresca, a temperaturas en el rango de 250 a 300 °F.

Los adelgazantes convencionales tienen un efecto dramático sobre la reología del sistema y la destruyen totalmente en lodos limpios. En los lodos de campo que contienen sólidos de formación, se pueden hacer pequeñas adiciones de tales productos; donde el FLR-XL ha sido identificado como el adelgazador ideal del sistema.

2.2. Procedimiento de mezcla del sistema

- Se limpia profusamente los tanques.
- Se llena los tanques con agua fresca, y después se hace la prueba de dureza al agua de preparación y de ser necesario tratar la misma a fin de reducir la concentración del ión calcio a alrededor de 50 mg / lt, usando Soda Ash.
- Se agrega soda cáustica al agua de preparación obteniendo un pH entre 10.5 y 11.0
- Se agrega bentonita, dejando prehidratar la misma por el mayor tiempo posible a la máxima concentración que permite el sistema de



mezcla, y se agrega agua fresca, luego de prehidratar la misma, logrando una concentración final de bentonita de 10 lpg.

- Se adiciona 1.0 lpg de Visplex.
- Se realiza prueba al sistema, las lecturas de 3 y 6 r.p.m, deben ser cerca de 35, medidas en el viscosímetro FANN. Si son menores se agrega mas visplex o bentonita prehidratada hasta que la viscosidad deseada sea alcanzada.
- Si se requiere control de filtrado debe agregarse Flopex. Una concentración de 4 lpg dará una perdida de filtrado °API menor de 10 cc / 30 min.
- Nunca se debe perforar cemento con el sistema Visplex, el cemento debe ser perforado con agua fresca y luego desplazar la misma con el sistema Visplex asegurando que no existe contaminación con ión calcio.

2.3. Procedimiento de mantenimiento del sistema



CIB-ESPOL

- Mantener la densidad del sistema lo más baja posible mediante el uso eficiente de los equipos de control de sólidos.
- Se debe evitar en lo posible la perforación de cemento con el sistema Visplex. Se lo debe llevar a cabo con agua fresca.
- Si se observa caída del punto cedente, generalmente indica la necesidad de ajustar la concentración de Visplex. Cualquier

tratamiento debe realizarse luego de prueba pilotos a fin de evitar sobre tratamientos.

- Mantener el pH cercano a 10.5. Valores inferiores pueden ocasionar adelgazamiento del sistema.
- Aplicar dilución moderada con agua fresca, evitando de esta forma la incorporación excesiva de sólidos de baja gravedad.
- Mantener la adición de carbonato de calcio en la zona de producción a fin de lograr " punteo " de los poros.
- Realizar la adición de Visplex por medio del barril químico, asegurando la adición homogénea del producto.
- Optimizar el funcionamiento de los equipos de control de sólidos, disminuyendo de esta forma los costos de mantenimiento.
- Reciclar el lodo, una vez finalizada las labores de perforación con el objetivo de ser reutilizado en próximos pozos disminuyendo así los costos totales de perforación.

2.4. Productos del sistema

2.4.1. Bentonita

Funciones del producto.

La bentonita se usa generalmente como viscosificador y reductor de filtrado, es muy económico y eficiente. Debido al tamaño tan pequeño y a la forma plana de sus partículas, la



bentonita ofrece un alto grado de lubricidad para el agujero, reduciendo así la torsión y el arrastre de la tubería.

Descripción química

Es una forma del mineral de arcilla natural conocido como Montmorillomita sodica.

Descripción física

Polvo marrón.

TABLA 1

PROPIEDADES FISICO – QUIMICAS DE LA BENTONITA

Gravedad específica	2.5
Densidad	50 – 60 lbs / pies ³
Solubilidad en agua	Es insoluble, pero se dispersa

Tolerancia y limitaciones

Es más efectiva en agua dulce, pero también se puede utilizar con agua salada y salmuera, siempre y cuando se prehidrate.

Una contaminación severa con sal o iones calcio puede causar la floculación del sistema, resultando en el deterioro

del control de filtrado. La bentonita se puede proteger de los contaminantes añadiendo adelgazantes o dispersantes, los cuales también disminuyen la tendencia de estos fluidos a gelificarse en presencia de alta temperatura.

Tratamiento

Se mezcla en las cantidades necesarias para obtener la viscosidad y el control de filtrado necesarios. Para comenzar la perforación una concentración de 20 a 25 lpb de bentonita es generalmente suficiente.

2.4.2. Visplex

Es un modificador reológico diseñado para mejorar la capacidad de suspensión y acarreo en fluidos a base agua, mostrando además características inhibitorias. Tiene aplicaciones especiales en la perforación de pozos de gran diámetro, altos ángulos y en operaciones de milados de casing.

Descripción física

Polvo blanco de libre fluidez.



Naturaleza Química

Compuesto inorgánico, cationico, sintético y altamente cargado.

TABLA 2

PROPIEDADES FISICO – QUIMICAS DEL VISPLEX

Gravedad específica	0.64
Actividad	78 % de componente activo
Solubilidad en agua	Sólidos activos dispersable en agua, pero insolubles.

Aplicaciones

- Reología

Visplex, en combinación con las arcillas comerciales, produce propiedades reológicas únicas. Los fluidos se caracterizan por valores muy altos de los parámetros: punto cedente, geles y viscosidades a bajas tasas de corte. El reograma se hace muy "plano". El mecanismo por el cual se logran las propiedades de viscosidad y suspensión es única. Los geles son muy frágiles, a pesar de los altos valores registrados.

Desde el punto de vista reológico, los fluidos Visplex están especialmente adaptados para perforar diámetros grandes y pozos desviados.

Inhibición

Visplex ha demostrado su efectividad para controlar el lavado de las formaciones (wash-out) sensible al agua, cuando se utiliza en combinación con la bentonita

Tolerancia y limitaciones

Visplex ha demostrado poca degradación por temperatura, por debajo de los 600°F. El producto es afectado por los aditivos aniónicos, particularmente en mezclas frescas. El reductor de filtrado preferentemente es el Flopex. El sistema Visplex tienen alta tolerancia a los sólidos perforados y han sido corridos exitosamente, basados tanto en agua fresca como en agua de mar.

Tratamiento

En aplicaciones para reología y suspensión los niveles normales se encuentran en el rango de 1.0 a 1.2 lpb. Como estabilizador del pozo se hacen más adecuadas concentraciones de aproximadamente 1.5 lpb.

2.4.3. Flopex

Función del producto

Es un reductor de filtrado que ha sido desarrollado específicamente para su uso en los sistemas Visplex..

Descripción física

Polvo color crema / blanco, de flujo libre.

Naturaleza química

Polímero derivado de polisacáridos.

TABLA 3

PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS DEL FLOPEX

Gravedad específica.	0.56-0.64
Solubilidad en agua	Mayor al 99 %
pH de Solución	10.5 – 11.0

Aplicaciones

Flopex es un reductor de filtrado efectivo para el sistema Visplex. A diferencia de los aditivos convencionales para el control de filtrado, las adiciones de Flopex a los Sistemas Visplex no resultan en la pérdida de las características



reológicas únicas de este sistema. Este producto es también efectivo en otros fluidos de base agua.

Tolerancia y limitaciones

El producto se hace ineficaz a altos niveles de concentración del ión magnesio, por lo que se recomienda tratar el agua para remover toda la dureza antes de adicionar el Flopex. El producto funciona, sin embargo efectivamente, en una base de agua de mar y es estable en condiciones de rolado en caliente, de hasta 250°F.

Hasta el momento, no se han encontrado indicios de degradación bacterial del Flopex, a pesar de que no se ha establecido un límite de temperatura en el campo. La estabilidad térmica del producto se ha proyectado hasta aproximadamente 300°F.

TABLA 4
TRATAMIENTO DEL FLOPEX

En agua fresca	De 1.5 a 4.0 lpg.
En aguas de mar	De 2.5 a 6.0 lpg.



2.4.4. FLR-XL

Funciones del producto

Es un aditivo controlador de filtrado (no viscosificante) utilizado para producir, a bajos niveles de tratamiento, bajas tasas de filtración y revoques finos.

Descripción física

Polvo blanco opaco, de flujo libre.



Naturaleza Química

Celulosa poli aniónica de bajo peso molecular.

CIB-ESPOL

TABLA 5

PROPIEDADES FISICO – QUÍMICAS DEL FLR-XL

Gravedad específica	1.55
Humedad A	Menor al 10 % al ser empacada.
Solubilidad en agua	Completamente soluble en lodo a base agua

Aplicaciones

FLR-XL es un aditivo de control de filtrado extremadamente efectivo. Puede ser utilizado con buenos resultados, tanto en fluidos basados en bentonita, como en fluidos de base polimérica. Puede actuar como un defloculante ligero. En el sistema Visplex, el FLR-XL encuentra su aplicación primordial como adelgazante, sin detrimento de sus propiedades como controlador de filtrado y revoque.

Tolerancia y limitaciones

En condiciones normales de perforación este producto es estable a alrededor de 275°F. La limitación de temperatura depende mayormente del grado de aireación del fluido. El mezclado debe realizarse lentamente y en forma homogénea, para evitar la formación de flóculos.

Tratamiento

A temperatura de hasta 275°F los niveles de tratamiento se encuentran típicamente en el rango de 0.5 a 2.0 lpg. A temperatura mayores, seguramente ocurrirá degradación y se requerirán adiciones regulares del producto para reemplazar el material degradado.



2.4.5. Soda Cáustica

Función del Producto

La Soda Cáustica se utiliza para el control de pH en fluidos de perforación a base agua

Descripción Física

Generalmente se obtiene en forma sólida, en escamas o gránulos.

Naturaleza Química

Hidróxido de Sodio. Material alcalino muy fuerte.

TABLA 6
PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS DE LA SODA
CAUSTICA

Gravedad específica	2.13
Solubilidad en Ácido	Es soluble en soluciones hasta el 52% en peso a 20°C



2.4.6. E- IDCARB 75 - 150

Funciones del producto

Los productos IDCARB son usados como agentes bloqueadores y densificantes en fluidos de perforación, workover y completación.

Descripción física

Polvo fino cristalino, de color blanco.

Naturaleza química

Mármol molido (carbonato de calcio)

TABLA 7
PROPIEDADES FISICO - QUÍMICAS DE E- IDCARB 75 - 150

Gravedad específica	2.71
Humedad	Menor al 1 % en planta
Solubilidad en Ácido	Mayor al 99 % en 15 % HCl



Aplicaciones

Las aplicaciones de los productos IDCARB derivan de su alta solubilidad en ácidos, su distribución de tamaño de partícula, formas y resistencia mecánica.

La granulometría correcta del IDCARB a ser utilizado con propósitos de bloqueo puede ser determinado por análisis de la distribución de poros, en muestra de pared o núcleos, de las formaciones de interés. El IDCARB 75 tiene una distribución del tamaño de partículas similar a la barita API y encuentra su aplicación principal como agente densificante en fluido de completación y reacondicionamiento. Puede ser usado con el IDCARB 150, o grados especiales de IDCARB, para producir " punteo " en formaciones porosas.

CAPITULO 3

3. UTILIZACIÓN DEL SISTEMA VISPLEX EN DOS POZOS HORIZONTALES EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO

3.1. Datos generales de los pozos

Pozo Sacha 175-H

Clasificación: Desarrollo

Objetivo: Hollín Inferior

Días de perforación: 43,5

Profundidad vertical total : 9.946 ft

Profundidad medida total : 12.725 ft.



Pozo Sacha 173-H

Objetivo: Hollín Inferior

Clasificación: Desarrollo.

Días de perforación: 56.3

Profundidad vertical total : 9931 ft

Profundidad medida total : 12932 ft

3.1.1. Programa de perforación

Sección 17-1/2" @ Revestimiento 13-3/8"

Esta sección de 17-1/2" fue perforada hasta los 4000 ft PVV utilizando Lodo nativo. El objetivo de esta sección es proteger el pozo de las arcillas reactivas de superficie se debe tratar el lodo nativo por posible contaminación de Anhidrita.

TABLA 8

PROGRAMA DE LODO PARA LA SECCION 17-1/2"

Revestimiento (PM - PVV)	Propiedades Lodo	Problemas	Solución
13-3/8" 4000 ft	Nativo disperso Mud.wt: 8.8-10.0 lpg Viscosidad: 30-60 cp Pc: 10-25 pH: 8.5-9.5	Gumbo, taponamiento en línea de flujo, embolamiento de broca	Suficiente Agua y thinner

Sección 12-1/4" @ Revestimiento 9-5/8"

Arcillas reactivas en este intervalo serán comunes mientras se perfora la sección.

TABLA 9
PROGRAMA DE LODO PARA LA SECCION 12-1/4"

Revestimiento	Propiedades lodo	Problemas	Soluciones
	Hibtrol/Nativo YP: 12-25 Mud.wt: 8.8-10.2 ppg	- Gumbo -Influjo de agua	-Agua y adelgazador -Incrementar el peso del lodo en 10.2 ppg
Pozo 175-H 9 5/8" 8578' PVV 8583' PM		-Anhidrita -Aumento de sólidos	-Soda Ash. -Optimizar el equipo de control de sólidos
Pozo 173-H 9 5/8" 9800 PVV 10502 PM		-Limpieza del pozo -Estrangulamiento en el pozo mientras se corre revestimiento	-Píldora de bentonita -Hibtrol para controlar la pérdida de fluido y estabilizar la formación. -Asphasol es necesario para sellar micro fractura en lutitas. -Incrementar el peso del lodo.



Sección 8-1/2" @ Liner 7"

Esta sección se perforó con sistema Visplex / CaCO₃

TABLA 10
PROGRAMA DE LODO PARA LA SECCION 8-1/2"

Revestimiento	Propiedades Lodo	Problemas	Soluciones
Sacha 175-H 7"liner 9946 ft PVV 10757 ft PM	Visplex	-Embolamiento de broca	-Píldora de lubricante
	Mud.wt:9.5-10.2 lpg	-Clay Swelling	-Incrementar la concentración Visplex
	Vp: mínimo posible		
	Pc: 20-40	-Hueco apretado	-Rimar las juntas antes de la conexión
Sacha 173-H 7" liner 9972 ft PVV 11152 ft PM	Fluid Loss: 6-8		
		-Pega diferencial	-Adicionar carbonato de calcio para evitar una torta gruesa



CIB-ESPOL

Sección 6-1/8" @ Liner 5"

El sistema FloPro es un sistema libre de sólidos (formulado libre de arcilla) base agua que se caracteriza por poseer propiedades pseudo-plástica.

TABLA 11
PROGRAMA DE LODOS PARA SECCION 6-1/8"

Revestimiento PM	Propiedades Lodo	Problemas	Soluciones
5" liner ranurado	FLOPRO Mud wt: 8.8–9.2 ppg	-Daño a la formación	-Controlar las perdidas menores de 10 cc

3.1.2. Localización de los Pozos

Sacha 175-H

Provincia:

Cantón: Sacha

Lote: UTM zona 18 S

Superficie

Longitud: 76° 50' 52.046" W

Latitud: 00° 15' 21.38" S

Elevación del terreno: 914.ft

Elevación de la mesa rotaria: 944.14 ft

Sacha 173-H

Provincia:

Cantón: Sacha

Lote: UTM zona 18



Superficie

Longitud: 76° 51' 11.43"

Latitud: 00° 16' 33.86"

Elevación del terreno: 886 ft

Elevación de la mesa rotaria: 916 ft

3.2. Datos Geológicos

El siguiente es una prueba analítica del contenido de arcillas en las diferentes formaciones del Oriente Ecuatoriano.

TABLA 12
PRUEBA DE DIFRACCIÓN POR RAYOS X

Prueba	Orteguaza	Tena	Napo	Tiyuyacu
XRD	Arcilla total 13%	Arcilla total 13%	Arcilla total 8%	Arcilla total 6%
	% Arcilla	% Arcilla	% Arcilla	% Arcilla
XRD	Kaolinita 20 Ilita 25 Esmectita 15	Kaolinita 67 Ilita 25 Esmectita 3 Clorita 5	Kaolinita 65 Ilita 25 Esmectita 10	Kaolinita 70 Ilita 28 Esmectita 1 Clorita 1
CEC	28 kg/m ³	6 Kg/m ³	12 Kg/m ³	6 Kg/m ³



3.2.1. Topes de Formaciones

Nivel del Terreno : 914.14 ft

Elevación de la mesa rotaria : 944.14 ft

TABLA 13
TOPES DE FORMACIONES

Topo de la Formación	Espesor (pies)	*PVV BMR (pies)	*PVV BMR (pies)
Orteguaza	850	-4515	5460
Tiyuyacu	1500	-5300	6244
Tena	950	-6850	7794
Napo	1150	-7828	8772
Caliza A	70	-8451	9395
U superior	50	-8518	9462
U inferior	50	-8600	9544
Caliza B	20	-8690	9634
T superior	80	-8718	9662
T inferior	50	-8780	9724
Hollín superior	30	-8952	9896
Hollín inferior	83	-89878	9931
Base de Hollín Inf.		-9070	10014

*PVV BMR : Profundidad vertical verdadera bajo mesa rotaria

*PVV BNM : Profundidad vertical verdadera bajo nivel del mar



3.2.2. Objetivos geológicos

- Objetivo Primario

Nombre de la formación	Hollín inferior
Edad Geológica	Cretácico
Tope	-8987
Base	-9070
Litología	Arenisca cuarzosa limpia
Presión de Reservoirio estimada	4300 psi
Temperatura al tope	205 °F
Fluido esperado	Petróleo 27.5 °API

- Objetivo secundario

Nombre de la Formación	T Superior / U Inferior
Edad Geológica	Cretácico
Tope	-8718 / -8600
Litología	Arenisca / Lutitas
Presión de Reservoirio estimada	1250 - 1450 psi
Temperatura al tope	200 - 196 °F
Gradiente de Temperatura	0.0228 °F / ft
Fluido esperado	Petróleo 28 - 27.5 °API



3.3. Problemas esperados durante la perforación (Pega de Tubería)²

En operaciones de perforación, la tubería se considera pegada cuando no se la puede subir, bajar o girar. La pega de la tubería puede ser causado por varios mecanismos diferentes. Situaciones típicas de pega de tubería son:

- Efecto de la presión diferencial.
- Empaquetamiento.
- Pozo estrecho.
- Ojo de llave.

3.3.1. Pega diferencial

La mayoría de los incidentes de pega de tubería es causada por efectos de la presión diferencial. Las excesivas presiones diferenciales a través de zonas permeables de menor presión pueden ser causa de que la sarta de perforación empuje sobre la pared del pozo y se quede atascada.

La pega diferencial se puede identificar por las siguientes características:

- La tubería queda pegada después de estar inmóvil por algún tiempo.



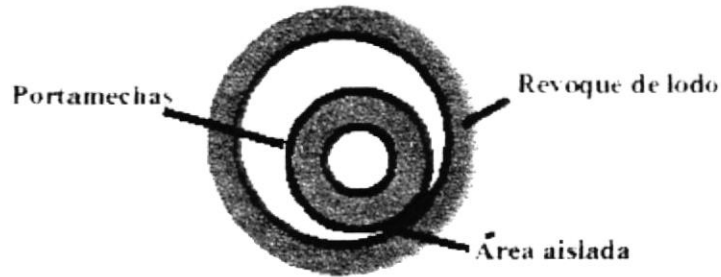
- No se puede hacer girar ni mover la tubería mientras se circula

Para evitar o minimizar el riesgo de pega diferencial, debe ajustarse a las siguientes pautas:

- Perforar dentro de la práctico con el mínimo peso de lodo.
- Mantener un bajo índice de filtración.
- Mantener a un mínimo los sólidos de bajo peso específico.
- No dejar nunca que la tubería de perforación quede inmóvil por ningún periodo de tiempo.
- Repasar toda la sección de insuficiente diámetro.



En el momento de pegarse



Después de un corto lapso de tiempo



FIGURA 3.1. PEGA DIFERENCIAL DE TUBERIA

3.2.2. Empaquetamiento

Los sistemas de fluido de perforación con características deficientes de suspensión presentan fuertes tendencias al empaquetamiento.

Se presentan las siguientes condiciones en un empaquetamiento:

- No hay circulación.
- La tubería no se puede mover.
- La tubería no se puede rotar.



Causas

- Insuficiente peso del fluido de perforación.
- Hidratación de las lutitas.
- Insuficiente capacidad de acarreamiento del fluido.

Soluciones

- Incrementar el peso del fluido de perforación.
- Usar un fluido de perforación que inhiba las lutitas.
- Aumentar la capacidad de acarreamiento del fluido de perforación con el incremento del punto cedente.

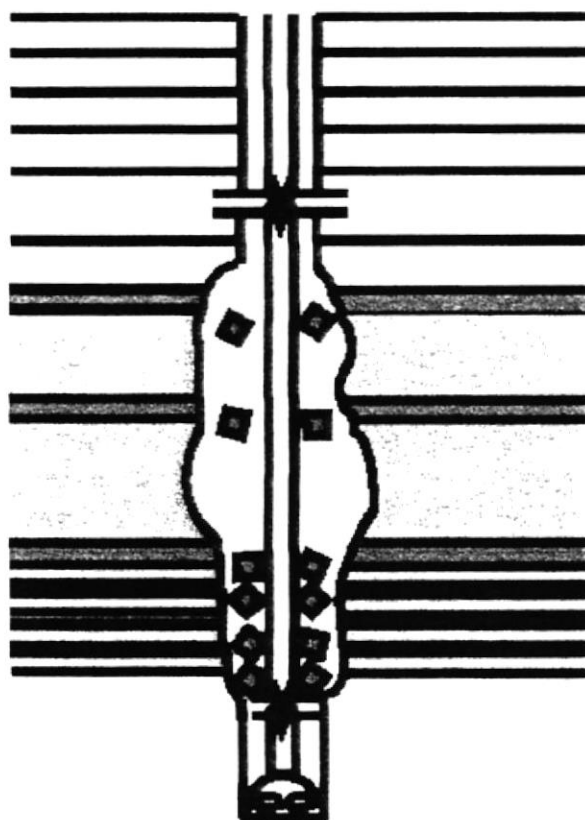


FIGURA 3.2. EMPAQUETAMIENTO DE TUBERÍA

3.3.3. Pozo estrecho

La estrechez del pozo es un estado en que el diámetro del pozo es menor que el diámetro de la broca usada para perforar esa sección. La estrechez del pozo puede resultar por cualquiera de las causas siguientes:

- Formaciones de fluencia plástica
- Acumulación de revoque en una formación permeable.

Formación de fluencia plástica

Una formación de fluencia plástica es una formación que es plástica (fácilmente deformable cuando es forzada y que puede fluir dentro del pozo). Cuando estos tipos de formaciones son penetrados por la barrena, el hueco está en calibre. Pero cuando la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido de perforación es menor que la presión de formación, se produce desbalance, la formación fluye y el diámetro del pozo disminuye.

La estrechez del pozo es un problema común cuando se perfora gruesas secciones de sal con un lodo de aceite. La sal puede fluir dentro del pozo y estrechar esa sección.

Cuando existen formaciones de sal plástica, por lo general están a más de 5000 pies de profundidad. El emplazamiento de agua dulce es la mejor manera de despegar una tubería de una formación plástica.

Acumulación de revoque

Se produce acumulación de revoque cuando un fluido de perforación tiene deficiente filtración a través de una zona



permeable. Una acumulación excesiva de revoque puede ser también causada por:

- Alto porcentaje de sólido de bajo peso específico
- Alta presiones diferenciales(peso de lodo excesivo)

Soluciones

- Incrementar el peso del lodo para controlar la presión de formación.
- Reducir el filtrado para formar una costra delgada

3.3.4. Ojo de Llave

El ojo de llave es una situación que se encuentra con frecuencia en pozos desviado, en la que la tubería de perforación penetra en la pared por desgaste.

La normal rotación de la sarta de perforación corta dentro de la pared de la formación en áreas desviadas donde la tensión de la tubería de perforación crea presión contra los costados del pozo.

Se puede diagnosticar "Ojo de llave " cuando la tubería de perforación puede ser movida hacia arriba y hacia abajo



dentro del alcance de las distancias de unión de herramientas, hasta que el portamecha llegue al ojo de llave, mientras que la rotación de la tubería y la circulación continua normal.

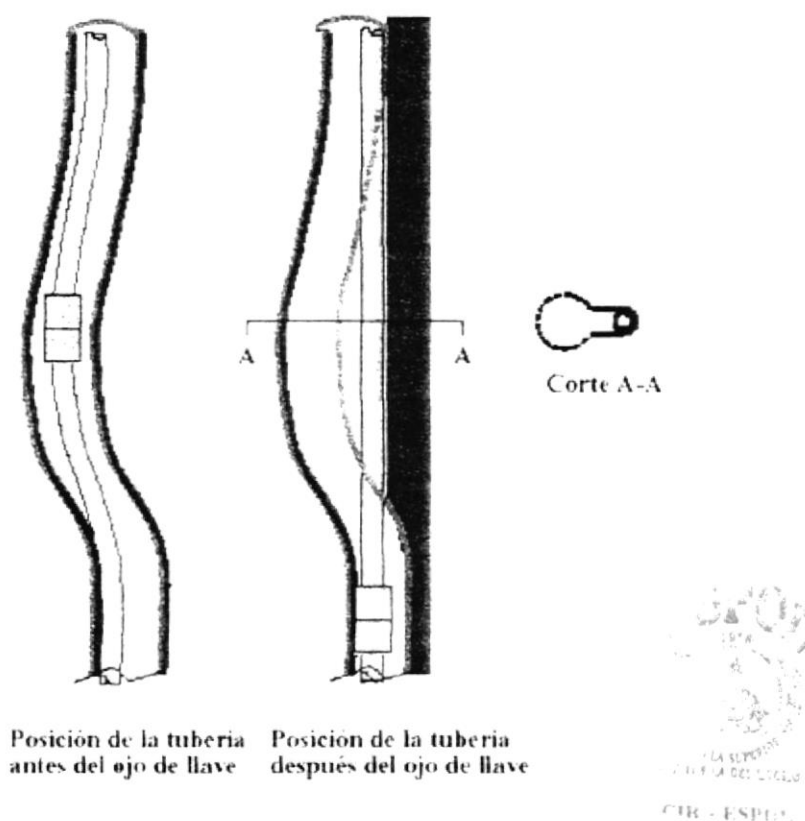


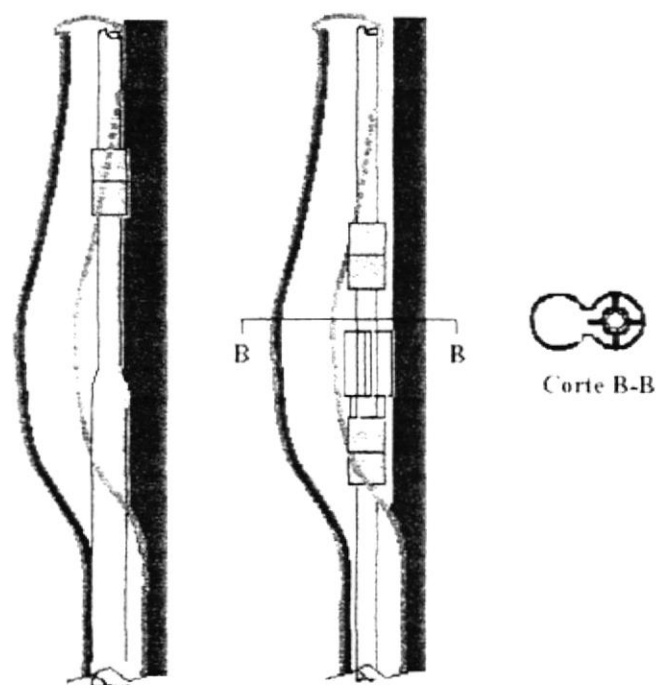
FIGURA 3.3. OJO DE LLAVE

Una medida preventiva es controlar cuidadosamente la desviación superior del pozo y la severidad del desvío en forma de pata de perro por toda la trayectoria del pozo de

sondeo. Esta acción eliminará la fuerza que lleva a la creación del ojo de llave.

Una vez que se ha formado un ojo de llave la mejor solución es repasar las porciones de escaso diámetro del pozo con barrenas ensanchadoras. Esta acción solucionará el problema inmediato de la tubería atrapada, pero el ojo de llave puede volver a formarse si no se adoptan medidas preventivas.

Respasando el ojo de llave



Portamechas trabado en el ojo de llave Acción ensanchadora de agrandamiento del ojo de llave

FIGURA 3.4. REPASO DEL OJO DE LLAVE

3.4. Perforación de los pozos.

3.4.1. Resumen técnico

Sacha 175H

Se inició el movimiento del equipo Nabors 718 y campamento de la base el 7 de junio del 2001 y se finalizó el armado el 16 de junio del 2001, a un costo de US \$433.988 incluido los items de tarifa diaria de movimiento y de transporte.

La perforación del pozo Sacha 175-H se realizó en 90 días y 19 horas es decir 47 días más de lo programado. Se perforó las diferentes secciones de casing 20", 13-3/8", 9-5/8", asentando los mismos según el well plan. En la sección de 7" se perforó hasta 10.794 ft PM, previamente con algunos indicios de pegamiento. Al sacar la tubería a 10.541 ft PM se pierde circulación y se pega la tubería por empaquetamiento, se martilla abajo y arriba y se tensiona hasta con 400.000 lbs, sin resultados. Se baja coild tubing para disparar con cañón a 10.378 ft PM y luego se detecta punto libre, se realiza backing off dejando pescado a 10.326 ft MD. Se baja BHA de pesca, se trabaja sobre pescado martillando arriba y abajo



con carga máxima de 95.000 lbs y tensión máxima de 550.000 lbs, sin resultados.

Se detecta nuevamente punto libre y se baja herramienta de corte explosivo detonando la carga a 9.940 ft PM dejando abandonado en el pozo parte del BHA de fondo. Se realiza tapón balanceado para sidetracking No 1 a partir de 9.700 ft PM, se perfora direccionalmente hasta 9.991 ft PM en donde se comprueba estar en el hoyo original.

Se realiza nuevo tapón de cemento para sidetracking No 2 a partir de 8.885 ft PM se continua perforando direccionalmente con indicio de pegamiento diferencial hasta 10.641 ft PM. Se baja liner 7" hasta 10.312 ft PM, donde se atranca quedando una sección sin revestir. Petroproducción decide continuar en esas condiciones perforando la ultima sección horizontal hasta 11.820 ft PM pero por no tener avance se decide que sea la profundidad total.

Pozo Sacha 173-H

Se inicio el movimiento desde el pozo Sacha 175-H hasta el pozo Sacha 173-H, el 15 de Septiembre del 2001 y finaliza el



22 de Septiembre del 2001, a un costo de USD 285,679, Includa las dos tarifas de costo diario mas costo por trasporte.

La perforación del pozo se la realizó en 70 días mas 19 horas, utilizando la misma geometría del pozo anterior para las diferentes secciones de acuerdo al programa. Al perforar la sección del casing 9 5/8" con broca 12 ¼" se observa algo de derrumbe de la formación Ortegaza l a partir de 8.549 ft PVV, así como también de lutitas Napo a 9.552 ft PM, por lo que se incrementa el peso del lodo a 10,3 lpg. Se continua perforando hasta 9.674 ft PM en donde nuevamente existe gran cantidad de desprendimiento de lutitas por el gran numero de ripios en las mallas de la zaranda, motivo por la cual se incrementa el peso del fluido de perforación Visplex a 10,5 lpg.

Al perforar a partir de 10.108 ft PM se presenta incremento de presión y alto torque con varios intentos de atrapamiento de la tubería con dificultad para continuar avanzando. Se baja el casing 9 5/8" hasta 10.478 ft PM y se continua perforando la sección 8½" con problema de empaquetamiento a diferentes profundidades y teniendo que repasar cada parada perforada,



utilizando además hasta 55 lpb de carbonato de calcio para atravesar las arenas U y T, altamente depletadas disminuyendo de alguna forma el pegamiento diferencial, se sigue usando píldora de alta y baja reología para mejorar la limpieza del pozo.

A partir de los 10.478 ft PM se incrementa el peso del fluido de perforación Visplex a 10,8 lpg, por presencia de lutitas deleznable. En esta sección se utiliza el GST en el ensamblaje direccional para poder aterrizar lo más exacto posible puesto que se tenía lecturas en tiempo real mas cerca de la broca. Se baja el liner hasta 11.143 ft PM el técnico de la contratista no pudo asentar liner, el mismo que queda en el fondo. Se decide cementar bajando con retenedor de cemento. Se baja junk mill para perforar cemento, el mismo que se saca por mínimo avance y se baja broca tricónica 6 1/8" la que perfora cemento y retenedor de cemento. La broca sale sin un cono. Se baja nuevamente junk mill para moler el cono, magneto, canasta de desperdicio y recuperar resto del cono.



Se perfora la última sección de 6 1/8" hasta 12.590 ft PM, con 1.447 ft de longitud en la parte horizontal y se baja liner ranurado hasta 12.587 ft PM.

3.4.2. Análisis Técnico

Sacha 175-H

El objetivo de Petroproducción con la perforación de este pozo fue el de probar la existencia de hidrocarburo en las formaciones Napo y Arenisca Hollín inferior, pero en la realidad se navegó en la Hollín Superior.

Sacha 175-H es el primer pozo horizontal perforado por Petroproducción en el campo Sacha donde de acuerdo al well plan presentado por la contratista se tenía que alcanzar la profundidad total con un hueco de 6 1/8" con respecto a la mesa rotaria de 12.725 ft PM y 9.946 ft PVV. Además se programó finalizar en 43,4 días de perforación, siendo 90 días y 19 horas los realmente utilizados.

La falta de planificación por iniciar el proyecto sin bases técnicas debidas, hizo que no se disponga de todas las informaciones necesarias para tener mejores resultados.



Además la no-participación del personal involucrado en operaciones de perforación en la planeación del well plan, contribuyó a tener tiempos y costos elevados en la ejecución misma, en este caso del primer pozo.

La Contratista tenía un estudio de evaluación de estabilidad de pozo para la formación Hollin, en donde se recomendaba alto peso de lodo para atravesar las lutitas fisiles, altamente deleznable, pero ni siquiera leyeron ese estudio para incorporarlo al well plan.

Algo similar sucedió con el programa de fluido de perforación para atravesar las diferentes secciones de la geometría del pozo. Se adjunto al well plan exactamente el mismo programa utilizado en Repsol-YPF, sin considerar que ellos horizontalizan sus pozos principalmente en la Arenisca M-1, lo que significa menos peso de lodo y sin consultar datos de especificaciones de fluidos de perforación de pozos verticales vecinos perforados por Petroproducción.

La excesiva confianza que se tenía a la contratista por parte de Petroproducción, para que ellos realicen por su cuenta la



planeación, ejecución y toma de decisiones que de acuerdo a lo sucedido son muy diferentes, esto sumado al convencimiento por parte de la contratista que en Petroproducción no se conocía de perforación, siendo todo lo contrario, en de donde hay técnicos con mucha experiencia de 20 años y no consultó a ellos para nada.

Los problemas operacionales causados en el pozo Sacha 175-H se debió principalmente a la falta de utilización de buenas práctica de perforación. Por ejemplo cuando el pozo estaba empaquetado por los excesivos back reaming en vez de ir recuperando y circulando con bomba, se tensionaba la sarta de perforación hasta con 500.000 lbs sin ningún resultado, como es lógico en zonas depletadas cuyo diferencial de presión es por el orden de 3.200 psi Y dependiendo del área de contacto se debería liberar con mas de 1.000.000 lbs, lo que es imposible.

Otro factor importante que contribuyó en tener dos sidetrackings, dejando un ensamblaje direccional con un costo cercano al US\$ 1.000.000, fue el fluido de perforación Visplex.



Sacha 173-H

Sacha 173-H es el segundo pozo horizontal perforado por Petroproducción en el campo Sacha, siendo el objetivo navegar en la arenisca Hollín Inferior, que ahora si se cumplió, para poder probar las reservas almacenadas en este yacimiento. El tiempo programado de acuerdo al well plan fue de 56,3 días de perforación pero que en realidad fueron 71 días más 16 horas.

Una vez conocido el well-plan a ejecutarse el único cambio observado con relación al pozo anterior fue el asentamiento del casing de 9 5/8" hasta la base de la formación T, siendo lo correcto para minimizar el pegamiento diferencial de las arenas U y T, no como en el pozo anterior que se bajó 200 ft sobre el tope Napo en MD con los consecuentes problemas operacionales. En este pozo se olvidaron de asentar el revestimiento de 13 3/8" mas abajo, es decir por lo menos aislar la formación Chalcana que quedo abierta lo que provocó derrumbes constantes por lo que se incrementó el peso de lodo para tener una mejor estabilidad, pero se incrementó demasiado por lo que se presentó pegamiento



diferencial al pasar por las arenas U y T por la cual se utilizó Camix hasta 55 lpb, teniendo por lógica un costo elevado del fluido de perforación, avance de perforación mas lentos, problema de empaquetamiento por derrumbe, presencia de pegamiento diferencial, lo que fácilmente se pudo haber evitado.

Se continuó con los mismos problemas del fluido de perforación Visplex indicado en el pozo anterior, se mejoró en la toma de decisiones en lo referente a la aplicación de buenas y más adecuadas practica de perforación, puesto que cada operación pasaba por Petroproducción para que en conjunto con el representante de la contratista se tomara una mejor decisión.

CAPITULO 4

4. ENSAYOS ESPECIALIZADOS EN LABORATORIO ²

4.1. Determinaciones Reológicas.



Objetivo.

Determinar las propiedades reológicas y características tixotropicas del sistema Visplex.

Descripción del equipo.

Para realizar esta prueba se utiliza el Viscosímetro multirotacional Fann, modelo 35. La medida básica es el esfuerzo al corte necesario para hacer girar un rotor sumergido en el fluido de perforación que



se prueba, el cual esta contenido en un vaso que se mantiene estático.

El Viscosímetro opera a las velocidades de rotación de 3, 6, 100, 200, 300 y 600 r.p.m. efectuando los cambios de velocidades por medio de engranaje y cambios de velocidades del motor.

Las lecturas del valor del esfuerzo de corte obtenida a 300 y 600 r.p.m. en el viscosímetro, están dentro del régimen de flujo laminar de los fluidos de perforación.

El valor de "k" es una indicación de la consistencia de un fluido denominado "Índice de Consistencia ", k es el valor del esfuerzo de corte a una tasa de corte de 1 seg^{-1} .

El valor de "n" es un indicador del comportamiento no-Newtoniano de un fluido, se lo obtiene de la relación numérica entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte de un fluido en un grafico log-log.



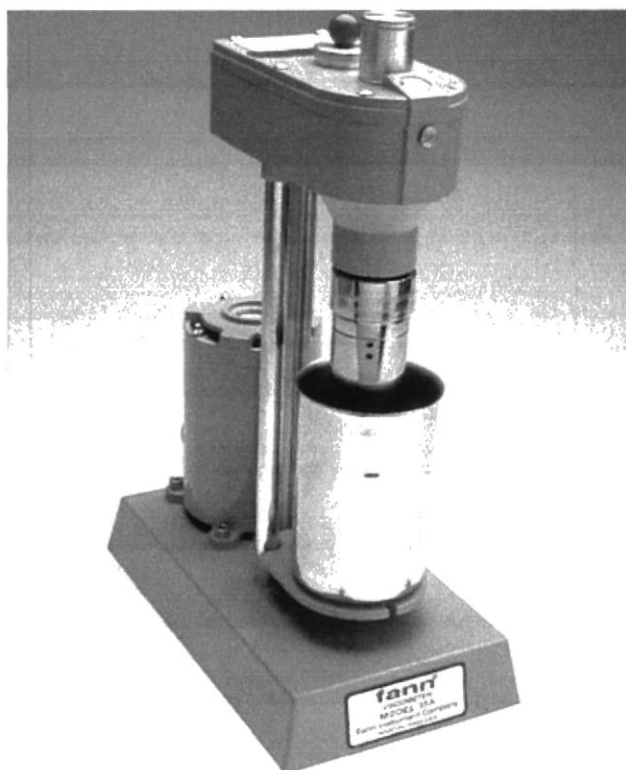


FIGURA 4.1 VISCOSIMETRO FANN 35

Procedimiento

- Antes de hacer la prueba, se debe agitar la muestra del fluido de perforación a una velocidad alta durante varios minutos.
- Se coloca el vaso en la base elevándolo hasta que el nivel del fluido coincida con la marca en el rotor, fijándolo con el tornillo.
- Se arranca el motor y se toma la primera lectura de 3 r.p.m. de un minuto de haber iniciado la agitación.

- Se cambia la velocidad del rotor tomando la siguiente lectura de 6 r.p.m. y así sucesivamente hasta llegar a la última lectura de 600 r.p.m.

Como resultados se reportaran:

Viscosidad Aparente, $V_a = L_{600} / 2$, cps

Viscosidad plásticas, $V_p = L_{600} - L_{300}$, cps

Punto de cedencia, $P_c = L_{300} - V_p$, lb / 100 pies²

Relación de viscosidad plástica con punto de cedencia, P_c / V_p

Perfil de la distribución de la velocidad, $n = 3.32 \log (\tau_2 / \tau_1)$

Índice de consistencia, $K = \tau_2 / (\gamma_2)^n$, lb-seg / 100 pies².

Luego para medir las propiedades tixotropicas del fluido de perforación se siguen los siguientes pasos:

- En este caso el viscosímetro opera a 3 r.p.m.
- Se arranca el motor a 600 r.p.m. con el fin de agitarlo durante 2 minutos e inmediatamente se cambia la velocidad a 3 r.p.m, dicha lectura corresponderá al valor de la gelatinosidad a 10 segundos llamada también de cero minutos.
- Se deja en reposo la misma muestra durante 10 minutos más. Al termino de este lapso se efectuara cuidadosamente la lectura a 3 r.p.m. correspondiente al punto máximo alcanzado antes del rompimiento del gel.

Las lecturas obtenidas se registran como:

Gelatinosidad inicial = $L_{3\text{ r.p.m.}}$ a 10 segundos (lb / 100 pies²).

Gelatinosidad a 10 minutos = $L_{3\text{ r.p.m.}}$ a 10 minutos (lb / 100 pies²).

TABLA 14
RESULTADOS DEL VISCOSÍMETRO FANN

r.p.m.	γ (seg ⁻¹)	Lecturas	τ (lb/100 pies ²)	Viscosidad (cp)
600	1020	57	60.82	28.5
300	510	43	45.88	43.0
200	340	39	41.61	58.5
100	170	36	38.41	108
6	10.2	29	30.94	1450
3	5.1	28	29.87	2800

$$V_a = 57 / 2 = 28.5 \text{ cps}$$

$$V_p = 57 - 43 = 14 \text{ cps}$$

$$P_c = 43 - 14 = 29 \text{ lb / 100 pies}^2.$$

$$P_c / V_p = 29 / 14 = 2.071$$

$$n = 3.328 \log (57/43) = 0.404.$$

$$K = 57 / (1022^{0.404}) = 3.46 \text{ lb-seg / 100 pies}^2.$$

$$\text{Gelatinosidad a 10 segundos} = 32 \text{ lb / 100 pies}^2.$$

$$\text{Gelatinosidad a 10 minutos} = 67 \text{ lb / 100 pies}^2$$



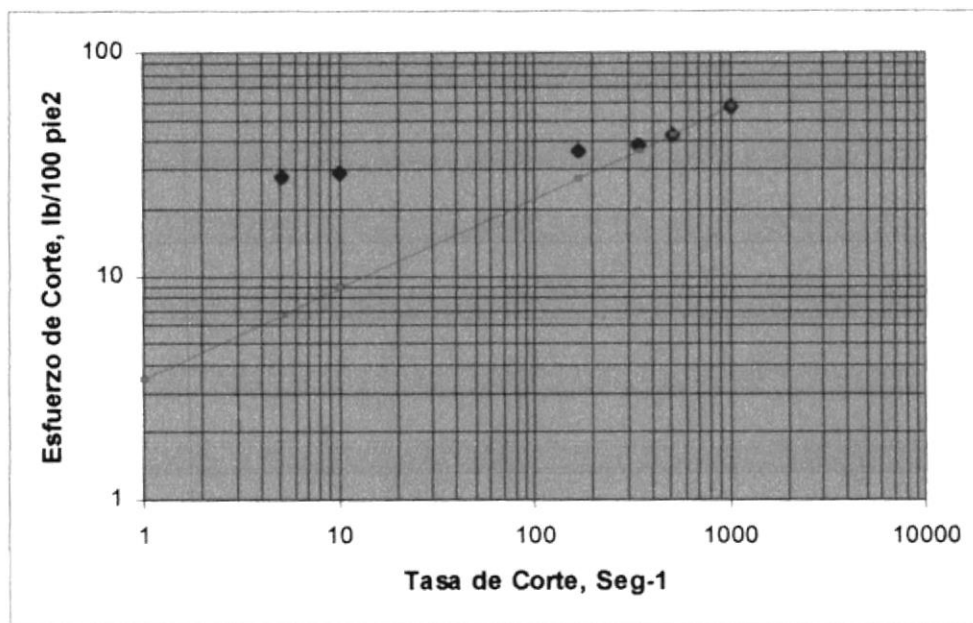


FIGURA 4.2 REPRESENTACION GRAFICA DE "k" y "n"

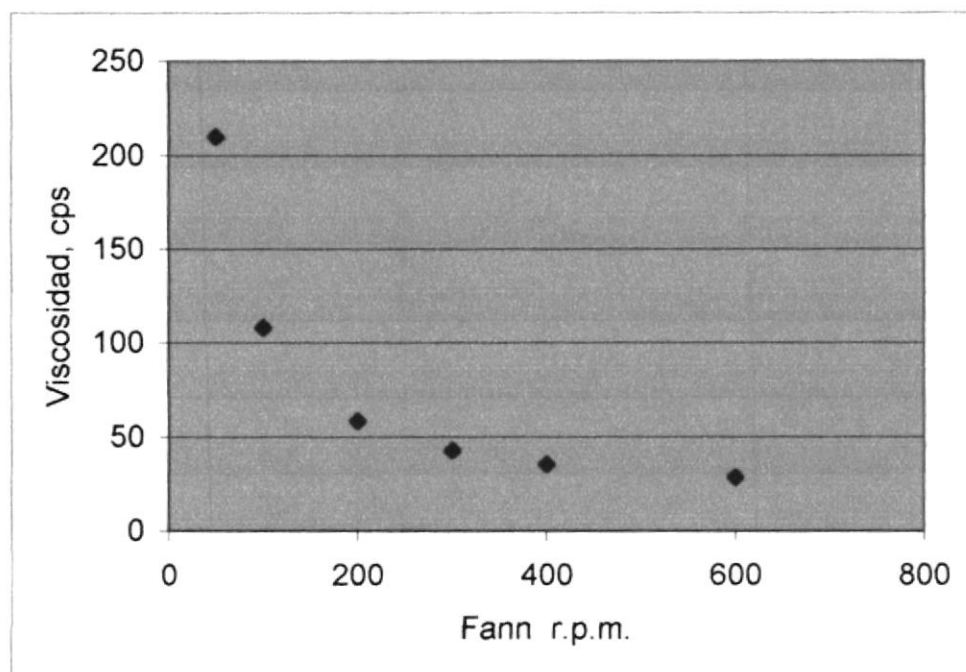


FIGURA 4.3 CURVA DE VISCOSIDAD.

4.2. Propiedades de filtración

Objetivo

La prueba consiste en determinar la cantidad de líquido que se extrae de una muestra del fluido de perforación Visplex.

Descripción del Equipo

Medida de la filtración es importante para el control y tratamiento del fluido de perforación. El filtrado recolectado es una medida de la cantidad relativa de fluido en la pérdida de lodo de perforación a una formación permeable. Valores de pérdidas de fluidos de 10 a 20 ml / 30 minutos son suficiente en la mayoría de situaciones. Estudios químicos del filtrado son necesario en cualquier programa de control de fluido de perforación. Análisis de la torta depositada tales como espesor, composición y consistencia son consideraciones importantes. Estas características son controlada por el tipo y cantidades de sólidos en el fluido y sus interacciones físicas y químicas. Diferentes temperaturas y presiones pueden tener un gran efecto sobre el control de filtrado.

El filtro prensa consta de las siguientes partes:

- Tapa superior



- Empaque
- Celda
- Papel filtro
- Malla
- Tapa inferior
- Tubo de filtración

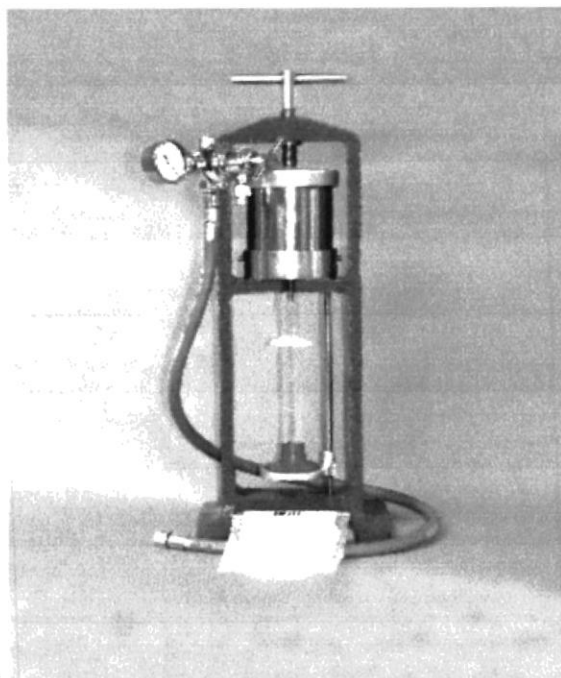


FIGURA 4.4 FILTRO PRENSA

Procedimiento

- Se tienen limpias y secas todas las partes del equipos
- Se chequean los empaques de caucho para asegurarse que estén en buen estado.
- Se arman los componentes de la celda. Se la llene con 350 centímetro cúbico de muestra de fluido de perforación, luego se la coloca en el marco y se la tapa fuertemente
- Se pone una probeta graduada debajo del tubo de descarga de la celda para cuantificar el volumen del filtrado.
- Se cierra la válvula de escape para ajusta el regulador de presión hasta obtener 100 psi. A partir de ese momento se comienza a tomar el tiempo.
- A los 30 minutos se mide el volumen de filtrado, se cierra la válvula de presión y se abre la válvula de escape.
- Se registra el volumen del filtrado (°API) en centímetros cúbico.

Resultados

Volumen de Filtrado : 8.2 cc.



4.3. Curvas de pH

Objetivo

Comparar las curvas de pH del Visplex con la del Alplex, ambos utilizados como inhibidores de luitas.

Procedimiento

- Prepara 100 ml de diferentes concentraciones (1, 2 y 3 lpb) de Alplex y Visplex.
- Ubicar un vaso con 100 ml de diferentes concentraciones sobre el agitador magnético, para luego agregar pequeñas cantidades de ácido sulfúrico para disminuir el pH.
- Agitarlo por dos minutos y esperar que el potenciómetro se estabilice para luego tomar la lectura de pH

Equipos utilizados

- Pipetas
- Vasos
- Ácido sulfúrico con 0.02 N de concentración
- Agitador magnético
- Potenciómetro



TABLA 15

RESULTADOS DE VARIACIÓN DE pH DEL ALPLEX

H ₂ SO ₄ ml	pH(1lpb)	H ₂ SO ₄ ml	pH(2lpb)	H ₂ SO ₄ ml	pH(3lpb)
0	10.09	0	10.28	0	10.40
2	10.00	3	10.23	4	10.36
4	9.95	9	10.15	10	10.30
6	9.89	17	10.05	16	10.25
9	9.83	25	9.96	22	10.20
12	9.75	29	9.92	28	10.14
15	9.67	39	9.87	36	10.08
19	9.57	49	9.71	44	10.00
23	9.45	54	9.64	54	9.90
28	9.26	60	9.52	64	9.79
33	8.96	65	9.43	74	9.65
38	8.44	70	9.32	84	9.52
40	8.12	75	9.19	94	9.31
42	7.69	80	9.02	104	9.07
44	7.33	85	8.75	114	8.63
45	7.21	90	8.46	124	7.91
46	7.12	95	8.10	130	7.46
47	7.02	100	7.68	134	7.13
48	6.93	110	7.00	136	7.01
49	6.88	120	6.43	142	6.73
51	6.77	125	6.26	148	6.35
53	6.65	130	6.12	155	6.03
56	6.51	135	5.61	158	5.92
60	6.22	140	5.75	161	5.74
64	5.94	145	5.53	165	5.58

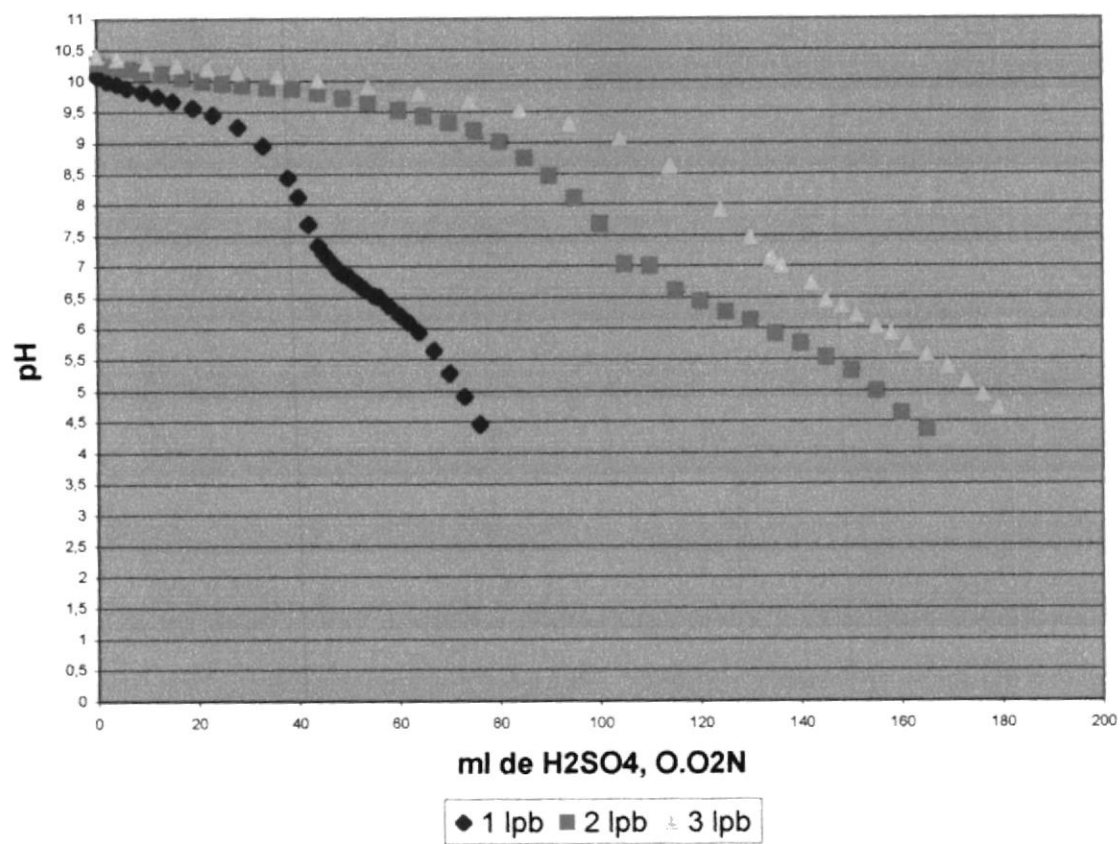


FIGURA 4.4 CURVA DE pH DEL ALPLEX

TABLA 16
RESULTADOS DE VARIACIÓN DE pH DEL VISPLEX

H ₂ SO ₄ ml	pH(1 lpb)	H ₂ SO ₄ ml	pH(2 lpb)	H ₂ SO ₄ ml	pH(3 lpb)
0	9.14	0	9.42	0	9.72
1	8.72	0.2	9.32	1	9.53
2	8.43	1.0	9.22	2	9.22
3	8.07	2.0	8.99	3	8.92
3.5	8.03	3.0	8.78	4	8.73
4.0	8.00	4.0	8.57	5	8.54
5.0	7.87	6.0	8.36	6	8.36
6.0	7.75	8.0	8.19	7	8.24
8.0	7.46	12	7.86	12	7.92
10.0	7.26	15	7.73	14	7.82
12	6.99	21	7.56	16	7.78
13	6.94	28	7.36	20	7.72
15	6.84	34	7.27	26	7.68
18	6.64	42	7.21	32	7.68
22	6.44	50	7.09	37	7.35
26	6.24	50	7.09	42	7.28
30	6.09	58	6.90	47	7.22
34	5.93	66	6.78	52	7.16
38	5.86	76	6.70	58	7.08
42	5.83	86	6.58	68	6.83
46	5.75	96	6.58	78	6.76
50	5.60	96	6.52	86	6.70
54	5.45	111	6.40	96	6.66
60	5.30	126	6.28	110	6.54
56	5.15	146	6.16	125	6.41
62	5.03	166	6.04	145	6.29
66	4.93	186	5.92	165	6.16
70	4.85	211	5.80	170	6.02

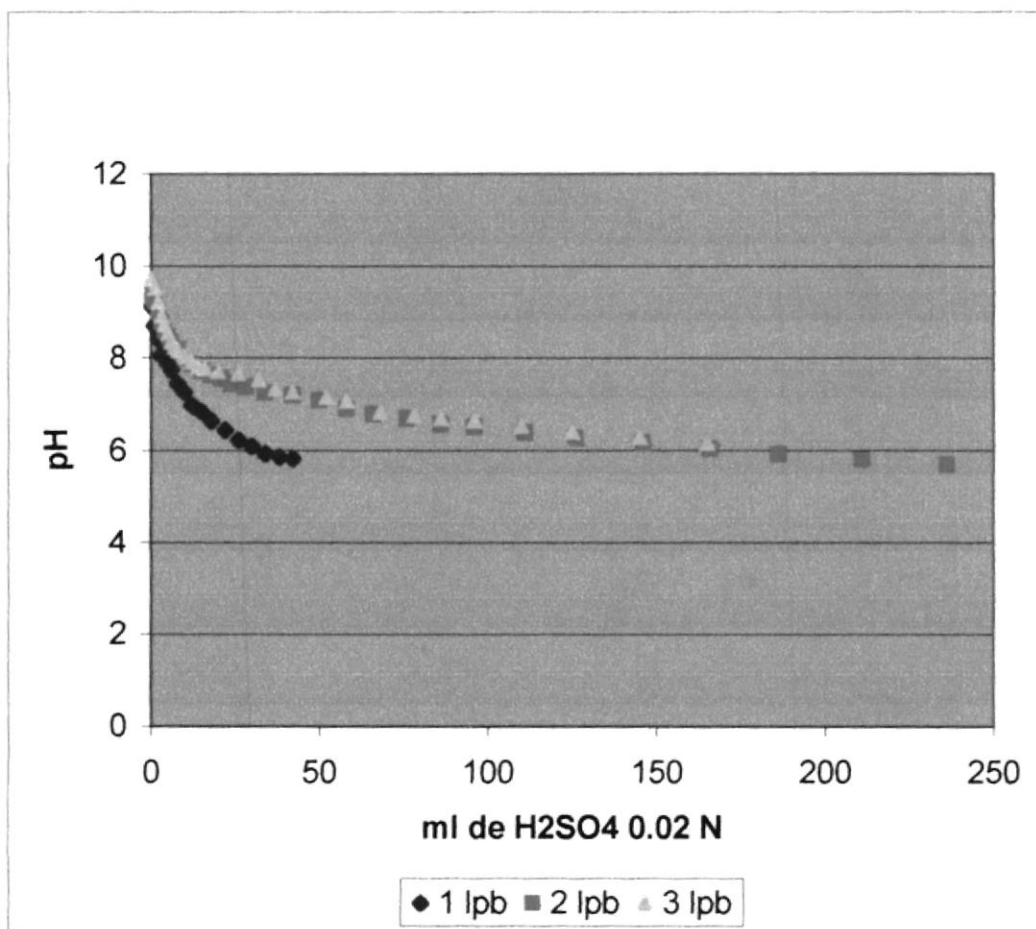


FIGURA 4.5 CURVA DE pH DEL VISPLEX

4.4. Inhibición

Objetivo

Comparar los resultados de Inhibición del Visplex con los del Aplex y Nitrato de potasio.

Descripción del equipo:

El equipo de succión capilar mide el tiempo que tarda una determinada cantidad de agua de un fluido en trasladarse radialmente entre dos electrodos sobre el papel filtro poroso grueso.

Este ensayo mide las propiedades hidratantes y de dispersión de las lutitas por simulación de fuerzas cortantes y químicas presente durante la perforación. Para este ensayo del tiempo de succión capilar, el contenido de sólidos en las lutitas y el tiempo de mezclado son mantenido constante, mientras que las características químicas tales como el pH y la salinidad se hacen variar.

El instrumento de CST consiste de dos componentes que están separadas, la unidad de filtración con los electrodos, y un medidor de tiempo. El método es rápido y fácil de usar. Una muestra del sistema acuoso a ser probada es colocada en el cilindro y la presión del papel filtro debajo de la muestra expande el filtrado.

El valor de tiempo de succión capilar es una indicación de la permeabilidad. Las partículas muy dispersables dan valores de baja permeabilidad del revoque alto CST, Las partículas floculadas dan valores de alta permeabilidad de la torta y bajo CST, El valor de CST



depende del tipo de sólidos y el contenido de la lechada, el grado de mezclado, pH, salinidad, tipo y concentración de desfloculante o dispersante, y tipo y concentración de polímeros

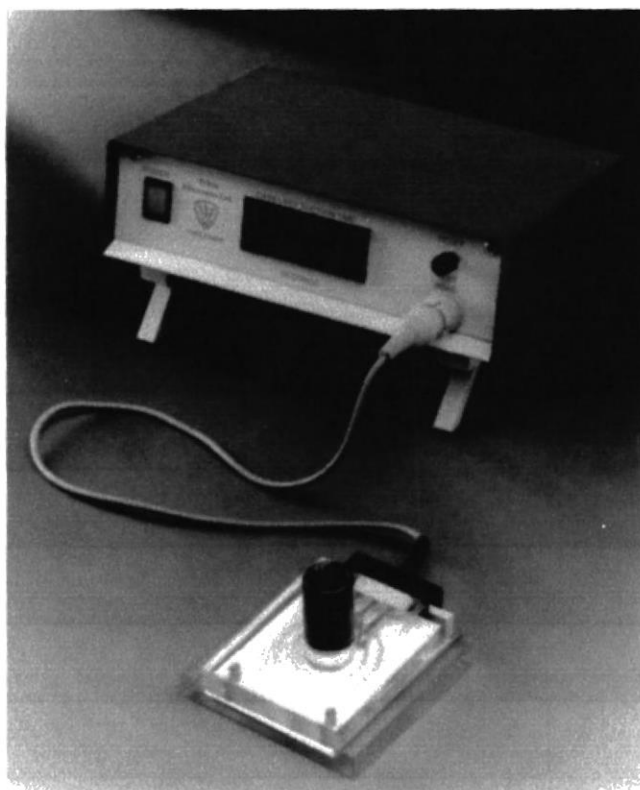


FIGURA 4.5. EQUIPO DE CST

El filtrado se extiende radialmente en un arreglo elíptico con el arranque del contador de tiempo cuando el líquido alcanza el primer par de electrodos. Cuando el líquido alcanza el tercer electrodo, el

contador de tiempo se detiene, la lámpara se enciende y una señal es escuchada

Equipo Utilizados

- Equipo de succión capilar
- mini licuadora
- Calentador
- Jeringuilla desechable
- Malla N° 100
- Agua oxigenada
- Un mortero o Pulverizador
- Una balanza electrónica
- Minicopa
- Vasos de vidrio
- Potenciómetro

Procedimiento

- Colocar 10 gramos de muestra en el vaso de vidrio para luego mezclarla con 50 ml de agua oxigenada, se la calienta hasta que se evapore todo el líquido y la muestra quede completamente seca.

- Después que las muestras estén secas se las pulveriza hasta que pasen por la malla N° 100.
- Se pesa 1 gramo de la muestra que ha sido tamizada y con la pipeta se coge 12 ml del fluido de prueba, para luego colocarlos en la mini licuadora durante 90 segundos.
- Se toma 3 ml de la mezcla con la jeringa y después se la ubica en el cilindro del equipo de succión capilar.
- Se anota la lectura del tiempo de succión capilar..
- Para realizar otra prueba se debe lavar con agua todos los equipos utilizados.

TABLA 17
RESULTADOS DE TIEMPO DE SUCCION CAPILAR

Profundidad (pies)	Alplex pH=9.5	Alplex pH=8.5	Visplex pH=9.5	Visplex pH=8.5	K ⁺ 30000 ppm pH=9.0
4200-4250	1176.3	1130.3	250.3	195.3	60.3
4750-4800	1253.6	1077.9	405.9	390.6	49.6
5200-5250	2580.6	2545.8	127.5	104.4	50.2
5700-5750	1079.5	890.5	130.7	200.6	66.1
6250-6300	2055.5	2109.3	130.3	85.2	50.1
6750-6800	2030.6	1958.3	531.6	415.6	86.2
7950-8000	600.7	540.7	327.3	309.5	86.2
9040-9060	903.0	890.6	2520.6	180.9	60.6
9240-9260	613.6	425.9	268.3	261.3	55.7
9450-9460	1341.6	1215.6	119.4	106.3	35.9
9690-9700	1080.3	1060.3	320.2	310.5	43.1
10310-10320	2608.3	25985.5	415.6	398.5	60.3
10510-10520	1290.3	1190.6	420.6	398.6	63.9
10780-10790	1150.3	1140.6	188.3	180.6	35.7



CONCLUSIONES

1. El sistema Visplex sería excelente para pozos verticales y direccionales hasta 55° de inclinación debido a su alta reología en flujo laminar que permita una buena limpieza en el anular.
2. En la prueba de filtrado del sistema Visplex se obtuvo una muestra bastante clara parecida al agua.
3. El fluido de perforación Visplex no es compatible con el Asfalto que se lo usa para mantener una buena costra, logrando una mejor estabilidad de las paredes del hoyo durante la perforación de lutitas deleznable.
4. El sistema Visplex se comporta igual que un fluido de perforación floculado de Hidróxidos de Aluminio y Magnesio con Bentonita.
5. Con un pH mayor a 9.5 se logra una mayor hidratación de las Lutitas causando inestabilidad de las paredes del hoyo.

ESP

ESP

6. Para poder alcanzar la estabilidad química del Hidróxido de Aluminio y Magnesio, se debe adicionar Bentonita, la cual genera más sólidos de lo esperado, ocasionando un aumento de la viscosidad plástica.
7. Se debe usar un impulsor de tope (top drive) que permita el repaso de la sección perforada en forma inversa, para evitar que la tubería se queda atrapada por la acumulación de cortes en pozos direccionales.
8. Con un aumento de pH el tiempo de succión capilar tiende a incrementar, lo cual indica que las lutitas se dispersan con mayor facilidad.
9. De los resultados obtenidos del tiempo de succión capilar que mide el grado de inhibición, indica que el mejor inhibidor para las muestras de cortes de diferentes formaciones del Pozo Sacha 175-H es el Nitrato de Potasio
11. El fluido de perforación Visplex tiene un bajo nivel de inhibición de acuerdo a los resultados del CST, que es la razón principal para los problemas que se presentaron durante la perforación de los dos pozos horizontales.



RECOMENDACIONES

1. Cambiar el fluido de perforación para minimizar el tiempo no productivo, ocasionados por empaquetamiento del hoyo, embolamiento de la broca, baja inhibición, deficiente limpieza del anular en ángulo mayor de 55° y pega diferencial.
2. Utilizar un mejor sistema de inhibición en el fluido de perforación, con la aplicación de PHPA (Poliacrilamidas Parcialmente Hidrolizada), que tiene la función de encapsular las arcillas perforadas por atracción y adhesión aniónica / cationica para convertirlas en hidrófobas.
3. Para poder llevar a cabo un proyecto de perforación de pozos horizontales se debería en lo posible utilizar buenas practicas de perforación , para evitar problemas durante la perforación.
4. Asentar el revestimiento de 13-3/8" por debajo de las formaciones Orteguzaza y Chalcana debido a que con el trascurso de algunos días las paredes del hoyo de dichas formaciones se derrumban.



5. Para evitar el atrapamiento de tubería por presión diferencial se debe aislar las formaciones Hollín de las Arenas U y T, asentando el revestimiento de 9-5/8" por debajo de la base de la Arena T.



BIBLIOGRAFÍA

1. **OKRAJNI S.S and AZAR, J.J.**, " The Effects of Mud Rheology on Annular Hole Cleaning in Directional Wells ", Paper No 14178, SPE, Annual Technology Conference and Exhibition , Las Vegas , September 22-25, 1985.
2. **NL BAROID**, " Drilling Mud Handbook " , 1983.
3. **MANUAL DE PERFORACION DE MI**, " Tecnología Aplicada a los Fluidos de Perforación ".
4. **J.M. SEHEULT, KELKO OILFIELD GRUP**, " El Impacto de la Goma Xántica Sobre el Desempeño de los Fluidos de Perforación ", Houston, Texas.
5. **PETROLEUM EXTENSION SERVICE**, " Well control for completion and workover " ,The University of Texas at Austin, 1992.

