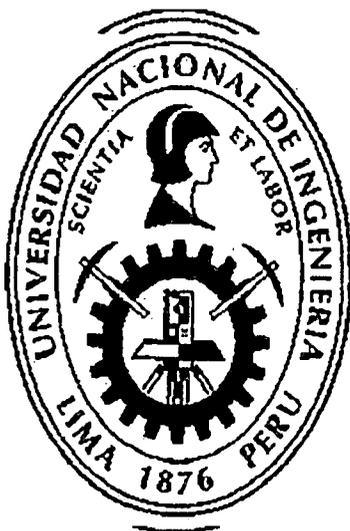


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DEL POZO LO18-
8XD MEDIANTE EL USO DEL FLUIDO BARADRIL-N™”**

**TESIS
PARA OPTAR EL TÍTULO DE PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**ELABORADO POR:
DAVID ISAAC CARRILLO CASTILLO**

PROMOCIÓN: 2009 – II

LIMA – PERÚ

2011

Digitalizado por:

**Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse**

Este trabajo va dedicado a mis padres Inocenta Castillo Santander y Anacleto Carrillo Quezada, por todo su apoyo y amor incondicional en todos los momentos de mi vida, y a todas las personas que siempre me mostraron su cariño y simpatía.

SUMARIO

La Industria del petróleo involucra muchas actividades relacionadas con la fase de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, ya sea petróleo o gas. Dichas actividades son de suma importancia para el desarrollo de la obtención de los hidrocarburos.

Algunas de las actividades antes mencionadas, son las operaciones de perforación de pozos, cuyo principal objetivo es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas de una manera eficaz.

Los fluidos empleados para el desarrollo de dichas operaciones son llamados fluidos de perforación y desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro del referido objetivo.

Las funciones del fluido de perforación describen las tareas que el fluido de perforación es capaz de desempeñar, aunque algunas de éstas no sean esenciales en cada pozo.

En la tesis mencionaremos como trabajan en el pozo los sistemas de fluidos DRIL-N, que están diseñados para que esencialmente no sean dañinos a la formación productora, provean un nivel superior de limpieza del pozo, se presten para fácil limpieza y sean efectivos en relación al costo.

Estos sistemas están diseñados para proporcionar el más bajo posible índice de filtración, a fin de minimizar o evitar daños a la formación.

El sistema BARADRIL-N es uno de los sistemas de fluido especializados dentro de la familia de fluidos DRIL-N de la compañía BAROID. Este sistema es específicamente formulado y diseñado para las operaciones de perforación, Completación o workovers en pozos horizontales y verticales.

**“OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DEL POZO LO18-8XD MEDIANTE
EL USO DEL FLUIDO BARADRIL-N™”**

DEDICATORIA	i
SUMARIO	ii
INDICE	iii
CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Formulación del Problema	1
1.3 Justificación de la Tesis	1
1.4 Formulación de la Hipótesis	2
1.5 Objetivo de la Tesis	2
1.6 Metodología de la Tesis	2
CAPITULO II: CONCEPTOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION	3
2.1 Funciones del Lodo de Perforación	3
2.2 Términos Reológicos	15
2.3 Control de Filtrado del Fluido de Perforación	17
2.3.1 Fundamentos de Filtración	18
2.3.1.1 Filtración Estática	19
2.3.1.2 Filtración Dinámica	22
CAPÍTULO III: SISTEMAS DE FLUIDOS DRIL-N	25
3.1 Fluidos DRIL-N	25
3.2 Sistemas de Fluido DRIL_N	26
3.3 Fluidos DRIL-N versus Situaciones de Perforación	27
CAPÍTULO IV: EL FLUIDO BARADRIL-N EN LA PERFORACIÓN DE POZOS	28
4.1 El Sistema BARADRIL-N	28
4.2 Ventajas del Sistema de Fluido BARADRIL-N	28
4.3 Propiedades que Mejoran el Rendimiento y Protegen las Zonas de Interés.	29

4.4 Regreso de la Permeabilidad	29
4.5 Distribución de Tamaño de las Partículas.	30
4.6 Formulación del fluido BARADRIL-N:	31
4.7 Descripción de los Principales Aditivos Usados para la Formulación de Fluidos BARADRIL-N	32
4.7.1 BARABUF (Estabilizador de PH)	32
4.7.2 BARACARB (Agente Puenteante)	33
4.7.3 N-DRIL HT PLUS (Agente de control de filtrado)	35
4.7.4 N-VIS (Viscosificante)	36
4.7.5 N-VIS P PLUS (Viscosificante)	37

CAPÍTULO V: APLICACIÓN DEL SISTEMA BARADRIL-N DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN 8 ½" DEL POZO LO18-8XD	
	40
5.1 Características del pozo LO18-8XD	40

CAPITULO VI: EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA DE LA PERFORACIÓN DEL POZO LO18-8XD	44
6.1 Formaciones Atravesadas en la Sección 8 ½":	44
6.2 Preparación del Fluido BARADRIL-N para la Perforación del Pozo	44
6.3. Aditivos Agregados al Fluido BARADRIL-N	46

CAPITULO VII: ACCIÓN DEL FLUIDO BARADRIL Y DE LOS ADITIVOS AGREGADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO	47
7.1 Procedimiento	47
7.2 Propiedades de Lodo	48
7.3 Evaluación del Equipo de Control de Sólidos	48

CAPITULO VIII: EVALUACIÓN DE COSTOS DEL POZO LO18-8XD	49
CAPITULO IX: CONCLUSIONES	52
CAPITULO X: BIBLIOGRAFIA	53

CAPITULO I: INTRODUCCION

1.1 Antecedente

En los años 1970, los sistemas BARADRIL-N han sido usados para perforar diferentes reservorios de areniscas y carbonatos en miles de pozos alrededor del mundo.

El sistema BARADRIL-N constantemente ha demostrado buen control contra la pérdida de fluido, reología estable y limpieza rápida del pozo.

Este sistema BARADRIL-N, implementado por la empresa BAROID, fue seleccionada para perforar una sección horizontal de 1226 pies de un pozo horizontal en el sur de Texas, USA.

Esta sección del pozo fue perforado usando una broca de 6 ½" a una profundidad vertical de 6586 pies. Después de que el pozo alcanzó la profundidad total, un Liner ranurado de diámetro 4 ½" fue bajado dentro del pozo hasta el fondo sin dificultad.

Una solución rompedora de la costra fue agregada al fluido con la finalidad de romper los polímeros y así el hueco fue circulado con fluido de cloruro de sodio.

1.2 Formulación del Problema

En la perforación del pozo LO18-8XD, campo Lobitos, Lote Z-2B de la compañía Savia del Perú, se encuentran varios tipos de litologías, los cuales pueden generar problemas si no se perforan apropiadamente, se encuentran arcillas solubles que se hinchan fácilmente y lutitas inestables. Por tal motivo, las propiedades del fluido deben ser acondicionadas de acuerdo a la litología a perforar a fin de que los problemas que se podrían generar por las condiciones mencionadas sean contrarrestados

1.3 Justificación de la Tesis

El sistema de fluido BARADRIL-N, brinda varios beneficios cuando se perfora un pozo en la zona de interés, pero esta esencialmente diseñado para lograr una perforación adecuada cuando la pérdida de fluido y la estabilidad de la formación son de primordial importancia.

Es por esta razón que es de suma importancia usar este fluido en la perforación de la zona de interés, sección 8 ½", del pozo LO18-8XD, el cual debido a que posee varios tipos de litología que pueden generar problemas

relacionados con la estabilidad del pozo y en los cuales el control de filtrado es muy importante a fin de evitar que las lutitas y arcillas reaccionen desfavorablemente ocasionando muchos problemas al pozo, se necesita que el fluido con el cual se está perforando brinde las condiciones y características reológicas adecuadas para contrarrestar este tipo de inconvenientes.

1.4 Formulación de la Hipótesis

Minimizar el daño a la formación mediante la aplicación de un sistema de fluido especializado base agua y con aditivos para controlar la pérdida de filtrado y la estabilización del hueco, ayudando en la perforación de la sección 8 ½" del pozo LO18-8XD.

1.5 Objetivo de la Tesis

Brindar una solución en la industria del petróleo, específicamente en la perforación de pozos, minimizando los problemas que se podrían generar, aplicando el sistema de fluido BARADRIL-N durante la perforación de la sección 8 ½" del pozo LO18-8XD, contrarrestando los problemas relacionados con la pérdida de fluido e inestabilidad de la formación que se podría generar.

1.6 Metodología de la Tesis

Revisión de bibliografía relacionada con información sobre la acción y beneficios que se puede conseguir usando el sistema de fluido BARADRIL-N.

La información recopilada será sometida a análisis lógico, contrastando los resultados con las hipótesis formuladas.

Se desarrollará cuadros y gráficos estadísticos, mostrando la viabilidad y factibilidad de la investigación.

Se mostrarán resultados obtenidos en el pozo LO18-8XD, luego de usar el sistema de fluido BARADRIL-N.

CAPITULO II: CONCEPTOS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION

La remoción de los recortes del pozo y el control de las presiones de la formación son funciones sumamente importantes.

Aunque el orden de importancia se haya determinado por las condiciones del pozo y las operaciones en curso, las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

2-1 Funciones del Lodo de Perforación

El objetivo de una operación de perforación es perforar, evaluar y terminar un pozo que producirá petróleo y/o gas eficazmente. Los fluidos de perforación desempeñan numerosas funciones que contribuyen al logro de dicho objetivo.

La responsabilidad de la ejecución de estas funciones es asumida conjuntamente por el ingeniero de lodo y las personas que dirigen la operación de perforación. La obligación principal del ingeniero de lodo es asegurarse que las propiedades del lodo sean correctas para el ambiente de perforación específico.

El deber de las personas encargadas de perforar el pozo incluyendo el representante de la compañía operadora, el contratista de perforación y la cuadrilla del equipo de perforación, es asegurar la aplicación de los procedimientos correctos de perforación.

La obligación principal del ingeniero de lodo es asegurarse que las propiedades del lodo sean correctas para el ambiente de perforación específico.

El ingeniero de lodo también debería recomendar modificaciones de las prácticas de perforación que ayuden a lograr los objetivos de la perforación.

Las funciones más comunes del fluido de perforación son las siguientes:

1. Retirar los recortes del pozo.
2. Controlar las presiones de la formación.
3. Suspender y descargar los recortes.
4. Obturar las formaciones permeables.
5. Mantener la estabilidad del agujero.
6. Minimizar los daños al yacimiento.

7. Enfriar, lubricar y apoyar la barrena y el conjunto de perforación.
8. Transmitir la energía hidráulica a las herramientas y a la barrena.
9. Asegurar una evaluación adecuada de la formación.
10. Controlar la corrosión.
11. Facilitar la cementación y la completación.
12. Minimizar el impacto al ambiente

1.- Remoción de los Recortes del Pozo

Los recortes de perforación deben ser retirados del pozo a medida que son generados por la barrena. A este fin, se hace circular un fluido de perforación dentro de la columna de perforación y a través de la barrena, el cual arrastra y transporta los recortes hasta la superficie, subiendo por el espacio anular.

La remoción de los recortes (limpieza del agujero) depende del tamaño, forma y densidad de los recortes, unidos a la Velocidad de Penetración (ROP); de la rotación de la columna de perforación; y de la viscosidad, densidad y velocidad anular del fluido de perforación.

a.- Viscosidad

La viscosidad y las propiedades reológicas de los fluidos de perforación tienen un efecto importante sobre la limpieza del pozo. Los recortes se sedimentan rápidamente en fluidos de baja viscosidad (agua, por ejemplo) y son difíciles de circular fuera del pozo.

En general, los fluidos de mayor viscosidad mejoran el transporte de los recortes.

La mayoría de los lodos de perforación son tixotrópicos, es decir que se gelifican bajo condiciones estáticas. Esta característica puede suspender los recortes mientras que se efectúan las conexiones de tuberías y otras situaciones durante las cuales no se hace circular el lodo. Los fluidos que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte y que tienen altas viscosidades a bajas velocidades anulares han demostrado ser mejores para una limpieza eficaz del pozo.

b.- Velocidad

En general, la remoción de los recortes es mejorada por las altas velocidades anulares. Sin embargo, con los fluidos de perforación más

diluidos, las altas velocidades pueden causar un flujo turbulento que ayuda a limpiar el agujero, pero puede producir otros problemas de perforación o en el agujero. La velocidad a la cual un recorte se sedimenta en un fluido se llama velocidad de caída.

La velocidad neta a la cual un recorte sube por el espacio anular se llama velocidad de transporte. En un pozo vertical:

$$\text{Velocidad de transporte} = \text{Velocidad anular} - \text{velocidad de caída}$$

La velocidad de caída de un recorte depende de su densidad, tamaño y forma, y de la viscosidad, densidad y velocidad del fluido de perforación. Si la velocidad anular del fluido de perforación es mayor que la velocidad de caída del recorte, el recorte será transportado hasta la superficie.

c.- Rotación de la columna de perforación

Las altas velocidades de rotación también facilitan la limpieza del pozo introduciendo un componente circular en la trayectoria del flujo anular. Este flujo helicoidal (en forma de espiral o sacacorchos) alrededor de la columna de perforación hace que los recortes de perforación ubicados cerca de la pared del pozo, donde existen condiciones de limpieza del pozo deficientes, regresen hacia las regiones del espacio anular que tienen mejores características de transporte.

2.- Control de las Presiones de Formación

Como se mencionó anteriormente, una función básica del fluido de perforación es controlar las presiones de la formación para garantizar una operación de perforación segura.

Típicamente, a medida que la presión de la formación aumenta, se aumenta la densidad del fluido de perforación agregando barita para equilibrar las presiones y mantener la estabilidad del agujero.

Esto impide que los fluidos de formación fluyan hacia el pozo y que los fluidos de formación presurizados causen un reventón.

La presión ejercida por la columna de fluido de perforación mientras está estática (no circulando) se llama presión hidrostática y depende de la densidad (peso del lodo) y de la Profundidad Vertical Verdadera (TVD) del pozo.

Si la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación es igual o superior a la presión de la formación, los fluidos de la formación no fluirán dentro del pozo.

Mantener un pozo "bajo control" se describe frecuentemente como un conjunto de condiciones bajo las cuales ningún fluido de la formación fluye dentro del pozo.

Las formaciones con presiones por debajo de lo normal se perforan frecuentemente con aire, gas, niebla, espuma rígida, lodo aireado o fluidos especiales de densidad ultrabaja (generalmente a base de petróleo).

El peso de lodo usado para perforar un pozo está limitado por el peso mínimo necesario para controlar las presiones de la formación y el peso máximo del lodo que no fracturará la formación.

En la práctica, conviene limitar el peso del lodo al mínimo necesario para asegurar el control del pozo y la estabilidad del pozo.

3.- Suspensión y Descarga de Recortes

Los lodos de perforación deben suspender los recortes de perforación, los materiales densificantes y los aditivos bajo una amplia variedad de condiciones, sin embargo deben permitir la remoción de los recortes por el equipo de control de sólidos.

Los recortes de perforación que se sedimentan durante condiciones estáticas pueden causar puentes y rellenos, los cuales, por su parte, pueden producir el atascamiento de la tubería o la pérdida de circulación. El material densificante que se sedimenta constituye un asentamiento y causa grandes variaciones de la densidad del fluido del pozo.

La suspensión de los recortes requiere fluidos de alta viscosidad que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte con propiedades

tixotrópicas, mientras que el equipo de remoción de sólidos suele funcionar más eficazmente con fluidos de viscosidad más baja.

Para lograr un control de sólidos eficaz, los sólidos de perforación deben ser extraídos del fluido de perforación durante la primera circulación proveniente del pozo. Al ser circulados de nuevo, los recortes se descomponen en partículas más pequeñas que son más difíciles de retirar.

Un simple método para confirmar la remoción de los sólidos de perforación consiste en comparar el porcentaje de arena en el lodo en la línea de flujo y en el tanque de succión.

4.- Obturación de las Formaciones Permeables

La permeabilidad se refiere a la capacidad de los fluidos de fluir a través de formaciones porosas; las formaciones deben ser permeables para que los hidrocarburos puedan ser producidos.

Cuando la presión de la columna de lodo es más alta que la presión de la formación, el filtrado invade la formación y un revoque se deposita en la pared del pozo.

Los sistemas de fluido de perforación deberían estar diseñados para depositar sobre la formación un delgado revoque de baja permeabilidad con el fin de limitar la invasión de filtrado. Esto mejora la estabilidad del pozo y evita numerosos problemas de perforación y producción.

Los posibles problemas relacionados con un grueso revoque y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo "reducido", registros de mala calidad, mayor torque y arrastre, tuberías atascadas, pérdida de circulación, y daños a la formación.

En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo entero puede invadir la formación, según el tamaño de los sólidos del lodo.

5.- Mantenimiento de la Estabilidad del Agujero

La estabilidad del pozo constituye un equilibrio complejo de factores mecánicos (presión y esfuerzo) y químicos. La composición química y las propiedades del lodo deben combinarse para proporcionar un pozo estable hasta que se pueda introducir y cementar la tubería de revestimiento.

Independientemente de la composición química del fluido y otros factores, el peso del lodo debe estar comprendido dentro del intervalo necesario para equilibrar las fuerzas mecánicas que actúan sobre el pozo (presión de la formación, esfuerzos del pozo relacionados con la orientación y la tectónica).

La inestabilidad del pozo suele ser indicada por el derrumbe de la formación, causando condiciones de agujero reducido, durante las maniobras.

Esto requiere generalmente el ensanchamiento del pozo hasta la profundidad original. (Se debe tener en cuenta que estos mismos síntomas también indican problemas de limpieza del pozo en pozos de alto ángulo y pozos difíciles de limpiar.)

El ensanchamiento del pozo produce una multitud de problemas, incluyendo bajas velocidades anulares, falta de limpieza del pozo, mayor carga de sólidos, evaluación deficiente de la formación, mayores costos de cementación y cementación inadecuada.

6.- Minimización de los Daños a la Formación

La protección del yacimiento contra daños que podrían perjudicar la producción es muy importante. Cualquier reducción de la porosidad o permeabilidad natural de una formación productiva es considerada como daño a la formación.

Estos daños pueden producirse como resultado de la obturación causada por el lodo o los sólidos de perforación, o de las interacciones químicas (lodo) y mecánicas (conjunto de perforación) con la formación.

El daño a la formación es generalmente indicado por un valor de daño superficial o por la caída de presión que ocurre mientras el pozo está produciendo (diferencial de presión del yacimiento al pozo).

El tipo de procedimiento y método de completación determinará el nivel de protección requerido para la formación. Por ejemplo, cuando un pozo está entubado, cementado y perforado, la profundidad de perforación permite generalmente una producción eficaz, a pesar de los daños que puedan existir cerca del agujero.

Algunos de los mecanismos más comunes causantes de daños a la formación son los siguientes:

- a) Invasión de la matriz de la formación por el lodo o los sólidos de perforación, obturando los poros.
- b) Hinchamiento de las arcillas de la formación dentro del yacimiento, reduciendo la permeabilidad.
- c) Precipitación de los sólidos como resultado de la incompatibilidad entre el filtrado y los fluidos de la formación.
- d) Precipitación de los sólidos del filtrado del lodo con otros fluidos, tales como las salmueras o los ácidos, durante los procedimientos de completación o estimulación.
- e) Formación de una emulsión entre el filtrado y los fluidos de la formación, limitando la permeabilidad.

7.- Enfriamiento, Lubricación y Sostenimiento de la Barrena del Conjunto de Perforación

Las fuerzas mecánicas e hidráulicas generan una cantidad considerable de calor por fricción en la barrena y en las zonas donde la columna de perforación rotatoria roza contra la tubería de revestimiento y el pozo.

La circulación del fluido de perforación enfría la barrena y el conjunto de perforación, alejando este calor de la fuente y distribuyéndolo en todo el pozo.

La circulación del fluido de perforación enfría la columna de perforación hasta temperaturas más bajas que la temperatura de fondo.

Además de enfriar, el fluido de perforación lubrica la columna de perforación, reduciendo aún más el calor generado por fricción.

Las barrenas, los motores de fondo y los componentes de la columna de perforación fallarían más rápidamente si no fuera por los efectos refrigerantes y lubricantes del fluido de perforación.

La lubricidad de un fluido en particular es medida por su Coeficiente de Fricción (COF), y algunos lodos proporcionan una lubricación más eficaz que otros.

Por ejemplo, los lodos base de aceite y sintético lubrican mejor que la mayoría de los lodos base agua, pero éstos pueden ser mejorados mediante la adición de lubricantes.

En cambio, los lodos base agua proporcionan una mayor lubricidad y capacidad refrigerante que el aire o el gas.

El fluido de perforación ayuda a soportar una porción del peso de la columna de perforación o tubería de revestimiento mediante la flotabilidad.

Cuando una columna de perforación, una tubería de revestimiento corta o una tubería de revestimiento está suspendida en el fluido de perforación, una fuerza igual al peso del lodo desplazado la mantiene a flote, reduciendo la carga del gancho en la torre de perforación.

La flotabilidad está directamente relacionada con el peso del lodo; por lo tanto, un fluido de 18-lb/gal proporcionará el doble de la flotabilidad proporcionada por un fluido de 9-lb/gal.

8.- Transmisión de la Energía Hidráulica a las Herramientas y a la Barrena

La energía hidráulica puede ser usada para maximizar la velocidad de penetración (ROP), mejorando la remoción de recortes en la barrena.

Los programas de hidráulica están limitados por la potencia disponible de la bomba, las pérdidas de presión dentro de la columna de perforación, la presión superficial máxima permisible y el caudal óptimo.

Los fluidos de perforación que disminuyen su viscosidad con el esfuerzo de corte, de bajo contenido de sólidos, o los fluidos que tienen características reductoras de arrastre, son más eficaces para transmitir la energía hidráulica a las herramientas de perforación y a la barrena.

En los pozos someros, la potencia hidráulica disponible es generalmente suficiente para asegurar la limpieza eficaz de la barrena.

Como la presión disponible en la columna de perforación disminuye a medida que se aumenta la profundidad del pozo, se alcanzará una profundidad a la cual la presión será insuficiente para asegurar la limpieza óptima de la barrena.

La evaluación correcta de la formación es esencial para el éxito de la operación de perforación, especialmente durante la perforación exploratoria. Las propiedades químicas y físicas del lodo afectan la evaluación de la formación.

Las condiciones físicas y químicas del agujero después de la perforación también afectan la evaluación de la formación.

Durante la perforación, técnicos llamados registradores de lodo (MudLoggers) controlan la circulación del lodo y de los recortes para detectar indicios de petróleo y gas. Estos técnicos examinan los recortes para determinar la composición mineral, la paleontología y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos.

Esta información se registra en un registro geológico (mud log) que indica la litología, la velocidad de penetración (ROP), la detección de gas y los recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importantes.

Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo. En general, un pH bajo agrava la corrosión.

Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable.

9.- Asegurar la Evaluación Adecuada de la Formación

Las propiedades químicas y físicas del lodo afectan la evaluación de la formación. Las condiciones físicas y químicas del pozo después de la perforación también afectan la evaluación de la formación.

Estos técnicos examinan los recortes para determinar la composición mineral, la paleontología y detectar cualquier indicio visual de hidrocarburos.

Esta información se registra en un registro geológico (mud log) que indica la litología, la velocidad de penetración (ROP), la detección de gas y los recortes impregnados de petróleo, además de otros parámetros geológicos y de perforación importantes.

Los registros eléctricos con cable son realizados para evaluar la formación con el fin de obtener información adicional. También se pueden obtener núcleos de pared usando herramientas transportadas por cable de alambre.

La selección del lodo requerido para perforar un núcleo está basada en el tipo de evaluación a realizar. Si se extrae un núcleo solamente para determinar la litología (análisis mineral), el tipo de lodo no es importante.

Si el núcleo será usado para estudios de inyección de agua y/o humectabilidad, será necesario usar un lodo "suave" a base de agua, de pH neutro, sin agentes diluyentes.

Si el núcleo será usado para medir la saturación de agua del yacimiento, se suele recomendar un lodo suave a base de aceite con una cantidad mínima de agentes tensioactivos y sin agua o sal. Muchas operaciones de extracción de núcleos especifican un lodo suave con una cantidad mínima de aditivos.

10.- Control de la Corrosión

Los componentes de la columna de perforación y tubería de revestimiento que están constantemente en contacto con el fluido de perforación están propensos a varias formas de corrosión.

Los gases disueltos tales como el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden causar graves problemas de corrosión, tanto en la superficie como en el fondo del pozo.

En general, un pH bajo agrava la corrosión. Por lo tanto, una función importante del fluido de perforación es mantener la corrosión a un nivel aceptable. Además de proteger las superficies metálicas contra la corrosión, el fluido de perforación no debería dañar los componentes de caucho.

Muestras de corrosión deberían ser obtenidas durante todas las operaciones de perforación para controlar los tipos y las velocidades de corrosión.

Los inhibidores químicos y secuestradores son usados cuando el riesgo de corrosión es importante. Los inhibidores químicos deben ser aplicados correctamente.

Las muestras de corrosión deberían ser evaluadas para determinar si se está usando el inhibidor químico correcto y si la cantidad es suficiente. Esto mantendrá la velocidad de corrosión a un nivel aceptable.

El sulfuro de hidrógeno puede causar una falla rápida y catastrófica de la columna de perforación. Este producto también es mortal para los seres humanos, incluso después de cortos periodos de exposición y en bajas concentraciones.

Cuando se perfora en ambientes de alto contenido de H₂S, se recomienda usar fluidos de alto pH, combinados con un producto químico secuestrador de sulfuro, tal como el zinc.

11.- Facilitar la Cementación y Completación

El fluido de perforación debe producir un pozo dentro del cual la tubería de revestimiento puede ser introducida y cementada eficazmente, y que no dificulte las operaciones de completación.

Durante la introducción de la tubería de revestimiento, el lodo debe permanecer fluido y minimizar el suabeo y pistoneo, de manera que no se produzca ninguna pérdida de circulación inducida por las fracturas.

El lodo debería tener un revoque fino y liso. Para que se pueda cementar correctamente la tubería de revestimiento, todo el lodo debe ser desplazado por los espaciadores, los fluidos de limpieza y el cemento.

El desplazamiento eficaz del lodo requiere que el pozo tenga un calibre casi uniforme y que el lodo tenga una baja viscosidad y bajas resistencias de gel no progresivas.

12.- Minimizar el Impacto Sobre el Medio Ambiente

Con el tiempo, el fluido de perforación se convierte en un desecho y debe ser eliminado de conformidad con los reglamentos ambientales locales.

Los fluidos de bajo impacto ambiental que pueden ser eliminados en la cercanía del pozo son los más deseables.

La mayoría de los países han establecido reglamentos ambientales locales para los desechos de fluidos de perforación.

Los fluidos a base de agua, a base de petróleo, anhidros y sintéticos están sujetos a diferentes consideraciones ambientales y no existe ningún conjunto único de características ambientales que sea aceptable para todas las ubicaciones.

Esto se debe principalmente a las condiciones complejas y cambiantes que existen por todo el mundo la ubicación y densidad de las poblaciones humanas, la situación geográfica local (costa afuera o en tierra), altos o bajos niveles de precipitación, la proximidad del sitio de eliminación respecto

a las fuentes de agua superficiales y subterráneas, la fauna y flora local, y otras condiciones.

2.2 Términos Reológicos

➤ Velocidad de Corte ($\dot{\gamma}$, sec^{-1})

Cambio de velocidad del fluido dividido por el ancho del canal a través del cual el flujo se desplaza en flujo laminar.

➤ Esfuerzo de Corte (τ , $\text{lb}/100 \text{ ft}^2$)

La fuerza por unidad de superficie requerida para mover un fluido con una velocidad de corte dada. El esfuerzo cortante se mide en viscosímetros de campos petroleros por la deflexión del dial del medidor a una velocidad de corte. La lectura específica del dial es generalmente denotada por θ .

Ejemplo: θ_{300} describe la deflexión del dial a 300 rpm en el viscosímetro rotativo.

➤ Velocidad de Corte (RPM)

La velocidad de rotación en un viscosímetro estándar de campo petrolero en el cual es medido el esfuerzo cortante.

➤ Viscosidad (μ ; centipoise, cp)

Esfuerzo cortante de un fluido dividido por el correspondiente índice de corte $\mu = \tau/\dot{\gamma}$. La viscosidad del fluido se puede medir en un punto determinado o sobre una amplia escala de mediciones de esfuerzo cortante/índice de corte.

➤ Viscosidad Efectiva (μ_e ; centipoise, cp)

La viscosidad usada para describir el fluido que fluye a través de una geometría particular; al cambiar las geometrías del pozo, también cambia μ_e .

➤ Punto Cedente (τ_y , $\text{lb}/100 \text{ ft}^2$)

La fuerza requerida para iniciar el flujo; el valor calculado del esfuerzo cortante del fluido cuando el reograma es extrapolado el eje de las y en $\dot{\gamma} = 0 \text{ sec}^{-1}$.

Nota: el punto cedente es una medida independiente del tiempo y generalmente está asociado con el modelo de Bingham.

➤ **Esfuerzo Cedente (τ_0 , lb/100 ft²)**

La fuerza requerida para iniciar el flujo; el valor calculado del esfuerzo cortante del fluido cuando el reograma es extrapolado al eje de las y en $\dot{\gamma} = 0 \text{ sec}^{-1}$.

Nota: el esfuerzo cedente es una medida independiente del tiempo que generalmente se denota en el modelo de Herschel-Bulkley (punto cedente-ley de la potencia [MHB]) como τ_0 y en el modelo de Bingham como Punto Cedente. Se lo puede considerar también como una resistencia del gel en tiempo cero.

➤ **Resistencias de Gel (lb/100 ft²)**

Mediciones del esfuerzo cortante de un fluido dependiente del tiempo bajo condiciones estáticas. Las resistencias del gel son medidas comúnmente después de intervalos de 10 segundos, 10 minutos, y 30 minutos, pero pueden ser medidas para cualquier espacio de tiempo deseado.

➤ **Viscosidad Plástica (μ_p ;centipoise,cp)**

La contribución a la viscosidad del fluido de un fluido bajo condiciones dinámicas de flujo. La viscosidad plástica está generalmente relacionada con el tamaño, forma y número de las partículas de un fluido en movimiento. La viscosidad plástica se calcula usando esfuerzos cortantes medidos a θ_{600} y θ_{300} en el viscosímetro FANN35.

➤ **Índice de Flujo (n)**

La relación numérica entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte de un fluido en un gráfico "log/log". Este valor describe el grado de comportamiento adelgazante por corte de un fluido.

➤ **Índice de Consistencia (k)**

La viscosidad de un fluido que fluye, de idéntico concepto que la viscosidad plástica.

Nota: Los efectos viscosos atribuidos al esfuerzo cortante de un fluido no son parte del índice de consistencia, puesto que este parámetro describe solamente el flujo dinámico.

2.3 Control de Filtrado del Fluido de Perforación

Una de las funciones básicas del fluido de perforación es sellar las formaciones permeables y controlar la filtración (pérdida de filtrado).

Los problemas potenciales relacionados con los revoques gruesos y la filtración excesiva incluyen las condiciones de pozo reducido, el aumento del torque y arrastre, tuberías pegadas, la pérdida de circulación, la calidad inferior de los registros y daños a la formación.

Con frecuencia se requiere un control adecuado de la filtración y la deposición de un revoque delgado de baja permeabilidad para evitar los problemas de perforación y producción.

Problemas potenciales relacionados con el espesor excesivo del revoque:

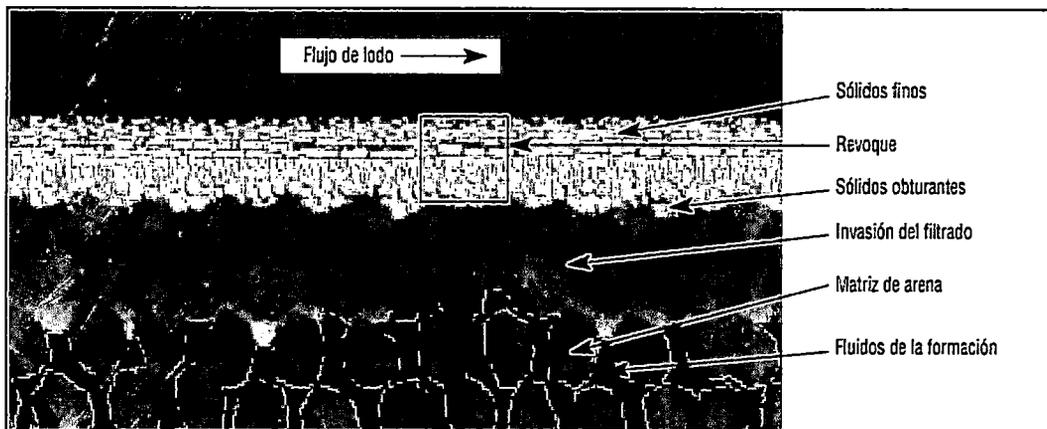
1. Puntos apretados en el pozo que causan un arrastre excesivo.
2. Mayor suabeo y pistoneo debido a la reducción del espacio anular libre.
3. Pegadura por presión diferencial de la columna de perforación debido a la mayor superficie de contacto y al desarrollo rápido de las fuerzas de adhesión causado por la tasa de filtración más alta.
4. Dificultades con la cementación primaria debido al desplazamiento inadecuado del revoque.
5. Mayor dificultad para bajar el revestidor.

Problemas potenciales relacionados con la invasión excesiva de filtrado:

1. Daños a la formación causados por la invasión de filtrado y sólidos. La zona dañada está ubicada a una profundidad demasiado grande para que pueda ser reparada mediante perforación o acidificación.
Los daños pueden consistir en precipitación de compuestos insolubles, cambios de humectabilidad, cambios de permeabilidad relativa respecto al aceite o al gas, taponamiento de la formación por finos o sólidos, y el hinchamiento de las arcillas in-situ.
2. Prueba inválida de muestreo del fluido de la formación. Las pruebas de flujo del fluido de la formación pueden dar resultados que se refieren al filtrado y no a los fluidos del yacimiento.
3. Dificultades en la evaluación de la formación causadas por la invasión excesiva de filtrado, la mala transmisión de las propiedades eléctricas a

través de revoques gruesos, y posibles problemas mecánicos al bajar y recuperar las herramientas de registro. Propiedades erróneas medidas por las herramientas de registro (midiendo propiedades alteradas por el filtrado en vez de las propiedades de los fluidos del yacimiento).

4. Las zonas de aceite y gas pueden pasar desapercibidas porque el filtrado está desplazando a los hidrocarburos, alejándolos del pozo, lo cual dificulta su detección.



2.3.1 Fundamentos de Filtración

Los fluidos de perforación son lechadas que se componen de una fase líquida y partículas sólidas. La filtración se refiere a la acción mediante la cual la presión diferencial hace entrar a la fase líquida del lodo de perforación dentro de una formación permeable.

Durante este proceso, las partículas sólidas son filtradas, formando un revoque.

Si la fase líquida también contiene un líquido inmiscible tal como una salmuera en un lodo base aceite entonces las gotas del líquido inmiscible también se depositarán en el revoque y contribuirán al control de filtración.

La permeabilidad se refiere a la capacidad del fluido para fluir a través de formaciones porosas.

Los sistemas de lodo deberían estar diseñados para sellar las zonas permeables lo más rápido posible con revoques lisos y delgados. En las formaciones muy permeables con grandes gargantas de poros, el lodo entero puede invadir la formación (según el tamaño de los sólidos del lodo).

Para estas situaciones, será necesario usar agentes puenteantes para bloquear las aberturas, de manera que los sólidos del lodo puedan formar un sello.

Los agentes puenteantes deben tener un tamaño aproximadamente igual a la mitad del tamaño de la abertura más grande.

Dichos agentes puenteantes incluyen el carbonato de calcio, la celulosa molida y una gran variedad de materiales de pérdida de circulación.

La filtración ocurre bajo condiciones tanto dinámicas como estáticas, durante las operaciones de perforación. La filtración bajo condiciones dinámicas ocurre mientras el fluido de perforación está circulando.

La filtración estática ocurre en otros momentos durante las conexiones, los viajes o cuando el fluido no está circulando. Las mediciones de filtración y revoque de baja presión, baja temperatura y Alta Temperatura, Alta Presión (ATAP) del Instituto Americano del Petróleo (API) realizadas por el ingeniero del lodo son pruebas estáticas.

Estas pruebas son muy eficaces para evaluar las tendencias globales de filtración del lodo, y en cierto modo proporcionan una indicación de las características de la filtración dinámica de flujo laminar.

Pruebas más complejas y laboriosas, realizadas con instrumentos de laboratorio, están disponibles para medir la filtración dinámica, pero no son prácticas para realizar pruebas de rutina.

2.3.1.1 Filtración Estática

La filtración estática ocurre bajo condiciones estáticas, es decir en cualquier momento en que el lodo no está circulando. Varios factores controlan la tasa de filtración bajo estas condiciones. La ley de Darcy, un modelo clásico de flujo de fluido, ayuda a identificar los factores que afectan la filtración.

También se puede usar para ilustrar el volumen de filtrado y el espesor del revoque. La ley de Darcy se aplica al flujo de fluidos a través de materiales permeables (arena, arenisca o revoque).

Puede ser usada para establecer la relación entre la tasa de filtración y la permeabilidad, superficie de la sección transversal, presión diferencial,

viscosidad del filtrado y espesor del revoque (ver la Figura 2.3.1). Para el flujo de filtrado a través de un revoque, la permeabilidad del revoque es la permeabilidad determinante, visto que es mucho más baja que la permeabilidad de la formación. La ley de Darcy se puede escribir de la siguiente manera:

$$q = \frac{k A \Delta P}{\mu h}$$

Donde:

q = Caudal de filtrado (cm³ /seg)

k = Permeabilidad (darcys)

A = Superficie de la sección transversal (cm²)

ΔP = Presión diferencial (atmósferas)

μ = Viscosidad (cP)

h = Espesor del revoque (cm)

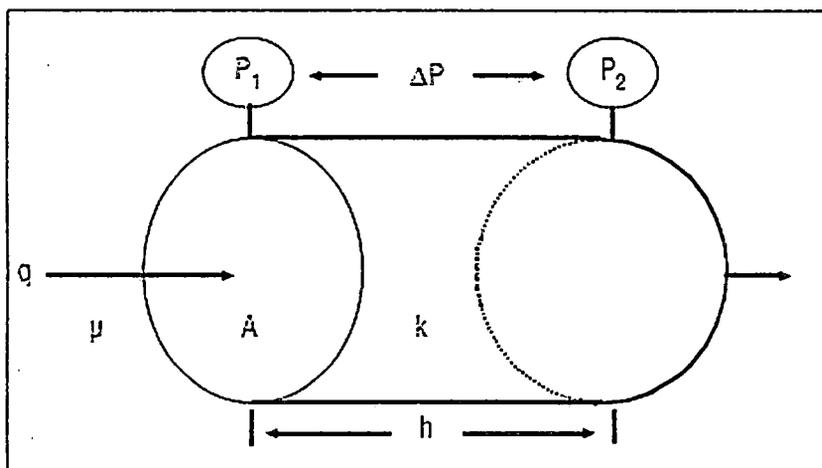


Fig. 2.3.1. Ilustración del flujo de la ley de Darcy

Como lo ilustra esta ecuación, la pérdida de filtrado es inferior cuando la permeabilidad del revoque es más baja, la superficie es más pequeña y la presión diferencial es más baja.

La filtración también disminuye cuando la viscosidad del filtrado y el espesor del revoque aumentan, siempre que el revoque más grueso tenga la misma permeabilidad.

Durante los periodos estáticos, el espesor del revoque aumenta con el tiempo, pero la velocidad de deposición disminuye. Un revoque grueso puede causar numerosos problemas y debería evitarse.

Por lo tanto, la filtración estática es la principal preocupación y sería conveniente que cualquier situación de perforación sufriera la menor pérdida posible de filtrado.

Se evalúa la tasa de filtración de un fluido de perforación midiendo el volumen de filtrado captado durante un periodo estándar. Por este motivo, la ley de Darcy debería ser modificada para determinar el volumen de filtrado V_F .

La tasa de filtración, q , es igual al cambio del volumen de filtrado dividido por la variación de tiempo, dV_F/dt . El espesor del revoque, h , puede ser definido matemáticamente de la siguiente manera:

$$h = \frac{(V_F) F_{SLDS-LODO}}{A [F_{SLDS-REVOQUE} - F_{SLDS-LODO}]}$$

Donde:

V_F = Volumen de filtrado

$F_{SLDS-LODO}$ = Volumen de la fracción de sólidos en el lodo

$F_{SLDS-REVOQUE}$ = Volumen de la fracción de sólidos en el revoque

Sustituyendo esto en la ley de Darcy y resolviendo (integrando) para el volumen de filtrado:

$$V_F = A \sqrt{\frac{2kt[F_{SLDS-REVOQUE} - F_{SLDS-LODO}]\Delta P}{\mu (F_{SLDS-VLODO})}}$$

Donde:

t = Tiempo

Esta ecuación demuestra que el volumen de filtrado está relacionado con la superficie y las raíces cuadradas del tiempo, la permeabilidad y la presión diferencial.

Por lo tanto, el volumen de filtrado será menor cuando los tiempos son más cortos y la permeabilidad del revoque y la presión diferencial son más bajas. El volumen de filtrado también varía inversamente a las raíces cuadradas de la viscosidad y fracción de sólidos del lodo. Por lo tanto, el volumen de filtrado será menor cuando la viscosidad del filtrado aumenta.

El efecto de las concentraciones de sólidos es complejo y no afecta el volumen de filtrado de la misma manera que las otras variables. En base a esta relación, puede ser generalmente útil usar medidas de filtración, VF1, tomadas bajo un conjunto de condiciones para pronosticar la filtración, VF2, bajo otro conjunto de condiciones.

2.3.1.2 Filtración Dinámica

La filtración dinámica es sensiblemente diferente de la filtración estática, muchas veces con tasas de filtración considerablemente más altas. No existe ninguna correlación directa entre las medidas de filtración estática de API y ATAP y la filtración dinámica.

La experiencia ha demostrado que un lodo que demuestra buenas características de filtración estática y estabilidad tendrá un rendimiento satisfactorio bajo las condiciones reales de perforación, indicando que la pérdida de filtrado dinámica está comprendida dentro de un rango satisfactorio.

La filtración comienza tan pronto como la barrena expone la roca permeable. Un sobrebalance de la presión hidrostática causará el flujo inmediato del filtrado dentro de la formación a una velocidad elevada.

A medida que la filtración continúa, los sólidos más grandes de lodo sellan las formaciones porosas y un revoque empieza a formarse bajo condiciones dinámicas.

Como con la filtración estática, la permeabilidad del revoque limita la filtración, no la permeabilidad de la formación. La turbulencia del flujo de

fluido en la barrena y en las partes adyacentes a los portamechas tiende a mantener estas tasas de filtración a altos niveles, mediante la erosión del revoque.

Bajo condiciones dinámicas, las tasas de filtración no disminuyen con el tiempo, como con la filtración estática.

Además, el espesor del revoque no sigue aumentando. En cambio, se establece un equilibrio entre la deposición del revoque y la erosión hidráulica, de manera que la tasa de filtración dinámica se vuelve más o menos constante.

Puede que se trate menos de la erosión verdadera que de la tendencia del movimiento del fluido a impedir la deposición de las partículas sólidas de una manera organizada.

El equilibrio del revoque es determinado principalmente por las características de los sólidos del lodo (tamaño, composición y concentración de las partículas), y en menor parte por las condiciones hidráulicas (flujo turbulento o laminar) y la viscosidad del filtrado.

Los revoques dinámicos son más delgados y más sólidos que los revoques estáticos. A medida que la perforación continúa, el pozo está sujeto a condiciones dinámicas.

Una vez que los portamechas pasan más allá de la formación permeable, las condiciones de flujo laminar normalmente predominan y las fuerzas de erosión hidráulica disminuyen. Bajo condiciones laminares, las tasas de filtración dinámica son considerablemente más bajas que bajo las condiciones turbulentas, y se puede hacer una correlación con las características de filtración estática.

Durante las conexiones y los viajes, las condiciones estáticas depositan un revoque estático y las tasas de filtración disminuyen (raíz cuadrada del tiempo). Cuando se reanuda la circulación, el revoque estático depositado sobre el revoque dinámico comienza a desgastarse (quizás totalmente, según las condiciones hidráulicas) hasta que se logre de nuevo el equilibrio a una tasa de filtración constante.

Los estudios han identificado varias diferencias importantes entre la filtración dinámica y la filtración estática. Una diferencia es el efecto del aceite emulsionado u otros líquidos inmiscibles.

Aunque estos líquidos insolubles reduzcan la pérdida de filtrado estático y el espesor del revoque, en realidad aumentan la filtración dinámica al causar que el revoque sea menos cohesivo y más erosionable.

Otra diferencia es que el aumento de la concentración de polímeros de control de filtración para reducir la pérdida de filtrado API a niveles ultrabajos puede aumentar la filtración dinámica. Estas diferencias se deben principalmente a la modificación de la resistencia ante la erosión de los revoques.

Los revoques dinámicos depositados por fluidos floculados son más gruesos pero más cohesivos que los revoques depositados por fluidos desfloculados.

La resistencia a la erosión de los revoques floculados parece estar relacionada con los sólidos de arcilla que son mantenidos unidos por las cargas electrostáticas.

Los revoques de los fluidos desfloculados parecen ser más erosionables porque sus cargas son neutralizadas. Esto no significa que los fluidos floculados serían preferidos en lo que se refiere a la filtración dinámica.

La alta tasa de filtración indeseable y el mayor espesor del revoque anulan cualquier ventaja posible que sería obtenida con un revoque más sólido y menos erosionable.

Como con la filtración estática, los fluidos y los revoques que contienen una cantidad suficiente de bentonita de alta calidad producen las más bajas tasas de filtración, los revoques más delgados y las características globales de filtración más deseables.

CAPÍTULO III: SISTEMAS DE FLUIDOS DRIL-N

3.1 Fluidos DRIL-N

Estos fluidos están diseñados para que esencialmente no sean dañinos a la formación productora, provean un nivel superior de limpieza del pozo, se presten para fácil limpieza y sean efectivos en relación al costo.

Estos fluidos tienen a su cargo la amplia gama de problemas que se encuentran en operaciones de perforación horizontal, terminación y reparación.

Estos sistemas están diseñados para proporcionar el más bajo posible índice de filtración, a fin de minimizar o evitar daños a la formación.



El puenteo de la zona de producción es la clave para evitar daños a la formación. Los materiales de puenteo que se utilizan en los fluidos DRIL-N incluyen carbonato de calcio dimensionado y sal dimensionada.

Al puentear zonas de producción, adquiere importancia el dimensionado de partículas. Para puentear eficazmente es preciso saber el diámetro de poro de la formación.

Una regla empírica usada en la Industria para calcular un diámetro de poro (micrones) desconocido, es tomar la raíz cuadrada de la permeabilidad en milidarcys.

Para puentear eficazmente la zona de producción, el 20-30 % por peso del material de puenteo debe ser un tercio del tamaño de poro en micrones.

Las pruebas de filtración con fluidos DRIL-N se realizan usando un disco cerámico que refleja lo más exactamente posible el tamaño de poro de la formación.

Estas pruebas se pueden utilizar en el campo para determinar la correcta aplicación del sistema de fluidos DRIL-N.

3.2 Sistemas de Fluido DRIL – N

➤ Tipos y breve descripción de los fluidos DRIL – N

Los sistemas de fluidos DRIL-N comprenden siete diferentes sistemas únicos de fluidos.

Cada uno está diseñado para cumplir una función específica de acuerdo a un determinado grupo de condiciones.

La siguiente tabla muestra una breve descripción de cada sistema.

Sistemas de fluido DRIL-N	
Sistema	Descripción
BARADRIL-N	Sistema de Carbonato de calcio dimensionado
BRINEDRIL-N	Sistema de salmueras de alta densidad
COREDRIIL-N	Sistema 100% aceite para perforación y extracción de núcleos
MAXDRIL-N	Sistema de silicatos metálicos mixtos
QUIKDRIL-N	Sistema polimérico libre de arcillas y sólidos
SHEARDRIIL-N	Sistema de polímeros modificado, libre de arcillas y de sólidos
SOLUDRIIL-N	Sistema de sal dimensionado

Los sistemas de fluidos DRIL-N son diseñados para optimizar económicamente la conectividad entre el pozo y el reservorio, y evitar dañar las zonas de interés en una amplia variedad de formaciones productivas, mientras se logra una capacidad de limpieza superior del hueco y permite la fácil remoción.

Los fluidos de base DRIL-N podrían ser modificados para aplicaciones específicas con un gran variedad de aditivos no perjudiciales capaces de conseguir resultados que son de lejos superiores a los aditivos de fluidos usados en el pasado.

3.3 Fluidos DRIL-N versus Situaciones de Perforación

En la siguiente tabla se cataloga a los fluidos DRIL-N de acuerdo a su aplicabilidad para diversas situaciones de perforación. Los sistemas se identifican como:

- Bueno
- Mejor
- El Mejor

Sistemas	Situaciones de Fluidos DRIL-N				
	Lutitas reactivas	Zonas agotadas	Perforación horizontal / Gran ángulo	Minimiza daños a la formación	Limpieza
BARADRIL-N	••	•••	••	•••	••
BRINEDRIL-N	••		••	•••	••
COREDRIIL-N	•••	•••	••	•••	••
MAXDRIL-N		•••	•••	•	•
QUIKDRIL-N	••		•	•••	•••
SHEARDRIL-N	••		•	•••	•••
SOLUDRIL-N	•••	•••	••	•••	•••

CAPÍTULO IV: EL FLUIDO BARADRIL-N EN LA PERFORACIÓN DEPOZOS

4.1 El Sistema BARADRIL-N

Es uno de los sistemas de fluido especializados dentro de la familia de fluidos DRIL-N de la compañía BAROID.

Este sistema es específicamente formulado y diseñado para las operaciones de perforación, Completación o workovers en pozos horizontales y verticales.

Asimismo el referido sistema de fluido está compuesto de carbonato de calcio dimensionado y provee composiciones que son solubles en ácidos, minimizando el daño a la formación y ayudando a asegurar la estabilidad del hoyo, así como la rápida limpieza del hoyo.

El sistema antes mencionado es formulado con agua fresca o salmuera, polímeros termalmente estables para la suspensión y control del filtrado, y partículas puenteantes de carbonato de calcio dimensionado.

Las permeabilidades de retorno son excelentes con el sistema BARADRIL-N y el revoque de lodo se quita fácilmente mediante tratamiento con ácido clorhídrico.

4.2 Ventajas del Sistema de Fluido BARADRIL-N

- Fácil de preparar y mantener en el campo.
- Provee estabilidad del hueco y control efectivo contra la pérdida de fluido durante la perforación dirigida atravesando formaciones permeables.
- Se puede aumentar el peso del fluido usando sal soluble en agua o agente de puenteo BARACARB 5 para el control de presiones en el subsuelo.
- Soluble en ácido y minimiza daño a la formación para formaciones productivas.
- Los sólidos y fluidos son impedidos de invadir profundamente las zonas productivas seleccionando la adecuada distribución de tamaño de las partículas puenteantes BARACARB usando el software de modelamiento DFG™ de la compañía BAROID.
- Permite tasas de penetración rápidas y provee buenas características delubricación.

4.3 Propiedades que Mejoran el Rendimiento y Protegen las Zonas de Interés.

El sistema de fluido BARADRIL-N es un diseño personalizado, no perjudicial, y un fluido de perforación que varía en peso desde valores bajos a altos para aplicaciones donde el control de la pérdida de fluido y la estabilidad de la formación son de primordial importancia.

También puede ser usado para las operaciones de Completación y Workovers en un rango de densidad de 8.6 ppg hasta 14.5 ppg. Desde su introducción alrededor de los años 1970, los sistemas BARADRIL-N han sido usados para perforar diferentes reservorios de areniscas y carbonatos en miles de pozos alrededor del mundo.

El sistema BARADRIL-N constantemente ha demostrado buen control contra la pérdida de fluido, reología estable y limpieza rápida del pozo.

4.4 Regreso de la Permeabilidad

La costra de filtrado generado por el fluido BARADRIL-N no obstaculiza ni retarda los procedimientos de limpieza del reservorio, y dicha costra de filtrado es fácilmente removido con el nuevo sistema N-FLOWTMo tratamiento ácido convencional.

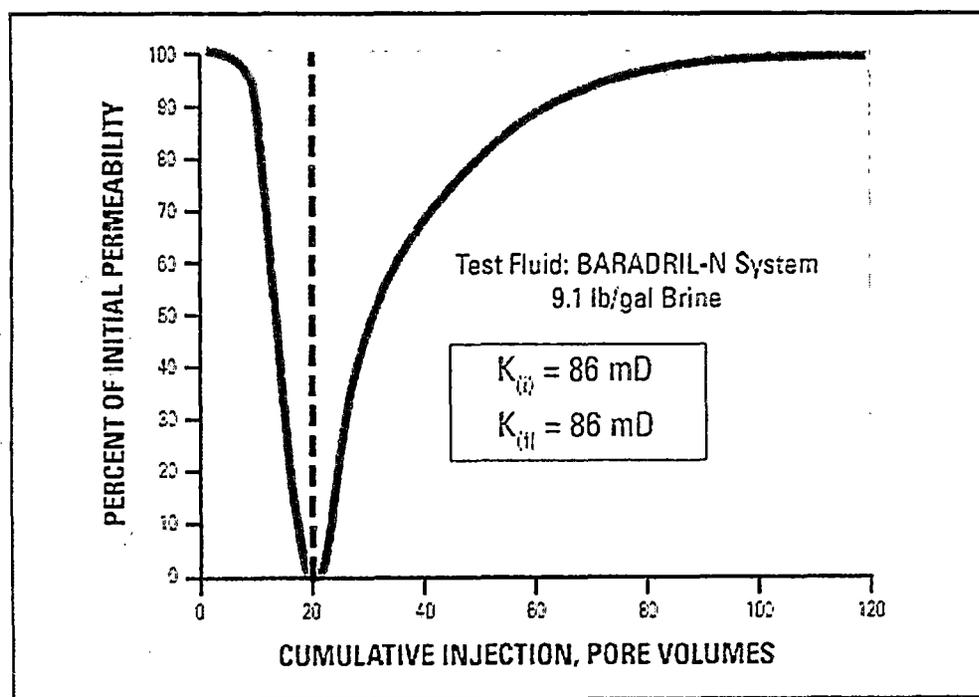


Gráfico 4.4.1 : Volumen Poroso vs Permeabilidad Inicial

4.5 Distribución de Tamaño de las Partículas.

El material puenteante en el sistema BARADRIL-N puede ser personalizada usando el Software de modelamiento DFG de Baroid a fin de seleccionar la distribución apropiada del tamaño de las partículas para el tamaño promedio de la garganta del poro de una roca reservorio.

Esta capacidad de tamaño personalizado minimiza la invasión de las partículas y pérdida del fluido hacia la formación productiva.

El siguiente gráfico muestra la distribución de tamaño de las partículas del material puenteante BARACARB que puede ser usado en el sistema BARADRIL-N.

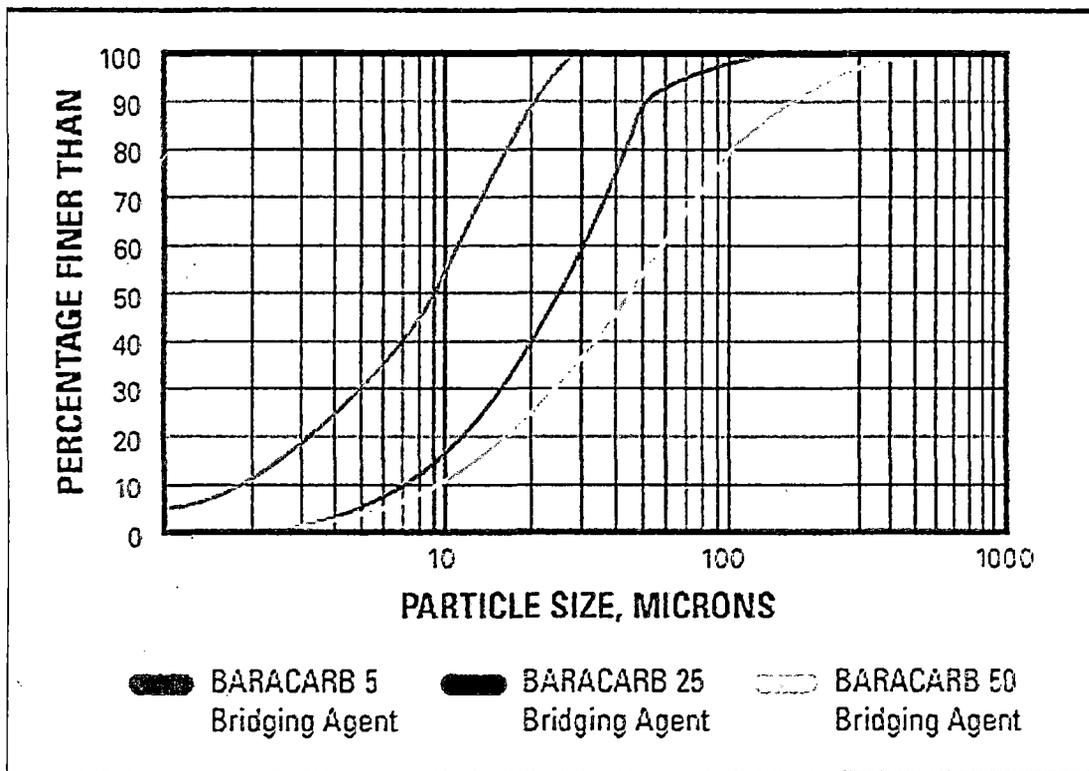


Gráfico 4.5.1 : Distribución de Tamaño de las Partículas

4.6 Formulación del fluido BARADRIL-N:

- Los productos se detallan por orden de adición.
- Escala de densidades 8.5 – 14.5 ppg (peso específico 1.02 – 1.74)

ADITIVO	FUNCIÓN	CONCENTRACIONES TÍPICAS, lb/bbl (kg/m ³)
N-VIS	Viscosificador	0.25 – 1 (0.7 – 3)
N-VIS P PLUS	Viscosificador / Control de Filtración	1 – 5 (3 – 14)
N-DRIL HT PLUS	Control de Filtración	2 – 10 (6 – 29)
BARACARB 5/25/50/150	Densificante / Agente de puenteo	Según se requiera
BARABUF	Alcalinidad	0.1 – 3.0 (0.3 – 9)

Tabla 4.6.1 Concentraciones de productos típicos para la formulación de fluidos BARADRIL-N.

Asimismo es importante precisar que los fluidos BARADRIL-N pueden ser formulados en salmueras de agua dulce, agua de mar, cloruro de potasio, cloruro de sodio, cloruro de calcio, bromuro de sodio o bromuro de calcio, todos ellos usados como fluidos base para la preparación del referido fluido BARADRIL-N.

FLUIDO BASE	DENSIDAD DEL FLUIDO BARADRIL-N lb/gal (peso específico)
Agua dulce	8.8 – 10.0 (1.05 – 1.20)
Agua de mar	9.0 – 10.0 (1.08 – 1.20)
Cloruro de potasio	9.0 – 12.0 (1.08 – 1.50)
Cloruro de sodio	9.0 – 12.5 (1.08 – 1.50)
Bromuro de sodio	12.0 – 14.5 (1.44 – 1.74)
Bromuro de calcio	12.0 – 16.0 (1.44 – 1.92)

Tabla 4.6.2: Fluidos de base y sus correspondientes escalas de densidad recomendadas para la formulación de fluidos BARADRIL-N.

Cuando se elija un fluido saturado de sal, siempre es importante verificar su punto de cristalización a fin de que no ocurran problemas de cristalización de la sal, esto podría deberse a demasiada concentración de sal agregada a la mezcla.

4.7 Descripción de los Principales Aditivos Usados para la Formulación de Fluidos BARADRIL-N

4.7.1 BARABUF (Estabilizador de PH)

Es un material alcalino, se usa como amortiguador de PH en agua dulce, salmuera y sistemas poliméricos de salmueras.

Aplicación y Funciones:

BARABUF se puede usar para aumentar el PH de sistemas base agua hasta un valor de 10.

Ventajas:

- BARABUF es más seguro y más adecuado para controlar el PH en sistemas poliméricos.
- La soda cáustica genera geles excesivos y provoca espuma. Carbonato y bicarbonato de sodio no deben usarse en sistemas que contengan BARAVIS
- BARABUF es más efectivo, por unidad solubilizada, que soda cáustica.
- BARABUF no causa la formación de precipitados cuando se agrega a salmueras cálcicas o magnésicas.

Propiedades y Características:

Apariencia	Polvo fino blanco
Composición, (% mínimo de MgO)	98
Gravedad específica	3.58
Área específica	86 m ² /g

Tratamiento Aconsejado:

El rango normal de BARABUF es de 0.1 a 0.3 lbs (0.3 – 0.9 kg/m³) por barril en fluidos transparentes.

Nota: Se pueden usar hasta 3 libras por barril (8.6 kg/m^3) en fluidos para perforar formaciones productivas.

Presentación:

BARABUF está disponible en bolsas de 50 lbs (22.7 kg) de peso neto.

4.7.2 BARACARB (Agente Puenteante)

BARACARB, carbonato de calcio de tamaño seleccionado, se encuentra disponible en seis tamaños: 5, 25, 50, 150, 600, y 2300.

Aplicación y Funciones:

BARACARB 5, 25, y 50 pueden utilizarse para:

- Aumentar la densidad de lodos base agua y base aceite.
- Aumentar la densidad de salmueras.
- Formar puentes para reducir las pérdidas por filtración.

BARACARB 50, 150, 600, y 2300 pueden utilizarse como agentes puenteantes para:

- Problemas de pérdida de circulación.
- Mezclas para inyección.

Ventajas:

- Totalmente soluble en soluciones de HCl 15% (1 galón de HCl disuelve 1.84 lbs de BARACARB)
- Promueve eficazmente la formación de puentes

Propiedades y Características:

- Apariencia : Polvo o gránulos de color blanco
- Gravedad específica, aproximadamente: 2.7

Tratamiento aconsejado:

Utilice las siguientes fórmulas para determinar las concentraciones adecuadas.

1. Como agente Densificante, agregar BARACARB 5, 25 ó 50 según sea necesario a fin de aumentar la densidad del fluido hasta 14 lbs/galón (1.68 g/cm^3).

- Para un Volumen inicial de 1 barril:

$$X = 945 (W_f - W_i) / (22.5 - W_f)$$

- Para un Volumen final de 1 barril:

$$X = 945 (W_f - W_i) / (22.5 - W_i)$$

- Dónde:

X = BARACARB requerido, lbs/bbl

Wf = Densidad final deseada del fluido, lbs/gal

Wi = Densidad inicial del fluido, lbs/gal

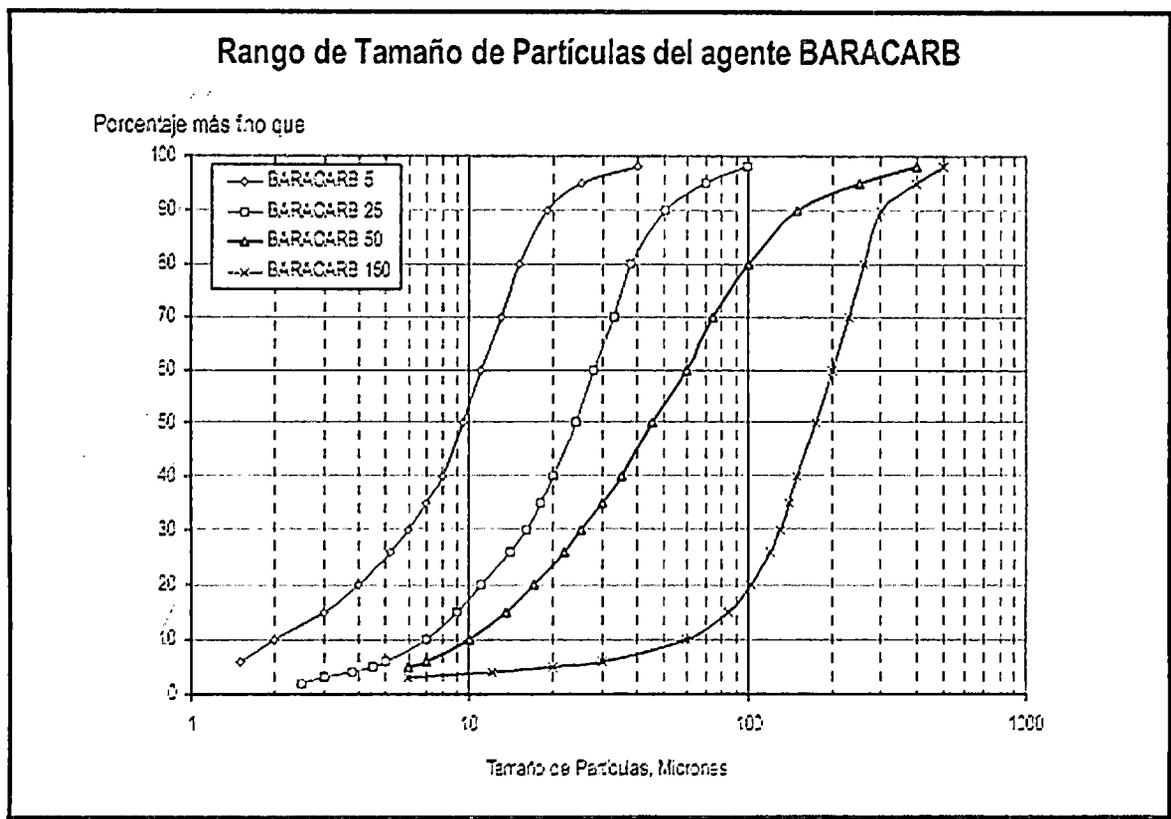
2. Como agente puenteante, agregar 5 – 10 lbs/barril (14.26 – 28.53 kg/m³) del tipo adecuado de BARACARB.

A fin de favorecer al máximo la acción formadora de puentes, el tamaño promedio de las partículas de BARACARB debe ser de por lo menos un tercio del diámetro del poro de la formación.

Presentación:

BARACARB 5, 25, 50, y 150 están disponibles en bolsas de 50 lbs (22.7 kg).

BARACARB600 y 2300 están disponibles en bolsas de 100 lbs (45.4 kg).



4.7.3 N-DRIL HT PLUS (Agente de control de filtrado)

El agente para control de filtración N-DRIL HT PLUS es un almidón noiónico especialmente modificado y entrecruzado para controlar la pérdida de filtración a alta presión – alta temperatura.

N-DRIL HT PLUS fue especialmente diseñado para minimizar el daño entre secciones del yacimiento.

Cuando se usa conjuntamente con aditivos eficaces, tales como OXIGON, secuestrantes de oxígeno, o dentro de fluidos con formiatos, el material puede soportar temperaturas de más de 300 °F (149 °C). Un beneficio secundario de este material es que cuando se usa conjuntamente con goma xántica, la viscosidad de baja velocidad de corte se incrementa sinérgicamente.

Los fluidos mezclados con agente para control de filtración N-DRL HT PLUS pueden usarse para perforar secciones del yacimiento y ensanchar bajo el revestidor.

El agente de control de filtración N-DRIL HT PLUS también es eficaz cuando se usa con fluidos de empaque de grava y como parte de píldoras obturantes.

Aplicaciones y Funciones:

El agente para control de filtración N-DRIL HT PLUS, cuando se usa con partículas dimensionadas apropiadas para puentear / densificar, puede:

Suministrar control de filtración

Minimizar el daño a la formación productiva

Ventajas:

- Adecuado para todos los fluidos de perforación, reparación y terminación base agua, incluyendo: agua de mar, cloruro de potasio, cloruro de magnesio, cloruro de sodio, bromuro de sodio, bromuro de calcio, y bromuro de zinc
- Resistente a la contaminación por calcio en un amplio rango de PH
- Soluble en ácidos y oxidantes
- Se limpia rápidamente luego de operaciones de perforación, reparación o terminación

- No es perjudicial para el medio ambiente, no presenta problemas de toxicidad o ecológicos.

Propiedades y Características:

- Polvo blanco, que fluye libremente
- Gravedad específica 1.5

Tratamiento aconsejado:

- Dispersar el agente para control de filtración N-DRIL HT PLUS con equipo convencional para mezclar lodo. Las concentraciones están en el rango de entre 3 y 9 lb/bbl (9 y 26 kg/m³).

Presentación:

El agente para control de filtración N-DRIL HT PLUS viene en bolsas de 50 lb (22.7 kg).

4.7.4 N-VIS (Viscosificante)

El polímero N-VIS es un producto Xántico de calidad extra recomendado toda vez que sean prioritarias la protección a la formación, la suspensión de sólidos y una mejor limpieza del pozo.

Aplicación y Funciones:

El polímero N-VIS se puede aplicar en los siguientes casos:

- Perforación (incluso perforación horizontal, fluidos para penetrar formaciones productivas y repaso o ensanchamiento)
- Empaque de gravas
- Limpieza con arenas
- Control de pozos

Nota: Las propiedades únicas de suspensión del polímero N-VIS permiten el diseño de fluidos libres de bentonita.

Ventajas:

- Más eficaz que otros sistemas poliméricos usados en el campo petrolero para remover sólidos del pozo (algunos tan densos como la bauxita) cuando ocurre arenamiento.

- Un biopolímero Xántico altamente refinado, clarificado.
- Puede rendir excelentes propiedades de suspensión.
- Puede proveer un sobresaliente transporte de sólidos.
- Ayuda a reducir al mínimo el daño a la formación.

Propiedades y Características:

- | | |
|--------------------------------------|-------------------------|
| • Apariencia | Polvo beige dispersable |
| • Densidad a granel | 45 lb/ft ³ |
| • Densidad a granel | 721 kg/m ³ |
| • Granulometría, % pasa por malla 40 | 95 |

Tratamiento aconsejado:

- Hidratar fluidos poliméricos antes de usar.
- Vigilar la viscosidad y el control de filtrado mientras se mezcla para asegurar una hidratación completa.
- Mezclar el PH entre 3 y 6, dado que el polímero N-VIS se hidrata más rápido a PH entre 8 y 10.

Nota: Alto contenido de sal o bajas temperaturas del fluido pueden retrasar la hidratación del polímero N-VIS. En estas situaciones, dar más tiempo para completar la hidratación.

Presentación:

El polímero N-VIS está disponible en bolsas de 25 lbs (11.3 kg)

4.7.5 N-VIS P PLUS (Viscosificante)

El Viscosificante N-VIS P PLUS es una mezcla de goma Xántica con un éter de almidón especialmente procesado, estabilizado, no iónico. Esta única combinación es sinérgica, produce una mejor suspensión estática, y ayuda a proveer una mayor viscoelasticidad bajo condiciones dinámicas. El viscosificante N-VIS P PLUS genera un sistema de fluido no dañino cuando va combinado con partículas puenteantes dimensionadas y solubles de cloruro de sodio, carbonato de calcio, o resina soluble en aceite. El sistema puede proveer mejores propiedades reológicas y superior control de filtrado.

Aplicaciones y Funciones:

El Viscosificante N-VIS P PLUS está diseñado para la aplicación en operaciones de perforación y reparación, y ayuda a proveer una viscosidad muy elástica a altas velocidades de corte, una solución con viscosidad elevada bajo condiciones estáticas y un superior control de filtrado.

El Viscosificante N-VIS P PLUS, cuando se usa con partículas puenteantes/densificantes especialmente dimensionadas, puede reducir la invasión de fluido completo y de filtrado a la zona productiva y por lo tanto reducir al mínimo el daño interno a la formación.

Combinaciones de fluidos mezclados usando Viscosificante N-VIS P PLUS se pueden aplicar en las siguientes situaciones:

- Perforación de zona productiva
- Repaso o ensanchamiento
- Molienda
- Lavado de arena

Ventajas:

- Aplicable en agua de mar y en soluciones de cloruro de potasio, cloruro de sodio y bromuro de sodio.
- Nota: Se pueden formular también mezclas adecuadas en cloruro de calcio con densidades de salmuera de hasta 11.0 lbs/gal (1318 kg/m³)
- Efectivo en aplicaciones de control de pozo cuando se formula adecuadamente porque forma un revoque fino, muy poco permeable, y fácil de remover que previene la invasión de sólidos y fluido a las formaciones productivas.
- La sinergia del polímero ayuda a proveer propiedades reológicas de un fluido térmicamente estable con mejor capacidad de suspensión a temperaturas de fondo de hasta 285 °F (141 °C) con el agregado de un amortiguador.

Propiedades y Características:

- Apariencia :Polvo blanco de fácil deslizamiento

Tratamiento aconsejado:

- Agregar 1.0 – 7.0 lbs/barril (2.9 – 20 kg/m³)

Presentación:

El Viscosificante N-VIS P PLUS está disponible en bolsas de 50 lbs (22.7 kg)

CAPÍTULO V: APLICACIÓN DEL SISTEMA BARADRIL-N DURANTE LA PERFORACIÓN DE LA SECCIÓN 8 ½" DEL POZO LO18-8XD

5.1 CARACTERÍSTICAS DEL POZO LO18-8XD

A. Descripción del Pozo LO18-8XD

- Nombre del Pozo : LO18-8XD
- Número Oficial del Pozo : SAVIA-Z2B-26-LO18-8XD
- Tipo de Pozo : EXPLORATORY
- Área de Contrato : Z2B – Offshore Perú
- Locación de Superficie (WGS-84) : 9, 502,928.51 m N
462,405.71 m E
- Locación Target (WGS-84) : 9,503,660.0 m N
461,700.0 m E
- Profundidad Tope (Lower B. Salina) : 10,437.5 ft MD
9,450 ft TVD
- Profundidad del Agua : 169 ft
- RKB-MSL : 50 ft

B. Diagrama Esquemático del Pozo LO18-8XD

HOLE & CASING DESIGN												
Hole Size (in)	Drilling interval (ft MD)	Phase	Range to cover (ft MD)	Casing O. D. (in)	Weight (ppf)	I. D. (in)	Drift (in)	Grade	Thread	Tensile Strength Conn (klbs)	Collapse (psi)	Burst (psi)
22	169 - 400	Conductor	0 - 400	18	70.6	17.250	17.050	ASTM A53-B	STEEL WELD		-	-
17	400 - 2200	Surface casing	0 - 2200	13 3/8	54.5	12.615	12.495	K-55	BTC	853	1130	2730
12 1/4	2200 - 7000	Intermediate casing	0 - 7000	9 5/8	43.5	8.755	8.599	N-80	BTC	1005	3810	6330
8 1/2	7000 - 11033	Production casing	0 - 11033	5 1/2	17.0	4.892	4.767	N-80	LTC	397	6290	8170
DIRECTIONAL SUMMARY												
Type of well profile	KOP (ft)	Build-up rate / 100 ft (degree)	EOB (ft MD)	Azimuth (degree)	Hold Angle (degree)	Start of Turn (ft MD)	Turn rate /100 ft (degree)	End of Turn (ft MD)	Azimuth (degree)	Hold Angle (degree)	Target depth (ft MD)	Total Depth (ft MD)
J	3000	2	4650.8	291.11	33	5761.8	1.05	8240.8	339.96	33	10437.5	11033.7

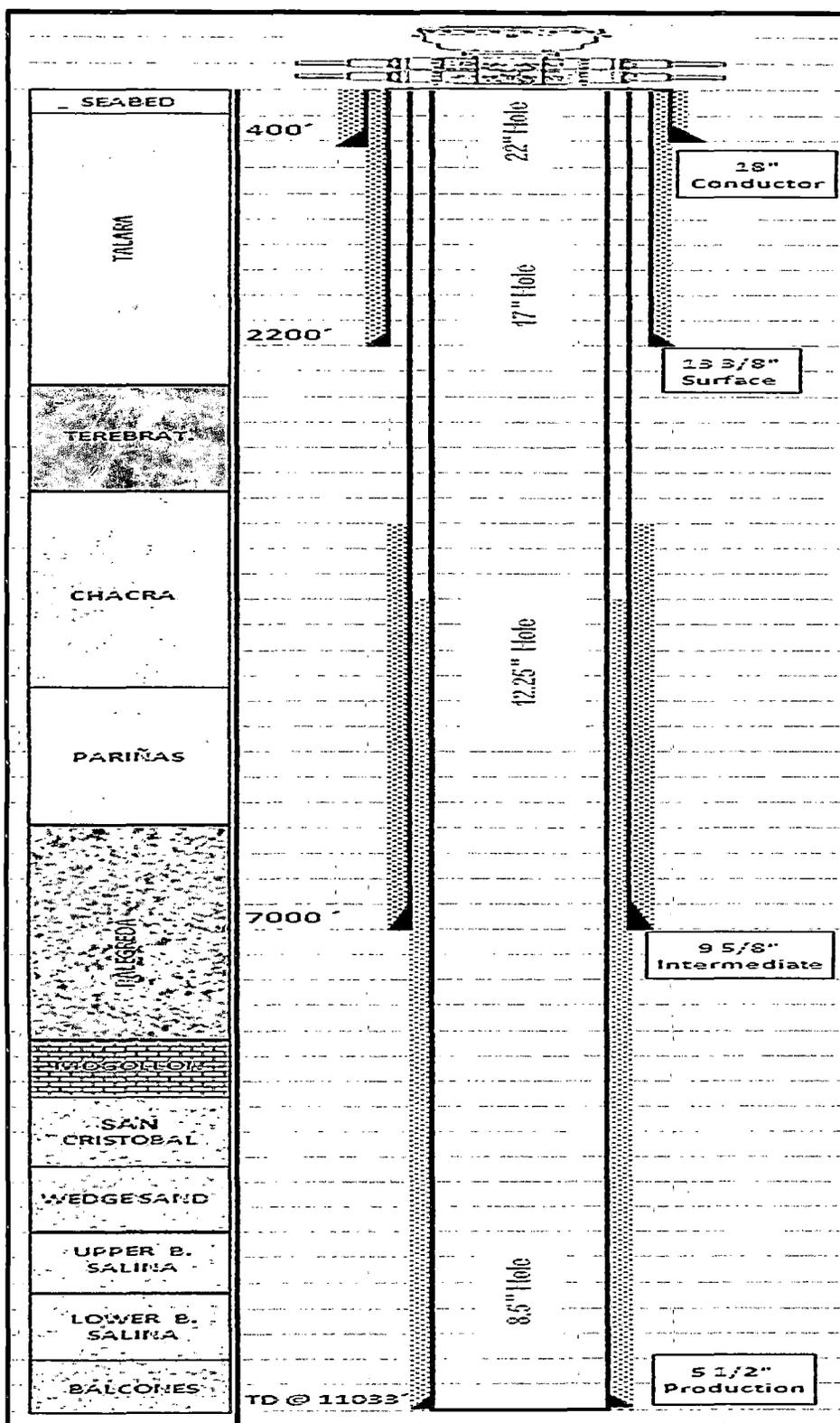


Grafico 5.1: El pozo exploratorio Z2B-26-LO18-8XD

El pozo exploratorio SAVIA-Z2B-26-LO18-8XD está diseñado para evaluar principalmente la formación de interés Lower Basal Salina, que se encuentra en la sección 8 1/2" del referido pozo.

El Grafico 5.1 que se muestra, nos describe como el pozo se va a perforar, las profundidades y los tamaños de agujeros que se perforará. Asimismo, se muestra las formaciones respectivamente a las profundidades que se atraviesa.

La profundidad vertical total estimada es de 11 848', y el intervalo de 8 ½" estimado se encontrará en el rango de 7 002' a 11 848'.

C. Diagrama Geológico del Pozo LO18-8XD

GEOLOGIC PROGNOSIS										
AREA		OFFICIAL WELL NUMBER		CAMA PERU SA		TYPE OF WELL		LOG #		
LOBITOS OFFSHORE				LO18 - 8XD		EXPLORATORY				
PRIMARY OBJECTIVE				SECONDARY OBJECTIVE						
BASAL SALINA				PARIÑAS						
SURFACE COORDINATES (UTM) (WGS-24)				TARGET COORDINATES (UTM) (WGS-24)						
9°502,933 MN 462,408 ME				BS 9°503,660 MN 461.700 ME PR 9°503,042,53 MN 462,100 ME						
E	KB:	DIRECTION OF		T	DRILLED DEPTH	ESTIMATED FINAL				
L	50'	IT	W	DEVIATE WELL	10418'	FT	O	10900'	FT	
E	WATER DEPTH	L		ANGLE CONDUCTOR	R		VERTICAL DRIFT			
V	169'	FT	L	FROM VERTICAL	G		3550'		FT	
A	GROUND LEVEL	L		RECOMMENDED DEPTH	E		MAX. ANGLE			
T		FT	L	OF K.O.P.	T		32°			
				BUILD UP ANGLE AT						
				4.5°/100						
				LIMITS (DIAMETER)		TOP: 100'		BASE: 100'		
FORMATION / MEMBER				DRILLED TOP (MD/FT)	VERT. TOP (VD/FT)	SUBSEA TOP (SS/FT)	OBSERVATIONS			
S	TALARA				AT SEA BOTTOM					
R	TEREBRATULA				4350'	4300'	4250'			
A	CHACRA				4725'	4622'	4572'			
T	PARIÑAS				5711'	5450'	5400'	Secondary Objective		
I	PALEGREDA				6656'	6255'	6205'			
G	MOGOLLON				7919'	7332'	7282'	Oil Bearing		
R	SAN CRISTOBAL				8474'	7803'	7753'			
A	WEDGE SAND				9057'	8296'	8246'			
P	UPPER BASAL SALINA				9599'	8756'	8706'	Oil Bearing		
H	LOWER BASAL SALINA				10418'	9450'	9400'	Primary Objective		
I	BALCONES				10780'	9757'	9707'			
C	TD				10900'	9950'	9900'			

CAPITULO VI: EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA DE LA PERFORACIÓN DEL POZO LO18-8XD

6.1 Formaciones Atravesadas en la Sección 8 ½”:

Las formaciones que se atravesaron durante la perforación del Pozo LO18-8XD fueron las siguientes:

- Mogollón
- San Cristóbal
- Wedgesand
- Upper y Lower Basal Salina
- Balcones

FORMACIÓN	LITOLÓGÍA
Mogollón	Areniscas y arenas
San Cristóbal	Arcillas y limolitas
WedgeSand	Areniscas, arcillas y limolitas
Upper Basal Salina	Arenas y arcillas
Lower Basal Salina	Arenas y arcillas
Balcones	Arcillas, areniscas y lutitas

6.2 Preparación del Fluido BARADRIL-N para la Perforación del Pozo LO18-8XD:

El fluido que se utilizó durante la perforación del intervalo de 8 ½” del pozo LO18-8XD, fue el Sistema BARADRIL-N, el cual fue obtenido de la mezcla de 600 bbls de lodo nuevo BARADRIL-N, y 300 bbls de lodo proveniente de la fase de 12 ¼”, el cual fue previamente procesado por las centrifugas de la empresa UNITED.

El resultado de la mezcla de estos 2 fluidos, 600 bbls de nuevo lodo BARADRIL-N y 300 bbls de lodo acondicionado de la fase anterior, resultaron

en 900 bls de fluido BARADRIL-N con las condiciones descritas en el reporte del día 15/10/2011, día en el cual inició la perforación de dicho intervalo. A continuación se muestran las referidas condiciones:

Properties	Hyd 2	3
Fluid Set	BARADRIL-N	BARADRIL-N
Source	e Succion 1	Flow Line
Time	15:00	23:30
Depth (MD/TVD) ft	7,128/7,128	7,404/7,404
FL Temp °F	90	100
Density @ °F ppq	10.70@90	10.70@90
FV @ °F sec/qt	44@90	45@90
PV @ °F cp	15@120	15
YP lbs/100ft ²	18	18
GELS lbs/100ft ²	3/6/9	3/6/9
600/300	48.0/33.0	48.0/33.0
200/100	24.0/16.0	24.0/16.0
6/3	8.0/6.0	8.0/6.0
Filtrate (API) mL/30min	5.2	5.0
HTHP @ °F mL/30min		
Cake (API/HTHP) 32nd in	1/0	1/0
Corr Solid % by vol	9.7	9.7
NAP / Water % by vol	0.0/90.0	0.0/90.0
NAP / Water Ratio		
Sand % by vol	0.05	0.05
MBT ppb eq.	7.5	7.5
pH @ °F	9.7@95	9.6@95
ALK Mud (Pm) mL	0.64	0.60
ALK Filt (Pf/Mf) mL	0.42/0.56	0.40/0.54
Chlorides mg/L	1,000	1,000
Total Hardness mg/L	80	80
LGS / HGS % by vol	1.8/8.0	1.8/8.0
LGS / HGS ppb	16.14/117.43	16.14/117.43
ASG SG	3.909	3.909

6.3. Aditivos Agregados al Fluido BARADRIL-N

Para proveer un buen efecto de sellado, mantener una buena estabilidad del hoyo y reducir la probabilidad de pega diferencial, se agregó ciertos aditivos que ayuden al mejor desempeño del fluido BARADRIL-N. La siguiente tabla muestra la concentración de los productos que se utilizó en el intervalo perforado:

PRODUCTO	CONCENTRACIÓN PROMEDIO (LB/ BBL)
CaCO ₃ 325	68.29
CaCO ₃ 200	10.88
CaCO ₃ 100	10.88
BARAZAN D PLUS	0.83
PAC-L	1.27
FILTERCHECK	1.03
CLAY SEAL PLUS	7.0

CAPITULO VII: ACCIÓN DEL FLUIDO BARADRIL Y DE LOS ADITIVOS AGREGADOS DURANTE LA PERFORACIÓN DEL POZO

7.1 Procedimiento

Al inicio de la perforación del hoyo de 8 ½", se agregó al fluido BARADRIL-N únicamente los Carbonatos de Calcio de diferentes granulometrías (100, 250 y 350), a fin de que dichos productos sirvan como sellos en esta sección, permitiendo así el puenteo de la porosidad de las arenas a perforar. Cabe precisar que se consiguió una densidad del fluido de 10.7 ppg.

Asimismo, se adicionó luego el producto BARAZAN DPLUS a fin de preparar las píldoras de limpieza del hoyo, y N-DRILL HT PLUS, FILTER CHEK y PAC L para el control de la reología y pérdidas de fluido.

La inhibición del fluido, a fin de contrarrestar el efecto de hidratación del Claystone perforado, el cual se encuentra presente en casi la totalidad del pozo, fue conseguida con la adición del aditivo inhibidor CLAY SEAL y BORE HIB, lo cual se refleja en el resultado sin problemas conseguido en la terminación del pozo así como el caliper resultante promedio de 9.2" observado en los Registros Eléctricos.

Las píldoras de limpieza se utilizaron de acuerdo a los requerimientos del sistema, basados en los parámetros de perforación y las simulaciones de limpieza del hoyo usando el programa DFG.

La densidad del lodo fue mantenida inicialmente en 10.7 ppg, y mediante la perforación del pozo continuaba, se fue incrementando según lo programado hasta 11.4 ppg.

Dicha densidad del lodo se pudo conseguir con la ayuda del arreglo de mallas de los 3 Shakers Mongosse en: (2x270/2x230), (4x230) y (4x230); el MudCleaner 4x325 y en algunas ocasiones con el apoyo de las centrifugas United. De esta manera, se pudo conseguir controlar los niveles de filtrado y la cantidad de arcillas en el fluido dentro de los rangos normales de trabajo.

7.2 Propiedades de Lodo

Las propiedades del lodo se mantuvieron dentro de lo programado. Asimismo, el perfil de densidad y las propiedades reológicas del fluido se ajustaron para obtener una buena mejora en el transporte de recortes y control hidrostático.

PROPIEDAD	UNIDADES	LIMITES		USADOS	
		MINIMO	MAXIMO	MINIMO	MAXIMO
Densidad	Ppg	11.0	12.0	10.7	11.4
FV	sec/Qt	45	55	40	48
PV	cP	13	22	15	19
Y _P	lb/100 ft ²	22	28	12	22
FILTRADO API	cc/30 min	<5		5.8 a 5.0	
Ph		8.5	9.5	9.5	9.8
MBT	lb/bbleq	< 15		15.0 a 11.0	

7.3 Evaluación del Equipo de Control de Sólidos

El arreglo de zarandas que se utilizó tuvo un buen desempeño. A continuación mencionaremos:

Shaleshaker 1.	170 - 170 - 170 - 170
Shale shaker 2.	170 - 170 - 170 - 170
Shale shaker 3.	170 - 170 - 170 - 170
Mud cleaner.	200 - 200 - 200 - 200

Las centrífugas fueron usadas de acuerdo a los requerimientos del sistema, mostrando un buen rendimiento.

CAPITULO VIII: EVALUACIÓN DE COSTOS DEL POZO LO18-8XD

Se evaluarán dos costos: Costos Programado y Costos Reales.

Costos Programados

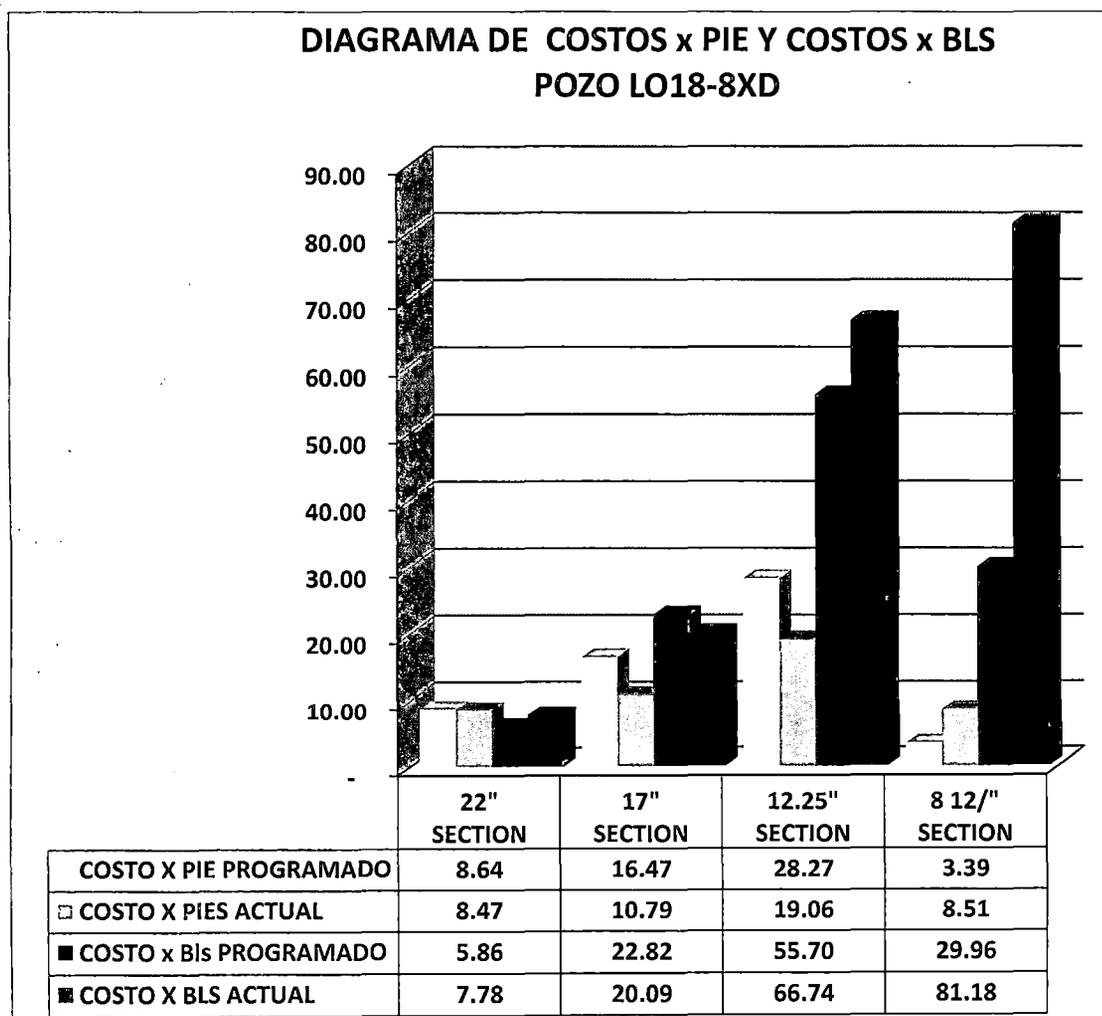
PROGRAMA DE LODO							
LO18-8XD							
Costos Programados							
Prof	Costos		Day	Inq.	Productos	Total	
0	-		-	-	-	-	-
400	5,554.06		3.00	2,100.00	3,454.06	5,554.06	
2200	39,598.56		4.00	4,400.00	29,644.50	34,044.50	
7000	199,496.42		22.00	24,200.00	135,697.86	159,897.86	
11033	257,272.84		16.00	17,600.00	40,176.42	57,776.42	
			45.00				
			Total	48,300.00	208,972.84	257,272.84	

Costos Reales:

LO18-8XD			
		Costos Reales	
Profundidad		Costos	
		Diariamente	Acumulativo
(Feet)		(US\$)	
0		0	0
1	383	2,327.48	2,327.48
2	383	700.00	3,027.48
3	383	1,109.37	4,136.85
4	398	3,656.70	7,793.55
5	595	2,642.77	10,436.32
6	1419	10,015.06	20,451.38
7	2235	16,759.42	37,210.80
8	2235	1,780.24	38,991.04
9	2235	1,100.00	40,091.04
10	2414	13,248.53	53,339.57
11	2767	20,438.11	73,777.68
12	3995	10,245.12	84,022.80
13	3995	10,506.65	94,529.45
14	3995	5,225.33	99,754.78
15	4198	14,722.21	114,476.99
16	5633	16,197.77	130,674.76
17	6371	20,318.46	150,993.22
18	6532	10,943.00	161,936.22
19	7002	17,649.17	179,585.39
20	7002	9,558.90	189,144.29
21	7002	1,100.00	190,244.29
22	7002	1,835.07	192,079.36
23	7002	4,914.91	196,994.27
24	7404	15,059.36	212,053.63
25	7867	15,037.82	227,091.45
26	8715	13,052.54	240,143.99
27	9076	11,884.16	252,028.15
28	9740	7,837.05	259,865.20
29	10109	8,043.51	267,908.71
30	10257	3,889.20	271,797.91
31	10,682	5,201.85	276,999.76
32	10840	6,702.53	283,702.29
33	10840	6,428.97	290,131.26
34	10840	3,245.63	293,376.89
35	10840	3,419.45	296,796.34
36	10840	1,436.56	298,232.90
37	10840	1,184.37	299,417.27
38	10840	2,718.82	302,136.09
39	10840	2,115.03	304,251.12

Sección	Costo Programado	Costo Actual	Costo x Pie Programado	Costo x Pie Actual	Costo x Barril Programado	Costo x Barril Actual
22"	3,454.06	6,472.49	8.64	8.47	5.86	7.78
17"	29,644.50	29,227.30	16.47	10.79	22.82	20.09
12 ¼"	135,697.86	148,474.70	28.27	19.06	55.70	66.74
8 ½"	40,176.42	109,301.74	3.39	8.51	29.96	81.18
Total	\$253,972.84	\$293,476.23				

COSTOS POR BARRIL Y PIE PERFORADO



CAPITULO IX:CONCLUSIONES

- La aplicación del sistema de fluido BARADRIL-N ayuda en la perforación de pozos minimizando el daño a la formación y asegura la estabilidad del hueco, así como la rápida limpieza del pozo.

- El fluido BARADRIL-N proporciona un buen control sobre la pérdida de fluido y una excelente inhibición a fin de anular la acción hidratante de las arcillas presentes en la sección 8 ½" del pozo LO18-8XD.

- Se recomienda utilizar el fluido BARADRIL-N cuando la presencia de arcillas y el control sobre la pérdida de fluido son de primordial importancia en la sección a perforar.

CAPITULO X:BIBLIOGRAFIA

- Halliburton del Perú, Baroid, (1999,2000), Manual de Fluidos
- MI Swaco, Manual de Ingeniería de Fluidos de Perforación
- Baker Hughes INTEQ, (Agosto 1998), Fluidos – Manual de Ingeniería