



**PROYECTO:
MANEJO, INTERPRETACIÓN Y RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE
POZOS PERFORADOS POR BAROID USANDO EL SOFTWARE
WELLSIGHT™ Y DFG™ PARA LA PLANEACIÓN, ELABORACIÓN Y
ESTIMACIÓN DE COSTOS DE PROGRAMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN
PARA DIFERENTES CAMPOS DEL PAIS**

WILLIAM TAFUR CASTAÑEDA

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2012**



**PROYECTO:
MANEJO, INTERPRETACIÓN Y RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE
POZOS PERFORADOS POR BAROID USANDO EL SOFTWARE
WELLSIGHT™ Y DFG™ PARA LA PLANEACIÓN, ELABORACIÓN Y
ESTIMACIÓN DE COSTOS DE PROGRAMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN
PARA DIFERENTES CAMPOS DEL PAIS**

**WILLIAM TAFUR CASTAÑEDA
Código 2004102763**

**Proyecto de pasantía para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director pasantía:
Ingeniero CARLOS M. GÓMEZ**

**Co-Director pasantía:
M.Sc. LUIS F. BONILLA C.**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2012**

Nota de Aceptación

Jurado

Jurado

Neiva, 20 de junio de 2012.

A mi esposa
Madelyn Victoria
con todo mi amor,
a mis padres
y hermano.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su agradecimiento a:

Carlos Manuel Gómez, Ingeniero de Petróleos y Director del Proyecto de pasantía supervisada, por sus valiosas orientaciones.

Luis Fernando Bonilla C., Ingeniero de Petróleos y Decano de la Facultad de Ingeniería, por su apoyo y motivación constante en el desarrollo de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	1
1. JUSTIFICACIÓN	2
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
3. OBJETIVOS	4
3.1 OBJETIVO GENERAL	4
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
4. REVISIÓN DE LITERATURA	5
4.1 MARCO TEÓRICO	5
4.1.1 Perforación de Pozos	5
4.1.2 Registros y Obtenidos de la Perforación	6
4.1.3 Funciones y Propiedades de Fluidos de Perforación	8
4.1.4 Tipos de Fluidos de Perforación	14
4.2 MARCO CONTEXTUAL	16
4.3 MARCO CONCEPTUAL	18
5. RECOPIACIÓN INFORMACIÓN	20
5.1 Recopilación y Manejo de Información Pozo 72-C	20
5.1.1 Resumen del Pozo	20
5.1.2 Informes Diarios	21
5.1.3 Conclusiones y recomendaciones Pozo 72-C	22
5.1.4 Discusión por Intervalo	27
5.1.5 Hidráulicas	41
5.1.6 Volúmenes por Sección	42
5.1.7 Elaboración Acta de Cobro de Servicios y KPI	43
6. ELABORACIÓN PROGRAMA DE LODOS	44
6.1 Elaboración del Programa de Lodos Pozo 73-C	44

6.1.1	Estado Mecánico	44
6.1.2	Propiedades de los Fluidos Propuestos	44
6.1.3	Discusión Intervalo 17 ½”	46
6.1.4	Discusión Intervalo 12 ¼”	50
6.1.5	Discusión Intervalo 8 ½”	54
6.1.6	Ventana de Densidad Propuesta	57
6.1.7	Limpieza del hueco	59
6.1.8	Volúmenes Estimados	60
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	62
	BIBLIOGRAFIA	63
	ANEXOS	64

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama esquemático de la toma de registros.	7
Figura 2. Divisiones de la compañía Halliburton-Baroid.	16
Figura 3. Simulación de Limpieza del Hueco Sección 12 ¼”.	42
Figura 4. Esquema para fluidos pesados con Barita.	52
Figura 5. Ventana de Densidad Propuesta Pozo 73-C.	58

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Volumen Total de Lodo Sección 17 ½”.	60
Cuadro 2. Volumen Total de Lodo Sección 12 ¼”.	61
Cuadro 3. Volumen Total de Lodo Sección 8 ½”.	61

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros de Limpieza del Hueco Sección 17 ½”.	20
Tabla 2. Propiedades del Spud Mud Sección 17 ½”.	28
Tabla 3. Bitácora de Píldoras de Limpieza Sección 17 ½”.	29
Tabla 4. Propiedades del BOREMAX® Sección 12 ¼”.	32
Tabla 5. Bitácora de Píldoras de Limpieza Sección 12 ¼”.	36
Tabla 6. Propiedades del BARADRIL-N® Sección 8 ½”.	37
Tabla 7. Bitácora de Píldoras Bombeadas Sección 8 ½”.	40
Tabla 8. Propiedades Spud Mud – Sección 17 ½”. 0ft a 1,000ft	45
Tabla 9. Propiedades BOREMAX® - Sección 12 ¼”. 1,000ft a 3,073ft.	45
Tabla 10. Propiedades BOREMAX® - Sección 12 ¼”. 3,073ft a 5,959ft.	45
Tabla 11. Propiedades BOREMAX® - Sección 12 ¼”. 5,959ft a 7,903ft.	46
Tabla 12. Propiedades BARADRIL-N® - Sección 8 ½”. 7,903ft a 9,121ft.	46
Tabla 13. Concentración Productos sin Dilución.	48
Tabla 14. Concentración Productos con Dilución.	48
Tabla 15. Galonaje por Rata de Penetración.	49
Tabla 16. Concentración Productos BOREMAX®.	53
Tabla 17. Concentración Productos BARADRIL-N®.	56
Tabla 18. Parámetros de Circulación del Pozo Según Inclinación.	59

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Reporte diario de operaciones en campo.	65
Anexo B. Acta de Recibo de Cantidades de Obras	66
Anexo C. Sábana de Consumo de Productos.	67
Anexo D. Sábana Ingeniería.	68
Anexo E. Unidad de Floculación Selectiva.	69
Anexo F. Unidad de Filtración.	70
Anexo G. Inventario de Productos.	71
Anexo H. Indicador de Desempeño de Calidad KPI.	72
Anexo I. Objetivos y Métodos Programa de Fluidos Pozo 73-C.	73
Anexo J. Pautas Para la Ingeniería de Fluidos de Perforación.	74
Anexo K. Estado Mecánico Pozo 73-C.	75
Anexo L. Pautas para Manejo de Fluido BOREMAX [®] .	76
Anexo M. Factores de Reducción de Pegas Diferenciales.	77
Anexo N. Árbol de Decisiones para Pérdidas de Circulación.	78

INTRODUCCIÓN

En el contexto de la industria petrolera, se establece la necesidad de optimizar los trabajos de perforación de pozos promoviendo la cultura de la planeación, evaluación, seguridad, medio ambiente y efectividad en la ejecución. Disminuir el tiempo de trabajo, realizar el máximo aprovechamiento de los fluidos a usar durante la perforación, tratar y recuperar la mayor cantidad de fluido usado, y reducir el tiempo de operación, se constituye en un tema de interés mundial, con el fin de mejorar las condiciones operacionales y ambientales en las diferentes regiones petroleras a nivel nacional, especialmente en el área de los llanos orientales.

Cabe destacar, dentro de los objetivos mencionados, la necesidad de desarrollar un ejercicio constante de planificación y evaluación para los fluidos de perforación, lo cual, sin lugar a dudas permitirá aplicar en forma apropiada los lineamientos para los programas de dichos fluidos.

En virtud de lo anterior, Halliburton Baroid, viene desarrollando y mejorando programas de capacitación, recopilación de información, diseño de software e instrumentos técnicos y de gestión, impulsando la aplicación de la política para el diseño de programas de fluidos de perforación para diferentes pozos en los llanos orientales.

En este contexto, el estudio propuesto para la recopilación de información, evaluación, planeación y elaboración de programas de fluidos de perforación para diferentes campos en los llanos orientales del país, se constituye en un valioso instrumento técnico, que orienta a la antigua y nueva generación de ingenieros a realizar en forma adecuada la evaluación de procedimientos y ejecución de los programas de fluidos de perforación.

1. JUSTIFICACIÓN

Los fluidos de perforación son usados en cada operación en la cual se explora por hidrocarburos en el subsuelo. Cientos de barriles de fluidos son preparados, acondicionados, puestos en función, y retirados nuevamente del subsuelo para luego ser tratados, reacondicionados y/o modificados para su posterior reutilización. Debido a la gran cantidad de fluido que es utilizado en cada operación, se crea la necesidad de garantizar la producción necesaria de fluido dispuesto para cada fase, buscando de igual manera su efectividad en el fondo del pozo y en el tiempo de la operación, y también que éste sea de menor impacto al medio ambiente.

Actualmente, la problemática concebida al uso, en algunas ocasiones no controlado de fluidos de perforación a raíz de los diferentes tipos de formaciones encontradas, es gestionada mediante estudios preventivos de dichas formaciones en el subsuelo, recopilación de información de pozos previamente perforados en zonas adyacentes, y software especializado (WELLSIGHT™ y DFG™), que se encargan de consolidar la cantidad de fluidos a usar por medio de la planeación para la prevención de inconvenientes ya antes descubiertos y la optimización de recursos.

Teniendo en cuenta las actuales condiciones de operación de la empresa Halliburton Baroid, las disposiciones legales ambientales y el crecimiento socio-económico de la actividad petrolera, lo cual señala un aumento en la demanda de servicios de parte de las compañías especializadas en fluidos de perforación, es necesario plantear propuestas que conlleven a la optimización en tiempo y recursos a usar durante dichas actividades, especialmente en el uso del agua y su tratamiento.

La alternativa que se plantea en este caso para mejorar el desempeño de cada operación, es el apropiado manejo, recopilación e interpretación de la información de pozos previamente perforados por Halliburton Baroid a través del WELLSIGHT™ y DFG™ para el diseño de manera adecuada de un conjunto de fluidos, con sus respectivos volúmenes y costos, que serán usados en posteriores operaciones de perforación en los llanos orientales.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En las actividades que involucran el uso de fluidos de perforación, se corren riesgos de tipo físico, mecánico, ambiental y pérdidas de tiempo, lo que se representa como dinero. Cada uno de ellas es tratada con el fin de agilizar la operación usando medidas preventivas, elementos de protección personal, normas de seguridad aplicadas a locaciones de perforación de pozos petroleros.

En Halliburton – Baroid, se desarrollan y ejecutan programas con el fin de evitar o minimizar cualquier riesgo, y optimizar tiempo y uso de materiales. Entre las actividades que involucra el presente proyecto para dar solución a la optimización de tiempo y recursos, se encuentran las siguientes:

- Recolección de información de pozos perforados por Halliburton – Baroid en los Llanos Orientales.
- Manejo y procesamiento de información ya recolectada.
- Análisis de la información para presentar resultados obtenidos ante las compañías operadoras.
- Prestar apoyo a los ingenieros en la planeación de programas de fluidos de perforación para futuras operaciones, basado en la información ya mencionada.
- Seguir paso a paso la ejecución de un programa de fluidos de perforación diseñado para el pozo 73-C en campo.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Manejar, interpretar, y recopilar información de pozos perforados por Baroid usando el software WELLSIGHT™ Y DFG™ para la planeación, elaboración, y estimación de costos de programas de fluidos de perforación para los diferentes campos en Colombia.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recolección y manejo de la información de los pozos perforados por Baroid en los Llanos Orientales a través del software WELLSIGHT™ y DFG™.
- Manejo e interpretación de hidráulicas y condiciones de limpieza de hueco a través del software DFG™.
- Recopilación de información de pozos off-set para la elaboración de programas de fluidos de perforación.
- Estimar volúmenes y costos del fluido de perforación para diferentes pozos a perforar en los Llanos Orientales.

4. REVISIÓN DE LITERATURA

La revisión de literatura se divide en el presente capítulo en tres partes así: Marco teórico, Marco contextual y Marco conceptual.

4.1 MARCO TEÓRICO

4.1.1 Perforación de Pozos. La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone que se podría localizar un depósito de hidrocarburos, es mediante la perforación de un hueco o pozo.

El primer pozo que se perfora en un área geológicamente inexplorada se denomina “pozo exploratorio” y en el lenguaje petrolero se clasifica “A-3”.

De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

El tiempo de perforación de un pozo dependerá de la profundidad programada y las condiciones geológicas del subsuelo. En promedio se estima entre dos a seis meses.

En Colombia la profundidad de un pozo puede estar normalmente entre 2.000 y 25.000 pies, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentre la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo.

La perforación se realiza por etapas, de tal manera que el tamaño del pozo en la parte superior es ancho y en las partes inferior cada vez más angosto.

Esto le da consistencia y evita derrumbes, para lo cual se van utilizando brocas y tubería de menor tamaño en cada sección.

Así, por ejemplo, un pozo que en superficie tiene un diámetro de 26 pulgadas, en el fondo puede tener apenas 8.5 pulgadas.

Durante la perforación es fundamental la circulación permanente de un “lodo de perforación”, el cual da consistencia a las paredes del pozo, enfría la broca, y saca a la superficie el material triturado.

Ese lodo se inyecta por entre la tubería y la broca y asciende por el espacio anular que hay entre la tubería y las paredes del hueco.

4.1.2 Registros y datos obtenidos de la perforación. Durante la perforación de un pozo se toman una serie de registros eléctricos que ayudan a conocer los tipos de formación y las características físicas de las rocas, tales como densidad, porosidad, contenido de agua, de petróleo y de gas natural.

Conocer las características de las formaciones atravesadas por los pozos, tanto en su naturaleza litológica, como en lo relativo a su contenido de fluidos (agua o hidrocarburos), es motivo de profundo interés. Del conocimiento de los diferentes parámetros que tal información proporciona, dependerá la extracción eficiente de los hidrocarburos.

Para ello se cuenta con el muestreo de los pozos; es decir, del registro de lo que la barrena atraviesa. Este muestreo se hace en forma directa: estudiando muestras de formación, o mediante el análisis continuo del fluido de perforación, y por la introducción mediante cables con conductores eléctricos de dispositivos medidores de los distintos parámetros característicos de las formaciones atravesadas y de su contenido. De estos métodos de muestreo, el que mayores avances tecnológicos ha reportado es el originalmente conocido como registro eléctrico. Actualmente, a este se le han sumado una serie numerosa de registros de otros parámetros y se les denomina genéricamente registros petrofísicos.

Un registro petrofísico es un gráfico X – Y en donde el eje Y representa la profundidad del pozo y el eje X representa el o los valores de algunos parámetros del pozo como son: porosidad, densidad, tiempo de tránsito, resistividad, diámetro del agujero, etc.

En lo que tiene que ver con la determinación de algunas características de las formaciones del subsuelo, conviene realizar la toma de registros geofísicos. Para esto se utiliza una unidad móvil (o estacionaria en pozos costafuera) que contiene un sistema computarizado para la obtención y procesamiento de datos. También cuenta con el envío de potencia y señales de comando (instrucciones) a un equipo que se baja al fondo del pozo por medio de un cable electromecánico. El registro se obtiene al hacer pasar los sensores de la sonda en frente de la formación, moviendo la herramienta lentamente con el cable (Ver Figura 1).

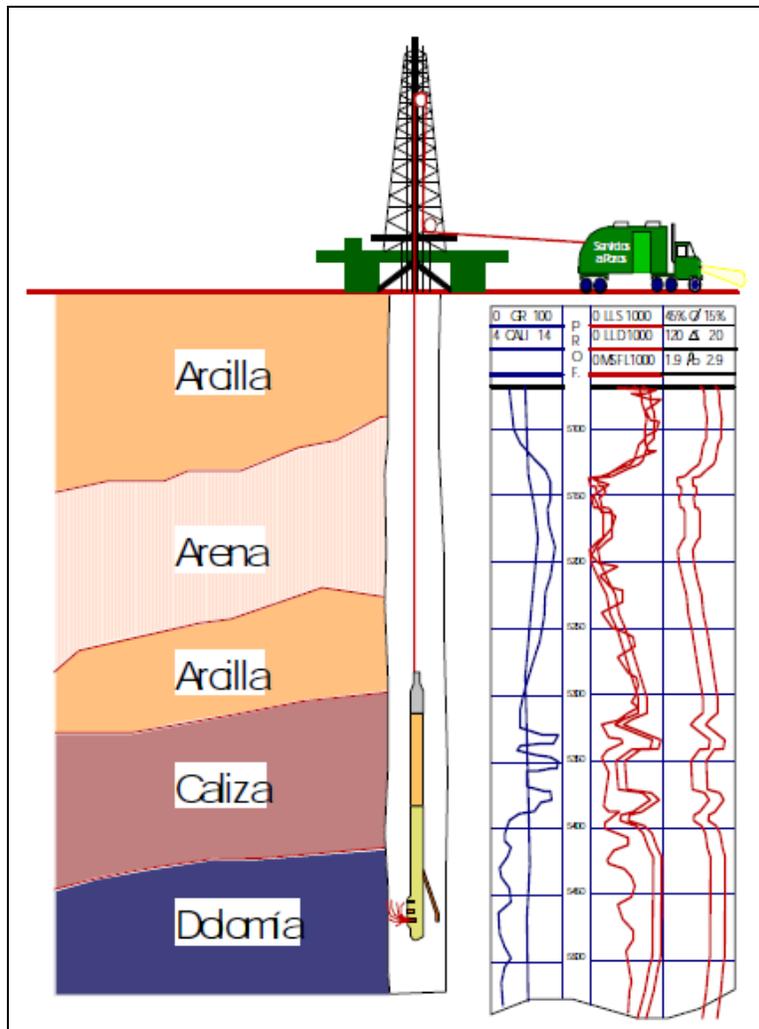


Figura 1. Diagrama esquemático de la toma de registros.

Dentro de los objetivos del registro geofísico podemos mencionar:

- Determinación de las características de la formación: porosidad, saturación de agua/hidrocarburos, densidad.
- Delimitación (cambios) de litología.
- Desviación y rumbo del agujero.
- Medición del diámetro de agujero.
- Dirección del echado de formación.
- Evaluación de la cementación.
- Condiciones mecánicas de la TR.

Por otra parte, información importante relacionada con las capas rocosas que son atravesadas se obtiene de las muestras tomadas de los lodos de perforación. El material arrastrado por los lodos puede ser un indicador de la presencia o no de hidrocarburos.

4.1.3 Funciones y propiedades de los fluidos de perforación. El método rotatorio de perforación de pozos se distingue por dos factores importantes:

- La broca rota contra el fondo del pozo.
- Se hace circular un fluido hacia abajo por la sarta de perforación a través de la broca y, finalmente, hacia arriba por el espacio anular.

Las funciones básicas de un lodo son:

- Transporte de recortes y de derrumbes

Los recortes y los derrumbes son más pesados que el lodo. Por lo tanto, al mismo tiempo que el flujo del lodo en el anular los empuja hacia arriba, están sometidos a la fuerza de gravedad, que tiende a hacerlos caer hacia el fondo del pozo. La velocidad con la que esas partículas caen a través del lodo fluente depende principalmente de la densidad y la viscosidad del fluido, y del tamaño, forma y densidad de las partículas.

Dado que el fluido en el espacio anular circula hacia arriba, la velocidad a la que las partículas son elevadas es la diferencia entre la velocidad anular y la velocidad de caída de los recortes y derrumbes. Si el pozo no se limpia en forma apropiada, el material sólido se acumulara en el espacio anular causando un aumento en la torsión, el arrastre, y en la presión hidrostática. Falla de la tubería, una tubería aprisionada, una velocidad reducida de penetración y la pérdida de circulación son consecuencias posibles de esa situación.

- Suspensión de partículas cuando se detiene la circulación

Cuando el lodo no está circulando, la fuerza de elevación por flujo ascendente es eliminada. Los recortes y derrumbes caerán hacia el fondo del pozo a menos que el lodo tenga la capacidad de formar una estructura de tipo gel cuando no está fluyendo. El lodo debe, por supuesto, recuperar su fluidez cuando se reinicia la circulación.

- Control de presiones subterráneas

El agua, el gas y el petróleo que se encuentran en el subsuelo están bajo gran presión. Esta presión debe ser sobrelanceada para evitar un flujo incontrolado de esos fluidos de formación en el interior del pozo. El control se logra merced al mantenimiento de una presión hidrostática suficiente en el anular. La presión hidrostática es directamente proporcional a la densidad del lodo y a la altura de la columna de lodo.

- Enfriamiento y lubricación del trepan y de la sarta

A medida que la broca raspa el fondo del pozo y que la sarta rota contra las paredes del pozo, se genera calor. El lodo debe absorber ese calor y conducirlo hacia fuera. Cualquier lodo líquido desempeñará esa función al circular. El fluido de perforación también ejerce un efecto lubricante para la broca, para la sarta y para el revestimiento durante el proceso de la perforación. Algunas partículas contenidas en el lodo no pueden tal vez ser consideradas propiamente como lubricantes; sin embargo, la facilidad con que se deslizan una al lado de la otra y su deposición sobre las paredes del pozo disminuyen la fricción y la abrasión. A veces se añaden materiales especiales al lodo para mejorar sus propiedades lubricantes. Entre los posibles beneficios se cuenta una vida más prolongada de la broca, una torsión y arrastre disminuidos, una menor presión de bombeo y menor desgaste por fricción en la sarta y en el revestimiento.

- Sostén para las paredes del pozo

A medida que la broca penetra en una formación subterránea se suprime parte del apoyo lateral que ofrecen las paredes del pozo. A menos que ese sostén sea reemplazado por el lodo de perforación hasta que el revestimiento haya sido colocado, la formación caerá en el interior del pozo. Los mecanismos que evitan que eso ocurra dependen de la naturaleza de la formación. Si la formación es muy firme (el granito sería un ejemplo extremo) se necesita poco sostén por parte del lodo. Si la formación es moderadamente firme y consolidada (lutitas es un ejemplo), la densidad del lodo puede ofrecer un apoyo suficiente. Si la formación es débil y no-consolidada (como en el caso de la arena) el lodo debe ser suficientemente denso y debe, además tener la capacidad de formar una capa delgada pero resistente de partículas sobre las paredes del pozo.

- Suspensión de la sarta y del revestimiento

El peso de una sarta de perforación o de una sarta de revestimiento puede exceder 200 toneladas. Un peso tal puede causar una gran tensión o esfuerzo sobre el equipo de superficie. Sin embargo, esas tuberías están parcialmente sostenidas por el empuje ascendente del lodo (principio de Arquímedes), de la misma manera que el empuje flotante del océano mantiene flotando a un buque de acero. La presión ascendente (sustentación hidráulica) depende de la presión ejercida por el fluido y de la sección transversal sobre la que esta presión se ejerce.

- Transmisión de energía hidráulica

Durante la circulación, el lodo es expulsado a través de las boquillas de la broca a gran velocidad. Esta fuerza hidráulica hace que la superficie por debajo de la

broca esté libre de recortes. Si no se remueven de allí los recortes, la broca sigue re triturando los viejos recortes, lo que reduce la velocidad de penetración. La remoción eficiente de los recortes que se forman en la superficie de la broca depende de las propiedades físicas del lodo y de su velocidad al salir por las boquillas. En situaciones especiales la fuerza hidráulica del lodo se emplea también para hacer girar la broca. La broca está conectada a un motor hidráulico en el fondo del pozo; el conjunto está a su vez fijo al extremo inferior de la sarta. Este método se utiliza a menudo para lograr una perforación direccional y está asimismo ganando adeptos para perforación vertical rectilínea en ciertas áreas.

- Medio para perfilajes de cable

Si bien el lodo perturba las características originales de las formaciones, su presencia es necesaria para realizar muchos de los perfiles de cable que se emplean para la evaluación de la formación. La utilización de esos perfiles requiere que el lodo sea buen conductor de la electricidad y que presente propiedades eléctricas diferentes de las de los fluidos de la formación. Una evaluación apropiada de la formación es difícil si la fase líquida del lodo penetra profundamente en la formación o si el lodo ha erosionado el pozo física o químicamente.

Para llevar a cabo esas funciones, deben minimizarse los siguientes efectos colaterales:

Daño a formaciones subterráneas

Casi cualquier fluido o lodo de perforación alterará las características originales de la formación con la cual entra en contacto, si bien algunas formaciones son más sensibles que otras; algunos lodos causan más daño que otros. El daño a las formaciones subterráneas puede aparecer en dos formas diferentes: primero, reducción en la capacidad de una formación para producir hidrocarburos; y segundo, reducción de la estabilidad de las paredes del pozo. El daño a las formaciones productivas puede ser el resultado del taponamiento físico por sólidos inertes o de una reacción química entre los componentes del lodo y los de la formación. Las paredes del pozo pueden hacerse inestables como consecuencia de reacciones químicas (como en el caso de lutitas sensibles al agua) o por efecto de la erosión física. Las formaciones particularmente sensibles pueden requerir lodos especialmente tratados o aún lodos específicamente diseñados.

Corrosión de la sarta y del revestimiento

El lodo puede determinar un ambiente corrosivo para los tubulares de acero que se emplean debajo de la superficie. Este efecto puede ser reducido a un mínimo por medio de tratamientos químicos adecuados del lodo a emplear o mediante la adición de una película protectora (química o física) a la superficie del acero.

Algunos lodos (aquellos en los que predomina el petróleo) son no corrosivos. En casos especiales, el lodo puede en la realidad proteger a los tubulares de acero de materiales corrosivos que se encuentran en ubicación subterránea.

Reducción de la velocidad de penetración

Hay muchos factores que afectan la velocidad de penetración, pero el más significativo se refiere a la diferencia entre la presión hidrostática del lodo y la presión de la formación. Se obtienen velocidades menores de penetración si la densidad del fluido es mucho mayor que el gradiente de presión de la formación. Una cantidad excesiva de sólidos y una viscosidad excesiva son otros dos factores que disminuyen la velocidad de penetración.

Presión de succión, de pistón y presión de circulación

Los problemas de estos tipos pueden ser causados por altas viscosidades, gran resistencia de gel o exceso de sólidos. Estos problemas se agravan si el diámetro del pozo se reduce por un revoque demasiado grueso, lo que determina un deficiente control de pérdida de fluido. Presiones de succión excesivas aumentan el riesgo de una turgencia y las posibilidades de un reventón. Una sobrepresión o una presión de circulación excesiva pueden ser la causa de una pérdida de circulación. Un lodo espeso con alta concentración de sólidos reduce la energía hidráulica disponible a nivel de la broca, aumenta el desgaste de la bomba y, en casos extremos, puede convertirse en imposible de bombear.

Pérdida de circulación

La pérdida de circulación aumenta el costo del lodo, el costo total del pozo y el peligro de un reventón. Se produce cada vez que la presión ejercida por el lodo contra la formación excede la resistencia de la formación. El empleo de lodos de alta densidad puede dar por resultado presiones excesivas. La alta viscosidad y la gran resistencia del gel pueden causar presiones demasiado elevadas en el interior del pozo durante la circulación, al iniciar la circulación o mientras se está efectuando un viaje en el pozo.

Pegamiento de la sarta (Aprisionamiento)

El aprisionamiento de la sarta contra las paredes del pozo puede ser la causa de costosas operaciones de pesca. El tipo más importante de pegamiento relacionado con el lodo ocurre cuando la sarta quede incrustada en un revoque grueso y la presión hidrostática del fluido de perforación es mayor que la presión de formación. El aprisionamiento de la sarta puede también tener como causa una formación plástica (como sal o lutita plástica) que ha logrado penetrar en el interior del pozo y capturar literalmente a la sarta. En este caso, la única solución es

muchas veces utilizar un fluido de alta densidad. Una acumulación excesiva de derrumbe en el pozo es otra posible causa de que la sarta se aprisione.

Erosión de las paredes del pozo

La erosión de las paredes del pozo por medios físicos o químicos es causa de dificultades en la evaluación de los perfiles de cable y puede dar por resultado el aprisionamiento de la tubería. La erosión física puede reducirse a un mínimo mediante el bombeo del lodo en el anular a una velocidad moderadamente baja. La erosión química depende de la reacción química entre los componentes del lodo y los de la pared. La perforación de una sección, constituida masivamente por sal, con un lodo de agua dulce, es un ejemplo típico de una reacción química indeseable. Otro ejemplo es el caso de perforar una lutita dificultosa con un fluido de perforación incompatible.

Retención de sólidos indeseables

La mayoría de los lodos desarrollan suficiente estructura de gel como para suspender los recortes y desprendimientos en el espacio anular cuando se detiene la circulación. Estos sólidos de formación deben ser eliminados del lodo antes de hacerlo recircular. Desafortunadamente, las propiedades de gelificación del lodo dificultan esa remoción. Algo de sedimentación ocurrirá en la pileta a causa de la gravedad, pero esa sedimentación no es usualmente suficiente para mantener una concentración razonablemente baja de sólidos. La eliminación química es eficaz en unos pocos tipos de lodos, pero la mayoría de ellos requieren el empleo de dispositivos mecánicos de control de sólidos.

Desgaste de las bombas

Los sólidos abrasivos en los lodos pueden causar desgaste excesivo en partes de las bombas y de otro equipo que entra en contacto con el lodo. El sólido más abrasivo es probablemente la arena que se incorpora al lodo durante el proceso de perforación. Esta arena, o cualquier otro sólido abrasivo, deben hacerse sedimentar en los tanques, o bien deben removerse por medios mecánicos.

Contaminación de lechadas de cemento

Algunos lodos que tienen cualidades óptimas para la perforación son incompatibles con las lechadas que se utilizan para cementar el revestimiento. Trabajos deficientes de cementación pueden fácilmente poner en peligro las operaciones de perforación y de terminación. Los lodos que son químicamente incompatibles con el cemento deben siempre separarse de éste por un fluido espaciador. Un deficiente control de las propiedades reológicas, así como pérdida de fluido y lavado de las paredes pueden causar también dificultades durante la cementación.

Contaminación del ambiente

Ciertos líquidos y sólidos, incluyendo algunos aditivos químicos, presentan problemas ambientales en algunas regiones. A veces es necesario usar sistemas especiales para reducir los efectos adversos sobre las plantas o la vida marina de la zona. En otros casos se hace necesario reemplazar algunos aditivos por otros menos económicos o menos efectivos.

Contaminación proveniente de fuentes externas

El lodo debe ser capaz de resistir la contaminación proveniente de las formaciones penetradas, de los líquidos y gases contenidos en las formaciones y de cualquier material añadido al sistema durante las operaciones de rutina.

El contaminante más importante consiste probablemente en los sólidos de perforación, especialmente si se trata de partículas de pequeño tamaño o si reaccionan químicamente con los otros componentes del lodo. Otros factores serios de contaminación pueden ser: cationes del agua de formación (sodio, calcio, magnesio, etc.), materiales añadidos desde el exterior, como el cemento, y altas concentraciones de ciertos gases (CO_2 , H_2S , etc.) atrapados en la formación.

Cuando se produce contaminación se requieren usualmente ciertos cambios en el tratamiento del lodo. Si la contaminación es muy seria, el sistema debe a veces convertirse o llevar a cabo el desplazamiento por un lodo que es más tolerante.

Estabilidad a temperaturas y presiones elevadas

En algunos pozos el lodo está sometido a temperaturas superiores a 350 °F (177°C) y a presiones por encima de 15.000 psi. Muchas de las sustancias químicas que se emplean en los lodos son susceptibles de experimentar degradación térmica, mientras otras se hacen antieconómicas o imprácticas en sistemas altamente densificados.

El fracaso del lodo en mantener su estabilidad en las condiciones de fondo de pozo puede ser considerablemente dañino para la perforación.

Un lodo que parece tener todas las propiedades que se han mencionado precedentemente puede resultar deficiente cuando está sometido a ciertas condiciones de pozo. En particular, el lodo debe resistir la contaminación posible derivada de fuentes externas, y mantenerse estable a temperaturas y presiones elevadas.

4.1.4 Tipos de Fluidos de Perforación. En las operaciones de perforación, se usan diferentes sistemas de fluido de perforación base agua. Los fluidos básicos de perforación son generalmente convertidos en sistemas más complejos a medida que la profundidad y la temperatura y/o condiciones del pozo aumentan. Típicamente se usan varios tipos de sistemas de fluido de perforación en cada pozo. Varios factores claves afectan la selección del sistema o de los sistemas de fluido de perforación para un pozo específico. El fluido de perforación más rentable para un pozo o intervalo debería estar basado en los siguientes criterios:

Aplicación

Intervalo superficial.
Intervalo intermedio.
Intervalo productivo.
Método de completamiento.
Tipo de producción.

Geología

Tipo de lutita.
Tipo de arena.
Permeabilidad.
Otros tipos de formación.

Agua de preparación

Tipo de agua.
Concentración de cloruro.
Concentración de dureza.

Problemas potenciales

Problemas relacionados con la lutita.
Embotamiento de la Barrena/Conjunto de Fondo (BHA).
Tubería pegada.
Pérdida de circulación.
Arenas agotadas.

Plataforma/equipo de perforación

Locación remota.
Capacidad limitada en la superficie.
Capacidades de mezcla.
Bombas de lodo.
Equipo de control de sólidos.

Contaminación

Sólidos.
Cemento.
Sal.
Anhidrita/yeso.
Gases ácidos (CO₂, H₂S).

Datos de perforación

Profundidad de agua
Tamaño del pozo.
Ángulo del pozo.
Torque/arrastre.
Velocidad de perforación.
Peso del lodo.
Temperatura máxima.

Los fluidos de perforación base agua pueden generalmente clasificarse en una de las siguientes categorías:

- Sistema base agua-arcilla.

Comúnmente conocido como el Spud Mud, o lodo de inicio, éste sistema se compone básicamente de agua, arcilla (bentonita sódica), barita y soda cáustica para proporcionar alcalinidad. Este fluido es usado en la primera fase de la perforación, ya que en esta etapa lo que se encuentra en formación es conglomerado y formaciones no consolidadas, y la misma solo tiene una profundidad de 1000 ft.

- Sistema polimérico (sintético).

Los lodos poliméricos o sintéticos, son fluidos que se han desarrollado con el fin de evitar y eliminar el uso de la arcilla como componente viscosificante y controlador de filtrado en el lodo, aumentando así su rendimiento y eficacia al momento de controlar ciertas propiedades como el MBT. Éste es un fluido de alto desempeño se conoce como BOREMAX[®], y garantiza una estabilidad del hueco y limpieza del mismo, permitiendo un control sobre los sólidos activos (arcillas) y los no activos para mantener las propiedades reológicas apropiadas para la perforación, viajes de tubería, corridas de revestimiento y de cementación.

Éste tipo de fluido se compone de agua, polímeros que proporcionan viscosidad, control de filtrado, estabilidad del hueco, incluyendo también inhibidores de arcillas y lubricante.

- Sistema bajo en sólidos especial para yacimiento (bajo en sólidos).

Él sistema BARADRIL-N[®] fue diseñado con el fin de permitir una perforación y exploración del yacimiento sin causar daños o modificaciones en su estructura física o química. Su composición es a base de carbonato de calcio para proporcionar densidad y puenteo, polímeros para reología, control de filtrado, y estabilidad del hueco. De igual forma éste fluido es apto para correr registros.

4.2 MARCO CONTEXTUAL

Fundada en 1919, Halliburton es una de los proveedores más grandes del mundo de productos y servicios a la industria de energía. Con más de 60.000 empleados en aproximadamente 80 países, la compañía sirve la creciente industria de petróleo y gas a través del ciclo de vida del yacimiento – desde la localización de hidrocarburos y manejo de los datos geológicos, perforación y evaluación de formación, construcción y completamiento del pozo, y optimización de la producción durante la vida del campo.

Halliburton se compone de dos divisiones: Drilling and Evaluation y Completion and Production (Ver Figura 2). A Diciembre 31, 2010, estas dos divisiones contaron por aproximadamente US \$18.000 millones en ingresos.



Figura 2. Divisiones de la compañía Halliburton-Baroid.

Baroid

El liderazgo de Baroid en la industria es un resultado directo de nuestro compromiso por proveer calidad en productos y servicios. Nuestra filosofía de operación está basada en las alianzas técnicas fuertes con nuestros clientes. La fuerza de trabajo experimentada y dedicada de Baroid soporta lado a lado la inclusión con operadores en negocios de fluidos. Las redes de Baroid de soporte de servicio en campo incluye bodegas de productos y plantas mezcladoras localizadas estratégicamente, un equipo de investigación y desarrollo responsable de la creación de nuevos productos y sistemas, y una comprometida fuerza de trabajo para las prácticas seguras y responsabilidad ambiental.

Baroid provee sistemas de fluidos, especialmente productos y servicios que reflejan el último avance en tecnología. Todas las regulaciones ambientales y los procesos de calidad de Baroid siguen procesos formales, documentados para asegurar la consistencia.

Los Elementos de la Química de Baroid:

- Nuestra Ciencia
- Nuestra Gente
- Nuestros Procesos

Y lo más importante, COMO interactúan entre ellos para crear Soluciones de Ingeniería con Fluidos modificados para requisitos particulares maximizando el valor del pozo.

Cuando estos elementos interactúan entre si nosotros: Mejoramos la Construcción de los pozos, Mantenemos un Hoyo estable, Contenemos la presión de Formación, Optimizamos la limpieza del hoyo, entregamos un Pozo con cumplimiento ambiental... Maximizando el valor del Yacimiento de nuestros clientes.

La práctica tuvo su desarrollo desde las oficinas de Halliburton – Baroid ubicadas en la ciudad de Bogotá, donde se centran las operaciones de fluidos de perforación a nivel nacional. La información necesaria para la planeación y elaboración de programas de fluidos de perforación provino de diferentes campos petroleros en los Llanos Orientales, y dicha información fue recopilada, interpretada y procesada en la base, usando el software WELLSIGHT™ y DFG™.

También se efectuaron visitas a pozos, en las cuales un seguimiento del programa de fluidos de perforación elaborado para dicho pozo fue efectuado, observando la manera en que se prepararon los fluidos para cada sección y sus respectivos volúmenes, los costos de producción del mismo y las simulaciones de hidráulicas.

4.3 MARCO CONCEPTUAL

Los Fluidos de Perforación dentro de su ámbito de manejo y aplicación requieren conceptualización de tipo técnico la cual se describe a continuación mediante la definición de los principales términos.

Aditivos: Material adicionado al lodo tal como floculantes, inhibidores, etc., que le permite cumplir con sus funciones básicas, y algunas funciones para casos especiales.

Bombas: Mecanismos accionados por motores usados para la succión del lodo desde los tanques y transportarlo desde superficie hasta el fondo del pozo a través de la tubería, con una específica presión y volumen.

Broca: Pieza metálica de corte que crea orificios en diversos materiales cuando se coloca en una herramienta mecánica como taladro, berbiquí u otra máquina afín. Su función es quitar material y formar un orificio o cavidad cilíndrica.

Equipos de tratamiento: Mecanismos usados en superficie para la remoción de recortes arrastrados por el lodo desde el fondo del pozo como zarandas (shaker), centrifugas, desarenadores (desander), desarcilladores (desilter), entre otros, para mantener las propiedades iniciales del lodo.

Fluido de perforación: Comúnmente llamado “lodo”, es usado en la perforación de pozos. Este fluido nace básicamente de la mezcla de agua (o petróleo o una emulsión), con una arcilla natural (y aditivos), suspendidos por un tiempo considerable.

Funciones del lodo: Las funciones de un lodo comprenden el arrastre de cortes, lubricación de la sarta, sostenimiento de las paredes del pozo, control de presión de fondo, etc.

Ingeniero de lodos: Personal de Halliburton – Baroid encargado del monitoreo del lodo en el taladro durante la operación de perforación.

Pozo: Hueco, ya sea vertical u horizontal, que atraviesa formaciones llegando hasta la zona objetivo o “target”.

Programa de fluidos de perforación: Propuesta de fluidos de perforación a usar en un pozo en sus diferentes etapas, diseñada en base a información de pozos adyacentes y propiedades de las formaciones del subsuelo. Los programas WELLSIGHT™ y DFG™ son usados para la elaboración de dichas propuestas.

Propiedades del lodo: El lodo dentro de sus propiedades debe ser viscoso, denso, lubricante, no corrosivo, buen conductor eléctrico, gelificante, alcalino, entre otras.

Recortes: Material removido de las formaciones perforadas por la broca y arrastrado a superficie por el lodo.

Revoque: Capa que se forma en la pared del pozo dándole sostenibilidad a la misma y evitando el intercambio de fluidos con las formaciones adyacentes, y también evitando la pérdida de lodo.

Tanques: Dispositivos usados para el almacenamiento, y mezcla del lodo en superficie.

Tubería: Material de acero que sirve como conductor del lodo de perforación desde superficie hasta el fondo del pozo.

5. RECOPIACIÓN INFORMACIÓN

Para llevar a cabo el proceso de evaluación y elaboración de un programa de lodos, información es recopilada de pozos off-set previamente perforados, para hacer un análisis de la efectividad del fluido usado y evaluar posibles ajustes en la concentración de productos, galonaje usado durante las operaciones de perforación, viajes de tubería y corrida de revestimiento, y bombeo de píldoras para asegurar una óptima limpieza del hueco y estabilidad del mismo.

Para éste caso, se ha recopilado información del pozo 72-C, el cual fue perforado en 2011 y se recopiló información de las partes más fundamentales del informe final.

5.1 Recopilación y Manejo de Información Pozo 72-C

Una vez el pozo 72-C fue terminado, información del mismo fue recibida en un compilado llamado "Informe Final de Fluidos de Perforación Pozo 72-C". Dicho informe contiene un resumen ejecutivo del pozo, informes diarios de la operación, conclusiones y recomendaciones, personal que laboró en campo, y dividiéndose por fase: una discusión donde se describe el comportamiento del fluido y píldoras bombeadas, propiedades de los fluidos, volúmenes de fluido generado y/o perdido, concentraciones de los productos usados, costos de personal y productos, e hidráulicas.

5.1.1 Resumen del Pozo

La perforación del pozo en desarrollo 72-C de la Operadora ECP se inició el día 14 de febrero de 2012 con el equipo de perforación PIONNER 21. La primera sección inició en hoyo superficial de 17 ¼" de diámetro, llegando verticalmente hasta una profundidad de 1025 ft MD. Este hueco se perforó dentro de la Formación Guayabo, utilizando un sistema de lodo SPUD MUD con un peso inicial de 10 lpg y finalizando con 11.0 lpg. No se presentó ningún tipo de problemas hasta la profundidad de 1025 ft. Desde los primeros pies perforados se efectuó la adición continua de 2 sx/hr de LCM (KWIKSEAL MEDIUM) para evitar y controlar pérdidas hacia la formación por filtración debido a conglomerados y arenas poco consolidadas de la formación Guayabo. Cementó casing 13 3/8".

La segunda sección corresponde a un hueco de 12 ¼" se perforo direccionalmente la fase buscando el tope de la UNIDAD T2, utilizando el sistema BOREMAX®, con unas propiedades y características necesarias para lograr estabilidad del hueco, buena capacidad de acarreo de cortes a superficie e inhibición de arcillas se corrió y sentó un revestimiento de 9 5/8" a la profundidad de 7015 ft. Con un ángulo de inclinación de 47 grados, se trabajó con densidades del fluido de 11 lpg hasta 12.0 lpg.

La tercera sección de 8 ½". Esta fase se perforó con lodo BARADRIL -N, con el objetivo de perforar las formaciones de interés, ocasionar el menor daño posible al yacimiento y mantener estable el hueco con un peso de 9.0 lpg perforo direccionalmente sección de interés hasta 10877 ft con un ángulo de 90 grados. En esta sección se navegó horizontalmente desde 9500ft hasta 10877'. Corrió y sentó Liner de 7" @ 10870', se presentó empaquetamiento durante el trabajo de cementación, por tal motivo se perforo cemento dentro del Liner de 7" desde 6830' hasta 10786', se realizaron viajes de limpieza con raspadores y finalmente toma de registros de calidad de cemento.

Para la etapa de completamiento, se realizó desplazamiento de BARADRIL- N 9.0 lpg por agua filtrada.

5.1.2 Informes Diarios

La información diaria recolectada en pozo es recopilada en informes diarios los cuales contienen información de la ubicación del pozo, representantes de la operadora, equipo de perforación y empresa de lodos. Además se incluyen en los informes los siguientes elementos:

- Tipo de broca, diámetro, boquillas, RPM de la misma, y profundidad.
- Sarta de perforación.
- Revestimientos sentados hasta la fecha.
- Tipos de bombas de lodo usadas, capacidades de las bombas, hidráulicas que se generan de la rata de bombeo.
- Propiedades de los fluidos registradas tres veces al día, como densidad, viscosidad de embudo, reología, filtrado API, retorta, alcalinidad, cloruros, y dureza al calcio.
- Dos cuadros de textos. El primero para describir el tratamiento que el fluido activo recibió en el día. Y el segundo para describir brevemente las actividades operacionales del equipo.
- Listado de productos en stock, consumos en el día y listado de ingenieros sénior y junior en campo.

- Cuadros con volúmenes de fluido en el hueco, en la tubería, horas en operación de perforación o mantenimiento del equipo, equipos de control de sólidos y tiempo de utilización, y datos de surveys.
- Costos del día por los productos usados y costo acumulado hasta la fecha.

La información arriba descrita se encuentra en el Informe Diario (Anexo A).

5.1.3 Conclusiones y Recomendaciones Pozo 72-C

Para cada sección se hacen conclusiones y recomendaciones al final del pozo, que son tomadas en consideración para la elaboración del programa de fluidos para el pozo siguiente.

a. Sección 17 ½"

Se deben quitar, revisar y limpiar con frecuencia los filtros de las bombas mientras se adiciona KWIKSEAL con el fin de prevenir taponamiento de estos y tasas de bombeo reales diferentes a las teóricas.

Para iniciar la perforación se debe seguir de forma rigurosa el plan de rata de penetración con galonaje, estos valores se calculan con el simulador de limpieza y optimización del DFG, herramienta de gran valor para evitar sobrecargas en el anular y taponamientos de flow line, debido a que la velocidad de los cortes en salir del hueco es menor a la velocidad de producción de los mismos por la broca. Resultando anillos de acumulación en el anular empaquetamientos que al salir en grandes pedazos bloquean el flow line, con consecuencias de pérdidas de tiempo. Se recomienda majear los siguientes parámetros durante la fase:

Tabla 1. Parámetros de Limpieza del Hueco Sección 17 ½".

PROFUNDIDAD (ft)	CAUDAL (gpm)	ROP (ft/h)	REPASAR
0 – 100	180 – 200	20 – 30	1 vez y circ. 10 min. antes de conexión
100 – 300	200 – 450	20 – 50	1 vez y circ. 10 min. antes de conexión
300 – 500	500 – 700	60 – 80	1 vez y circ. 10 min. antes de conexión
500 - 1000	750 - 800	• 100	2 veces y circ. 10 min. antes de conexión

Para iniciar la perforación se debe continuar trabajando a bajo galonaje para evitar fracturas e inducir pérdidas, con la mínima ROP posible para no comprometer la limpieza del pozo. Una ROP alta, a estas bajas tasas de bombeo, puede inducir

pérdidas por el alto ECD en el anular a causa de la sobrecarga de cortes, o presentar anillos de arcilla que conllevan a provocar taponamiento del flow line.

Los equipos de control de sólidos se deben operar de manera continua y en unas condiciones operativas adecuadas para controlar la densidad del sistema y el contenido de sólidos indeseados teniendo en cuenta las altas ROP que se alcanzan. En este tipo de intervalos es muy importante la utilización de zarandas de buena capacidad para el manejo de los caudales recomendados para asegurar la limpieza del hueco.

Es de suma importancia que el diseño del equipo permita trabajar con el menor volumen de lodo posible, es decir, usando el tanque succión e intermedio 1 como sistema activo, sin que se rebose el tanque de trampa. Al emplear todos los tanques del equipo se está generando un sobre costo a la sección debido a la fabricación y mantenimiento del nuevo fluido.

Es necesario monitorear el contenido de arcilla soluble presente en la formación, cuando se observe un contenido alto anormal, tal como sucedió en este pozo, se recomienda adicionar BORE HIB como inhibidor.

b. Sección 12 ¼"

Es importante bombear y circular píldoras en tándem de 50 bbl de baja reología seguida de 50 bbl pesada 3 puntos por encima de la densidad actual del lodo antes de realizar viaje de tubería. Se debe circular el pozo (dependiendo el ángulo) asegurando su limpieza.

Después de un viaje corto de tubería, o hasta el zapato del casing de 13 3/8", mientras se esté perforando sección de 12 ¼', se debe realizar una circulación de mínimo un fondo arriba. Es recomendable bombear y circular píldora de baja reología para desembotar el BHA y no generar efecto pistón al llevar la tubería a fondo.

En los viajes de reacondicionamiento realizados en la sección de 12 ¼', específicamente cuando la sarta vuelve a fondo, es recomendable bombear y circular una píldora en tándem con fines de desembotar el BHA y descargar de cortes el anular. Al llegar a fondo nuevamente, se debe empezar a circular con 50 gpm e incrementar paulatinamente el galonaje, de no generar un ECD alto que fracture la formación.

Es importante el bombeo de píldoras de limpieza de diferente naturaleza que cubran aproximadamente 500 ft en el espacio anular, para lograr así una mayor limpieza de los sólidos acumulados y adheridos a las paredes del pozo y a la sarta evitando problemas de empaquetamiento y viajes complicados. El bombeo de píldoras de baja reología con alto pH, dispersante y material abrasivo (Wall-Nut)

también es muy efectiva para la limpieza del pozo y de la sarta durante la perforación o los viajes, teniendo en cuenta siempre el no utilizarlas cuando ya se han perforado los intervalos lutíticos susceptibles a la turbulencia que éstas generan o frente a ellas en los viajes.

Es muy importante utilizar siempre la concentración recomendada de BORE HIB reponiendo aquella que se va perdiendo con los sólidos inhibidos a medida que se va perforando. Es de gran importancia la observación constante de la apariencia de los cortes en las zarandas para evaluar la demanda en la concentración del inhibidor.

El control del filtrado fue muy bueno, se logró llegar al valor programado de manera fácil y sin ningún inconveniente con los productos, ni las concentraciones programadas.

El control del MBT se manejó con una operación continua y óptima de todos los equipos de control de sólidos disponibles, la estrategia de la floculación selectiva con el CLAY GRABBER y a la estabilidad de las formaciones reactivas expuestas lograda por las concentraciones de asfalto (BAROTROL PLUS), STEEL SEAL y de BARACARB DF de diferente granulometría.

Son muy notorios los resultados obtenidos con el floculamiento selectivo, entre los cuales podemos resaltar, la disminución en los volúmenes de dilución, el %LGS y el MBT, pues este proceso disminuye el factor costos considerablemente, y permite mantener el fluido completamente limpio y con las propiedades adecuadas.

Es importante continuar repasando mínimo 2 o 3 veces cada parada perforada, obteniendo un tiempo total de circulación entre conexiones de 10 a 15 minutos, con el fin de ayudar a descargar el anular de cortes perforados debido a las altas ratas de penetración que se alcanzan en esta fase. Lo anterior, se evidencio diariamente en las simulaciones realizadas en DFG.

Es recomendable controlar las velocidades durante los viajes de tubería o las corridas de revestimiento para evitar generar altas presiones surgencia y suaveo. Una herramienta útil es el uso del software DFG.

Se recomienda continuar con los tiempos de circulación utilizados en este intervalo antes de los viajes de tubería y más aún en pozos con alto ángulo, con el fin de garantizar la óptima limpieza del pozo garantizando una mejor maniobra durante los viajes por tener el hueco limpio.

La estrategia del bombeo de píldoras con LCM utilizadas en el llenado durante la corrida del revestimiento, resulto ser una excelente medida para la prevención de pérdidas de fluido hacia formación.

c. Sección 8 ½"

El fluido BARADRIL-N posee una versatilidad en cuanto a su aplicación en los yacimientos en pozos de alta desviación usando carbonato de diferente granulometría como material de puenteo en la zona de producción , minimizando los daños a la formación debido a que consigue un sello eficaz durante la perforación, siendo éste posteriormente de fácil remoción.

En esta fase el sistema BARADRIL-N ha mostrado su eficacia tanto evitar y prevenir pérdidas de fluidos a la formación y poseer adecuadas propiedades de limpieza, inhibición, minimizando de esta manera los problemas de inestabilidad del hueco durante la perforación de la fase de 8 ½".

La adición horaria de 3 sx/h BAROFIBRE FINO durante la perforación del intervalo, cumplió con si función como material de sello, ayudar en la remoción de los lechos de cortes y brindar lubricidad mecánica al fluido.

Una buena práctica durante la operación fue mantener el MBT en valores iguales y menores a 3 bbl equivalentes, esto fue posible manejando una concentración promedio de CLAY SEAL de 5.06 lpb.

Es necesario mantener una adición constante de BARACARB de diferente granulometría durante la geonavegación por formaciones con alto porcentaje de arena, de esta manera se previenen pérdidas de fluido en dichos intervalos arenosos y se contrarresta la filtración natural.

Es de suma importancia mantener un filtrado API según el programa, durante todo el intervalo el filtrado del fluido oscilo entre 4.5 cc/30min y 4.6 cc/30 min, generando un cake delgado, compacto y elástico. Al ser un pozo con alto ángulo de desviación el área de contacto entre la sarta y la formación es mayo, factor de riesgo para experimentar una pega de tipo diferencial.

Debido al alto ángulo del pozo se manejó en la perforación del intervalo una concentración promedio de EP MUD LUBE de 8.14 lpb, brindando una excelente lubricidad al fluido, lo cual se vio reflejado durante toda la operación, ya que el torque de la sarta siempre mantuvo valores normales y no afectó negativamente la rata de penetración, como se ha observado en pozos anteriores.

Igualmente las buenas prácticas operacionales como circular y repasar cada parada se deben mantener durante la perforación de esta fase.

El envío de píldoras pesadas de 11 lpg cada 300' perforados para mejorar la limpieza del hueco, resulto una muy buena recomendación reflejado en los buenos viajes de acondicionamiento que se presentaron a lo largo de la sección, los cuales se realizaron cada 1000 ft.

Es importante controlar el incremento de la densidad del fluido mediante Centrifugas LGS y Mud Cleaner ya que el envío de estas píldoras pesadas de 11 lpg durante la perforación, incrementa constantemente la densidad del fluido de perforación aumentando el sobre balance del pozo y pudiendo ocasionar pegas diferenciales. Es necesario realizar diluciones controladas al sistema circulante con fluido nuevo BARADRIL-N de menor densidad.

Se recomienda en pozos de alto grado de inclinación, como mínimo realizar una circulación de 2.5 fondos medio previo a viajes de acondicionamiento o viajes hacia superficie.

Teniendo en cuenta la limpieza del hueco se recomienda manejar entre 50-70 RPM en superficie, y un galonaje entre 360 – 380 GPM. Así como también, incrementar las RPM durante las repasadas y circulaciones que se realicen.

Al realizar la corrida de liner de 7" en un hueco de estas características (3862' de hueco abierto y altamente desviado) se deben establecer puntos de circulación cada 500 ft tal como se efectuó en esta oportunidad, pero teniendo en cuenta NO continuar corriendo el liner hasta no tener parámetros normales en cada uno de dichos puntos, es decir, hasta no manejar parámetros estables de presión con un galonaje que garantice la correcta limpieza del hueco. De no cumplir con la anterior recomendación y continuar bajando el liner sin haber logrado caudales de bombeo coherentes con los requeridos para limpiar correctamente el hueco, será cada vez más difícil realizar circulaciones intermedias con los parámetros planeados, pudiéndose afirmar que a medida que avanza la operación el anular estaría cargándose de cortes secuencialmente.

El límite de presión que se tiene para circular está entre 900 – 1000 psi, esto debido a la calibración del Hanger por el número de pernos instalados en la setting tool, situación que condiciona el galonaje a trabajar durante la corrida del liner de 7" en función de la presión, si se superaba la presión recomendada existía la posibilidad de sentar el hanger en una profundidad no programada. Se recomienda realizar una optimización en la configuración de los pernos instalados en la setting tool, de forma tal que la presión máxima de circulación oscile entre 2000 psi y 2500 psi, así mismo se estaría dando un margen mayor para trabajar con caudales que aseguren la correcta limpieza del hueco.

Es necesario optimizar el programa de centralización del liner de 7", teniendo en cuenta la inclinación y geometría del pozo, apoyándose con el registro del Caliper.

En un pozo de alta inclinación los centralizadores facilitan la acumulación de lechos de cortes y pueden crear anillos que dificultan la correcta limpieza del hueco durante las circulaciones.

5.1.4 Discusión por Intervalo

Para cada sección se realizan discusiones por intervalo al final del pozo, que de igual manera son tomadas en consideración para la elaboración del programa de fluidos para el pozo siguiente, ya que en éstas se describe brevemente el comportamiento del lodo y los tratamientos que el mismo adoptó.

a. Intervalo I – Sección 17 ½”

TIPO DE LODO: SPUD MUD
FORMACIONES: GUAYABO
PROFUNDIDAD: 0' – 1025 ft
REVESTIMIENTO: 13 3/8", K-55, 68 lb/ft, zapato @ 1025 ft'
TIEMPO: 36 HRS (Sección), 20 HRS (Perforando)
ROP PROMEDIO: 95 ft/hr Broca PDC – 58 ft/hr Broca PDC

- Objetivos Intervalo I

Cero accidentes / Cero Incidentes

Perforar formación Guayabo hasta punto de *casing*.

Emplear buenas prácticas de perforación (control de ROP y GPM), para evitar taponamiento del *Flow Line*.

Mantener el fluido de perforación SPUD MUD con propiedades máximas de limpieza y con las características necesarias para lograr la estabilidad del hueco.

Perforar el intervalo dentro del tiempo y presupuesto programado, cero horas perdidas y sin accidentes.

Realizar viaje de acondicionamiento, correr *casing* y cementar.

- Comentarios del Lodo

Propiedades del fluido

Tabla 2. Propiedades del Spud Mud Sección 17 ½”.

Propiedad	Mínimo	Máximo	Programa
MW, ppg	10	11	10 - 11
Viscosidad Embudo, seg/qt	56	58	50 - 65
VP, Cp	18	22	15 - 20
YP, lb/100 ft ²	21	24	20 - 30
Filtrado API, cm ³ /30 min.	NC	NC	NC
pH	8	8.5	8.0 - 8.5
MBT, lb/bbl eq.	5	17.5	<17.5

El sistema de lodo utilizado para perforar esta sección (SPUD MUD) estuvo compuesto por bentonita (BORE-VIS II) con una concentración de 6.5 lpb y adición de extendedor de bentonita a una concentración 0.04 lpb, cantidad suficiente para obtener una viscosidad adecuada y Barita para alcanzar la densidad de 11 lpg. Adicionalmente se reutilizaron 310 bbl de fluido BOREMAX[®] del pozo Castilla 170, los cuales fueron almacenados y recirculados previamente en frac tank de nov. El producto X-TEND II incrementó el rendimiento de la bentonita entrelazando entre sí las partículas hidratadas de bentonita formando cadenas y contribuyó al encapsulamiento de los cortes de perforación facilitando su transporte hasta la superficie y su posterior remoción.

Desde los primeros pies perforados se efectuó la adición continua de LCM (KWIKSEAL MEDIUM) para evitar y controlar pérdidas hacia la formación por filtración debido a conglomerados y arenas poco consolidadas de la formación Guayabo.

En los viajes de tubería, las circulaciones, las densificaciones del sistema y el trabajo de cementación del revestimiento de 13 3/8" siempre se observaron retornos normales. Para la bajada de revestimiento de 13 3/8" se elaboró un programa, el cual relacionó las velocidades de corrida del casing con respecto a la profundidad, con el fin de no inducir pérdidas de fluido a la formación, dicho programa se generó empleando la herramienta DFG[®].

Durante la perforación de esta fase, no se presentó ningún evento de taponamiento del conductor ni de la línea del flow line.

- Reología y Limpieza del Hueco

Durante la perforación y circulación al finalizar esta sección, se observó todo el tiempo sobre los equipos de control de sólidos primarios, buenos retornos de cortes correspondientes a arenas, arcillas y conglomerados, lo cual indicó una excelente capacidad de limpieza por parte del lodo evacuando cortes y ripios desde el hueco.

Las simulaciones con DFG para limpieza de hueco demostraron siempre que para los parámetros de perforación utilizados, las características del fluido fueron óptimas para mantener una buena limpieza del hueco en todo momento. Píldoras Bombeadas en la perforación.

Tabla 3. Bitácora de Píldoras de Limpieza Sección 17 ½”.

PROFUNDIDAD (FT)	ACTIVIDAD	TIPO DE PÍLDORA	VOLUMEN (BBL)
530	Perforando	Viscosa 180 seg/qt.gal	45
1025	Perforando	Viscosa 194 seg/qt.gal	55

- Equipos de Control de Sólidos

Se trabajó con tres *shakers Derrick* vestidos con el siguiente arreglo de mallas:

Shaker 1 DERRICK: 110/110/110.

Shaker 2 DERRICK: 110/110/110

Shaker 3 DERRICK: 110/110/110

Por el tipo de malla piramidal, son shakers con capacidad de manejar altos caudales, presentando un buen desempeño.

También se trabajó con un Mud Cleaner *Derrick* (3x1) compuesto por un Desilter de 16 conos de 4”, un Desander de 2 conos de 12”, y una zaranda igual a las shaker vestida con mallas 250/250/250 tipo triángulo. No operó en la fase.

Se cuenta con dos centrifugas: SC4 configurada a 1800 RPM, la cual no operó en la fase, y Brandt HS 3400 configurada a 2500 RPM sin operar en la fase.

b. Intervalo II – Sección 12 ¼”.

TIPO DE LODO: BOREMAX®.
FORMACIONES: GUAYABO, ARENISCAS SUPERIORES, LUTITA E, UNIDAD C1, ARENISCAS DE CARBONERA, UNIDAD C2, LUTITA E3, UNIDAD T1 y LUTITA E4.
PROFUNDIDAD: 1025' - 7020'
REVESTIMIENTO: 9 5/8", P-110, 47 lb/ft, zapato @ 7015'.
TIEMPO: 192 hr, (94 hr Perforando)
ROP PROMEDIO: De 0 – 7020', 174 ft/hr.

- Objetivos Intervalo II

Cero accidentes / Cero Incidentes

Perforar con control direccional utilizando herramientas direccionales – MWD de la compañía Sperry Sun HALLIBURTON hasta alcanzar el tope de la Unidad SAN FERNANDO (punto de casing).

Mantener el fluido de perforación BOREMAX® con propiedades máximas de limpieza con las características necesarias para lograr la estabilidad del hueco e inhibición de las arcillas.

Perforar el intervalo dentro del tiempo y presupuesto programado, cero horas perdidas y sin accidentes.

Realizar viaje de acondicionamiento, correr *casing* y cementar.

- Comentarios de Operaciones

Perforo cemento desde 1017' hasta 1021'. Realizo desplazamiento de lodo SPUD MUD por BOREMAX® de 10.9 lpg. Perforo fase 12 ¼" desde 1025' hasta 3451' (Fm Areniscas superiores). *Repaso 3 veces cada parada. Píldoras: @ 1400', 50 bbls de píldora pesada de 14 lpg (máx. cvg 3.53 bph), @ 1850', 50 bbls de píldora pesada de 14 lpg (máx. cvg 3.4 bph), @ 2131', 50/50 baja reología / píldora pesada de 14 lpg (máx. cvg 3.7 bph), @ 2660', 60 bbls de píldora pesada de 14 lpg (máx. cvg 3.5 bph), @ 3263', 50 bbls de píldora pesada de 14.1 lpg (máx. cvg 3.45 bph).

Continuo perforando Fase 12¼” con control direccional BHA # 3 desde 3451' hasta 4770' (Unidad C2) *Repaso 3 veces cada parada. Bombeo 50 bbls de píldora de baja reología y 50 bbls de píldora pesada de 14.1 lpg a 4770' y circuló reciprocando sarta con 70 rpm, 800 gpm hasta retornos limpios. Saco tubería libre desde 4770' hasta 1019' (zapato de csg de 13 3/8"), Al cierre circulando @ 1019'. Realizó Rig Service, engraso Wash pipe.

Continuó viaje de calibración, bajó tubería desde 1020' hasta 4582', libre. Bombeó 50 bls de píldora pesada de 14.0 lpg a 4770', Circuló hasta fondo limpio. Continúo perforando Fase 12¼" con control direccional BHA # 3 en Formación Carbonera (Unidad C2) desde 4770' hasta 5889' (Unidad E3). Píldoras: @ 4770', 50 bbls de píldora pesada de 14.2 lpg (máx. cvg 3.3 bph), @ 5258', 50 bbls de píldora pesada de 14.2 lpg (máx. cvg 2.51 bph), @ 5735', 50 bbls de píldora pesada de 14.5 lpg (máx. cvg 2.95 bph). Continúo perforando con control direccional desde 5889' hasta 5995'. Bombeó píldora en tándem de 50 bbl de baja reología seguida de 50 bbl de pesada de 14.6 lpg. Circuló 1.5 hr hasta obtener retornos limpios. Saco tubería libre de 5995' a 1187'. Bombeó y circuló 50 bbls de píldora de baja reología. Bajó libre hasta 5084', observó restricción, baja con bomba hasta 5243 pies, Circuló fondo arriba. Continúo bajando con bomba hasta 5995'. Bombeó 50 bls de píldora viscosa de 160 seg/qt. Perforó de 5995' hasta 6396' con 730 gpm, 3500 psi fuera de fondo, 3900 psi en fondo.

Continuó perforación con control direccional de 6396' a 6413', bombeó 60 bls de píldora pesada de 14.8 lpg (Max. cvg 3.22 bbl/hr) . Perforó de 6413' a 7020' con 720 gpm, 3750-4100 psi, (60+165) rpm, 15-25 wob, (8 – 14) tq. Bombeó píldora en tándem 50 bls de píldora de baja reología y 50 bls de píldora pesada de 14.8 lpg (Max. cvg 3.3 bbl/hr). Continúo circulando hasta retorno limpio. Sacó libre de 7020' a 6830'. Sacó con back reaming de 6830' a 5557'. Bombeó y circulo 50 bbl de píldora de baja reología con 750 gpm y 70 rpm. Continúo circulando hasta retornos limpios a 5557'. Bajó libre de 5557' a 6895'. Bajó lavando de 6895' a 7020'. Bombeo píldora en tándem 50 bbl de baja reología y 60 bbl de pesada de 15 lpg (máx. cvg 3.8 bbl/hr) circuló con 720 gpm y 50 rpm. Espoteó en fondo 150 bbl de píldora lubricante. Sacó libre de 7020' a 6658'. Sacó con back reaming de 6658' a 5339'. Bombeó y circuló 50 bbl de píldora de baja reología. Sacó sarta libre de 5339' a superficie. Cal Bit: 0-1-CT-S-X-I-WT-TD. Acondicionó mesa para corrida de revestimiento. Inicio corrida de csg de 9.625' de superficie a 3700'. Continúo corriendo casing de 9 •" de 3700' a 6810'. Rompió geles cada 500 pies y circuló fondo arriba a 4000, 5270 y 6300 pies. Bajó casing des 6810' a 6852' observando restricción, Circulo por incremento de presión. Continúo corriendo revestimiento hasta 7015'. Circuló hasta retornos limpios. Ajustó reología del fluido previo a la cementación. Realizó reunión pre operación previo a la cementación. Instaló líneas de cementación, realizo prueba con 1000 psi 3000 psi. Realizó operación de cementación según programa. Rig down de líneas y cabeza de cementación.

Soltó camisa del flow line y campana, kill line, destorquéo la BOP de la sección A, instaló spool adpter a la sección B. Realizó corte en frio de revestimiento de 9 5/8'. Ensambo sección B. Se probó desde la sección B a la BOP, camisa test plug blind rams HCR, con 500 Y 2500 psi OK. Realizo reunión pro-operacional con personal de Halliburton para el arme del BHA direccional. Armó y probó herramientas direccionales. Probó motor con 330 gpm, 650 psi. Bajó sarta hasta 6637'. Bajó lavando por seguridad desde 6637' a 6960 (TOC).Lavando cemento desde 6960' a 6973'.

- Comentarios del Lodo

Tabla 4. Propiedades del BOREMAX® Sección 12 ¼”.

Propiedad	Mínimo	Máximo	Programa
MW, ppg	10.9	12	10.9 - 12
Viscosidad Embudo, seg/qt	46	60	45 - 65
VP, Cp	20	26	12 - 30
YP, lb/100 ft ²	24	34	20 - 37
Filtrado API, cm ³ /30 min.	4.2	5	0-5.5
pH	9.5	10.1	9.5 - 10.5
MBT, lb/bbl eq.	5	15	0.0 - 17.5

Se prepararon inicialmente 1000 bbl de lodo BOREMAX® de 10.9 lpg. El sistema BOREMAX® es uno de los fluidos base agua inhibidos, de bajo contenido de sólidos y alto rendimiento desarrollados por Halliburton, mostrándose como una excelente alternativa cuando se requiere inhibición, estabilidad del hueco y lubricidad. El sistema exhibe propiedades estables hasta los 350 grados Fahrenheit y densidades hasta 17.5 lpg. Por definición es un sistema altamente inhibido, de bajo contenido de sólidos coloidales, no disperso y con excelentes propiedades reológicas a bajas velocidades de corte.

Debido a las excelentes características de inhibición del sistema se obtienen huecos en calibre y se alcanzan altas ROP por lo que se hace necesario optimizar la limpieza del hueco de acuerdo a la velocidad de perforación con píldoras de barrido o limpieza del hueco.

La sección se caracterizó por la presencia de arcillas solubles y lutitas reactivas que se manejaron con la adición de inhibidores químicos. Sin embargo, la dilución con lodo nuevo, y agua fresca se hizo necesaria para mantener la densidad y el MBT del lodo en el rango programado. El control del peso, el porcentaje de sólidos y el MBT se efectuó a través de dilución con lodo nuevo y agua ajustando simultáneamente las demás propiedades requeridas y reponiendo el volumen perdido en superficie debido a la naturaleza de la formación perforada, al tipo de recortes generados y a las pérdidas generadas en los demás equipos de control de sólidos (SCE), cuyo uso fue primordial también operando el mayor tiempo posible.

Además de esto se realizó la adición del producto CLAY GRABBER diluido en agua mediante la Unidad de Floculación Selectiva (UFS), con el fin de mantener el MBT lo más bajo posible y disminuir la dilución con lodo nuevo, hecho evidenciado en un valor del MBT final de 15 lpb durante la perforación.

Los aditivos usados para mantener el sistema de alto rendimiento BOREMAX® fueron el BORE HIB como inhibidor, el CLAY GRABBER como encapsulador de arcilla y el BORE PLUS, POLYAC PLUS y PAC-L como controladores de filtrado. Adicional a estos se agregó BARAZAN D PLUS (goma xántica) como viscosificante para aumentar los valores reológicos.

Siempre se mantuvo un estricto control en la limpieza permanente de las cajas de los shakers. Los valores reológicos exhibidos durante la fase y las buenas prácticas de perforación seguidas, garantizaron buenas condiciones de limpieza y se logró optimizar la sobrecarga de cortes en el anular pese a las altas ratas de penetración.

El BORE PLUS Y el POLYAC PLUS (polímero acrílico modificado) se utilizaron para elevar el punto cedente, la fuerza de gel y para controlar la rata de filtración hacia las formaciones permeables. Estos materiales fácilmente dispersables, controlaron la pérdida de filtrado taponando mecánicamente las lutitas y demás formaciones permeables expuestas. El filtrado se mantuvo por debajo de los valores programados durante toda la perforación de la fase. Además, la adición de material de puenteo como el CARBONATO DE CALCIO de diferente granulometría, El STEEL SEAL y el BAROTROL PLUS (usados antes de penetrar las lutitas altamente reactivas de E3 y E4) también aportaron en el control del filtrado efectuando un bloqueo mecánico por aporte de sólidos a la torta del lodo.

Desde el inicio de la sección se realizó la adición de carbonato de calcio al sistema como material de puenteo, esto debido a los eventos de pérdida en los pozos anteriores en la formación C1 y Areniscas Carbonera. Durante la perforación de la fase se bombeó alternadamente diferentes tipos de píldoras de limpieza como las de baja reología y las pesadas aproximadamente cada 400 ft y en TANDEM cada 1200 ft perforados hasta llegar a la formación lutita E3. Estas píldoras ayudaron en la limpieza del hueco, pues siempre se observó un aumento en el aporte de cavings en el momento del retorno de las mismas. También se emplearon periódicamente píldoras que incluyeron concentraciones variadas de WALL-NUT (cáscara de coco como material abrasivo) Carbonato de calcio grueso (M-600) y soda caustica para evitar problemas por embotamiento de la broca y del BHA en general y ayudar en la limpieza de los mismos.

Se utilizó BORE HIB (Sal de silicato de potasio. Mezcla única de componentes que proveen inhibición y estabilización de Lutitas y arcillas altamente reactivas) durante toda la fase como inhibidor de la hidratación y la dispersión de las formaciones con arcillas reactivas y lutitas para proporcionar estabilidad, ayudando además a disminuir la posibilidad de embotamiento de la broca. Antes de perforar las lutitas E3 y E4 se inició la adición de BAROTROL PLUS (hidrocarburo en polvo que se usa como estabilizador de lutitas, inhibidor de la dispersión de cortes, reductor de torque y controlador de filtrado a alta temperatura). Este producto se pre mezcló en las reservas en un medio alcalino

para lograr una mayor dispersión, evitando la acumulación del mismo sobre las mallas de los shakers taponándolas debido a su adición en directa. También se utilizó STEEL SEAL para dar sello y estabilidad a las lutitas. En la preparación del lodo se incluyó en su formulación carbonato de calcio de diferente granulometría como material de puenteo inerte para ayudar a sellar las micro fracturas y mantener estables las paredes del hueco evitando que éstas se derrumbaran.

El procedimiento más importante utilizado en este pozo para mantener el fluido BOREMAX® con la menor cantidad de sólidos de perforación, fue la optimización del trabajo de la centrífuga LGS, mediante la adición en directa del producto CLAY GRABBER diluido en agua, desde la Unidad de Floculación selectiva (UFS).

El procedimiento como tal consiste en pre hidratar el CLAY GRABBER en 15-20 Bbl de agua en la UFS, unidad que provee la suficiente agitación para poder "madurar" esta mezcla. La misma unidad permite realizar una adición controlada del producto hacia la centrífuga LGS. Al entrar en contacto el producto diluido con el lodo que entra a esta centrífuga, instantáneamente se floclula la arcilla del lodo facilitando la remoción de estos sólidos en la centrífuga.

La soda cáustica requerida para mantener el pH del sistema en el rango programado se agregó diluida a través del barril de química. La densidad del fluido se mantuvo siempre en el rango programado de acuerdo al perfil de densidad propuesto. Al llegar a la profundidad final de la fase, se incrementó el peso del lodo a 12 lpg con el fin de garantizar la estabilidad de las paredes del pozo y compensar el ECD al final de la perforación.

- Reología y Limpieza del Hueco

Durante toda la fase, se estuvo calibrando el modelo de DFG y se realizaron comparaciones de presión teórica que arroja DFG contra presiones reales fuera de fondo encontrando congruencia siempre entre los valores. Las simulaciones con DFG para limpieza de hueco demostraron siempre que para los parámetros de perforación utilizados, las características del fluido fueron óptimas para mantener una buena limpieza del hueco en todo momento, estas fueron entregadas al Company Man diariamente.

Debido a los parámetros de perforación manejados en la sección, se observaron cargas de cortes totales menores a 3%, siendo este el máximo valor de carga de cortes en el anular tolerable. Para la limpieza del hueco se bombearon píldoras de limpieza cada 400 ft. (Píldora Pesada c/400 ft, Baja reología en tándem con Pesada c/1200 ft), después de la formación Lutita E3 fueron bombeadas únicamente píldoras pesadas tres (3) puntos por encima de la densidad del sistema. La tabla 5 ilustra la secuencia, el tipo y los resultados de las píldoras de limpieza bombeadas hasta alcanzar los 7020’.

- Equipos de Control de Sólidos

Se trabajó con tres *shakers Derrick* vestidos con el siguiente arreglo de mallas:

Shaker 1 DERRICK: 175/175/175

Shaker 2 DERRICK: 175/175/175

Shaker 3 DERRICK: 175/175/175

Por el tipo de malla piramidal, son shakers con capacidad de manejar altos caudales, presentando un buen desempeño.

También se trabajó con un Mud Cleaner *Derrick* (3x1) compuesto por un Desilter de 16 conos de 4" (solo 12 operativos), un Desander de 2 conos de 12", y una zaranda igual a las shaker vestida con mallas 250/250/210 tipo triángulo. Se operó de manera intermitente en la fase.

Se cuenta con dos centrifugas: una HGS SC4 configurada a 1800 RPM, la cual operó continuamente en la fase, y una LGS Brandt HS 3400 configurada a 2500 RPM operando de manera continua descartando sólidos de baja gravedad. Ésta última operó constantemente en la fase de la mano con el sistema de floculación selectivo dando muy buenos resultados en el control del MBT.

Tabla 5. Bitácora de Píldoras Bombeadas Sección 12 ¼”.

Profundidad (ft)	Actividad	Tipo de Píldora	Volumen (bbl)	Retorno de cavings (bph)
1400	Perforando	Pesada 14 ppg	50	3.56
1850	Perforando	Pesada 14 ppg	50	3.4
2131	Perforando	Baja reología	50	N/A
2131	Perforando	Pesada 14 ppg	50	3.7
2660	Perforando	Pesada de 14 ppg	50	3.5
3263	Perforando	Pesada de 14 ppg	50	3.45
3640	Perforando	Baja reología	50	N/A
3640	Perforando	Pesada de 14 ppg	50	3.44
4020	Perforando	Pesada de 14 ppg	50	3.3
4520	Perforando	Pesada de 14 ppg	50	3.45
4770	Circulando	Baja reología	50	N/A
4770	Circulando previo al viaje	Pesada de 14 ppg	50	1.55
4770	Circulando en fondo después de viaje	Pesada de 14.2 ppg	50	3.3
5258	Perforando	Pesada de 14.2 ppg	50	2.51
5735	Llegando fondo	Pesada de 14.5 ppg	50	2.95
5995	Circulando previo a viaje	Baja reología	50	N/A
5995	Circulando previo a viaje	Pesada de 14 ppg	50	3.29
5995	Circulando en fondo después de viaje	Viscosa	50	2
6413	Perforando	Pesada de 14.8 ppg	50	3.22
7020	Circulando previo a viaje	Baja reología	50	N/A
7020	Circulando previo a viaje	Pesada de 14.8 ppg	50	3.3
7020	Circulando previo a viaje de superficie	Baja reología	50	N/A
7020	Circulando previo a viaje de superficie	Pesada de 14.8 ppg	50	3.8
7020	Dejó en fondo	Lubricante	150	N/A

c. Intervalo III – Sección 8 ½”.

PROFUNDIDAD: 7020 ft – 10877 ft
TIPO DE LODO: BARADRILL N
FORMACION: Unidad K1 SUPERIOR, Unidad K INFERIOR
REVESTIMIENTO: 7", P-110, 29 lb/ft, tope 6820 ft, zapata 10870 ft.
ROP promedio: 26 ft/h - Rotating Hours: 207
TIEMPO: 21 días

- Objetivos Intervalo III

Perforar broca de 8 ½” y sarta direccional (con herramientas L/MWD) la tercera sección del pozo, hasta 10877 ft, geonavengando en la Formación K1, arenas depletadas, con el sistema de fluido BARADRIL-N.

Mantener el fluido de perforación BARADRIL N con propiedades máximas de Limpieza y con las características necesarias para lograr la estabilidad del hueco e Inhibición de las arcillas y puenteo o sello mecánico sobre las arenas de interés.

- Comentarios del Lodo

Tabla 6. Propiedades del BARADRIL-N® Sección 8 ½”.

PROPIEDADES	7015 ft – 10877 ft	
	Programado	Real
Densidad, lpg.	9	9
VP, Cp	20 - 25	24 - 25
YP Lb/100 ft ²	30 -35	34 - 35
Filtrado, cc	<5	4.5 – 4.6
pH	9.0 – 9.5	9.3- 9.8
Yield Stress	6 - 8	9
% LGS	< 6	4.9
MBT	< 5	3

Para iniciar la perforación de la zona de interés del pozo, se prepararon inicialmente 805 bls del sistema BARADRIL-N de 9.0 lpg y 400 bls en tanques de reserva, con el objetivo de preservar las características físicas del yacimiento mediante un fluido lo más libre de sólidos posible y combinando la acción del

BARACARB (carbonato de calcio) como agente de sello y puenteo. El drill out se realizó con el fluido BOREMAX remanente de la fase anterior en circuito corto por la canal hacia el tanque de píldora. A los 7010' se bombearon 40 bbl de agua como colchón espaciador y se desplazó el fluido contaminado con cemento por el fluido BARADRIL-N. Este desplazamiento se realizó sin contratiempos. Perforo hoyo 8 1/2" con sarta direccional desde 7020 ft hasta 10877 ft. El control de filtración se realizó empleando PAC L/R y FILTERCHEK de acuerdo con el programa, preferiblemente incorporados al sistema premezclados como lodo nuevo y ocasionalmente de manera directa. Estos productos también aportaron control reológicos al fluido ya sea para elevar el punto cedente y las fuerzas de gel o controlar el incremento de los mismos. Estos materiales fácilmente dispersables, controlaron la pérdida de filtrado taponando mecánicamente las formaciones permeables expuestas. El filtrado se mantuvo en el rango programado durante la perforación de toda la fase. Además, la adición de material de puenteo y de estabilización como el CARBONATO DE CALCIO de diferente granulometría usado durante la perforación de esta sección 8 1/2" control preventivo se accionó horariamente BARACAR DF 50, BARACARB DF 150, BAROFIBRE F al sistema, proporcionó el aporte de sólidos utilizados por el sistema para formar revoque y como agente de sello manteniendo en el fluido una concentración de varias granulometrías para generar un PSD conveniente y disminuir así la invasión de filtrado hacia la zona de interés expuesta, cabe resaltar que la adición BAROFIBRE FINO fue supremamente importante para el sistema, ya que el producto proporcionó sello a la formación, al ser este un pozo de alta inclinación ayudó en la remoción de lechos de cortes y brindó lubricidad mecánica al fluido.

Se adicionó CLAYSEAL PLUS como inhibidor, se mantuvo una concentración cercana a las 5 lpb, para reducir la interacción de las arcillas que pudieran formar parte de la matriz de la roca, minimizando el daño y generando estabilidad a la formación, permitiendo las maniobras de viaje de tubería. El MBT durante la fase siempre se mantuvo menor a 3.5 lpb equivalente.

Debido a la inclinación del pozo, para evitar problemas con el torque durante la perforación y facilitar los viajes de tubería se mantuvo una concentración de EP MUD LUBE promedio de 8.15 lpb en el sistema activo, formulación que tuvo éxito en la operación.

Se agregó BARAZAN D PLUS (goma xántica) como viscosificante primario para mantener y ajustar los valores reológicos. Los valores reológicos obtenidos durante la fase, las buenas prácticas de perforación, el tipo de litología y las ratas de penetración garantizaron buenas condiciones de limpieza, logrando optimizar siempre la sobrecarga de cortes en el anular.

Para el mantenimiento de las propiedades, los niveles y como una estrategia de dilución se preparó y adicionó al activo fluido nuevo. Es importante considerar que siempre se hace necesario "refrescar" el sistema con agua o con lodo nuevo para

reponer las concentraciones de productos y/o reducir el porcentaje de sólidos de baja gravedad recirculados una y otra vez en el pozo.

El control en la degradación del sistema y el manejo de las alcalinidades se realizó con la adición de GLUTARALDEHIDO y de SODA CAUSTICA. La soda cáustica requerida para mantener el pH del sistema en el rango programado se agregó diluida a través del barril de química. Para correr este sistema de lodo es recomendable mantener valores de pH de 9.5 a 9.8. Durante los viajes realizados para acondicionar el hueco siempre se tuvo especial cuidado en la adición de la soda para mantener la alcalinidad y junto con la adición de GLUTARALDEHIDO como bactericida para mantener el sistema.

- Reología y Limpieza del Hueco

Simulaciones empleando el software DFG mostraron que la carga de cortes en el anular se mantuvo siempre en un nivel muy inferior al 3% , lo cual indicó que siempre el hueco se estaba limpiando completamente al mantener los valores reológicos en el rango programado. Las píldoras pesadas que se emplearon tuvieron como finalidad ayudar a disminuir la posible carga de cortes en el anular. Estas píldoras fueron bombeadas con el fin de aumentar el factor de flotación y por ende el acarreo de los cortes a la superficie. En la tabla 7 se presentan las píldoras bombeadas durante la perforación del hueco de 8.5”.

Durante la perforación y circulación al finalizar esta sección, se observó todo el tiempo sobre los equipos de control de sólidos primarios, buenos retornos de cortes correspondientes a arenas, arcillas y conglomerados, lo cual indicó una excelente capacidad de limpieza por parte del lodo evacuando cortes y ripios desde el hueco. Las simulaciones con DFG para limpieza de hueco demostraron siempre que para los parámetros de perforación utilizados, las características del fluido fueron óptimas para mantener una buena limpieza del hueco en todo momento.

Tabla 7. Bitácora de Píldoras Bombeadas Sección 8 ½”.

PROFUNDIDAD (FT)	ACTIVIDAD	TIPO DE PÍLDORA	VOLUMEN (BBL)
7340	Perforando	Pesada 11.0 lpg	50
7634	Perforando	Pesada 11.0 lpg	50
7937	Perforando	Pesada 11.0 lpg	50
8048	Circulando previo a viaje	Baja reología	30
8048	Circulando previo a viaje	Pesada de 11 lpg	50
8343	Perforando	Pesada 11.0 lpg	50
8645	Perforando	Pesada 11.0 lpg	40
9086	Circulando previo a viaje	Baja reología	30
9086	Circulando previo a viaje	Pesada de 11 lpg	50
9379	Perforando	Pesada 11.0 lpg	50
9690	Perforando	Pesada 11.0 lpg	50
10028	Circulando previo a viaje	Baja reología	30
10028	Circulando previo a viaje	Pesada de 11 lpg	50
10341	Perforando	Pesada 11.0 lpg	50
10638	Perforando	Pesada 11.0 lpg	50
10877	Circulando previo a viaje	Baja reología	30
10877	Circulando previo a viaje	Pesada de 11 lpg	50
10877	Circulando previo a viaje a superficie	Baja reología	30
10877	Circulando previo a viaje a superficie	Pesada de 11 lpg	50

- Equipos de Control de Sólidos

Se trabajó con tres *shakers Derrick* vestidos con el siguiente arreglo de mallas:

Shaker 1 DERRICK: 175/175/175

Shaker 2 DERRICK: 175/175/175

Shaker 3 DERRICK: 175/175/175

Por el tipo de malla piramidal, son shakers con capacidad de manejar altos caudales, presentando un buen desempeño.

También se trabajó con un Mud Cleaner *Derrick* (3x1) compuesto por un Desilter de 16 conos de 4" (solo 12 operativos), un Desander de 2 conos de 12", y una zaranda igual a las shaker vestida con mallas 250/250/250 tipo triángulo. Se operó de manera constante en la fase.

Se cuenta con dos centrifugas: una HGS SC4 configurada a 1800 RPM, la cual operó continuamente en la fase para mantener la densidad recomendada, y una LGS Brandt HS 3400 configurada a 2500 RPM operando de manera continua descartando sólidos de baja gravedad para mantener la densidad recomendada. Ésta última no operó durante el drill out del Liner de 7".

5.1.5 Hidráulicas

Durante el desarrollo del pozo se corrieron simulaciones de limpieza de hueco e hidráulicas para observar la carga de cortes que se genera en el anular en función del galonaje y de la ROP que se está manejando para la sección. Esto con el fin de mantener una carga de cortes en el anular menor al 3% y así evitar complicaciones al momento de efectuar viajes de tubería, posibles pegas de la misma por empaquetamiento, y a raíz del empaquetamiento inducir pérdidas de fluido en formación.

En la gráfica 1 se muestra que a una ROP de 40 ft/hr y 400 gpm no se observa carga de cortes en el anular y que la ECD que se genera no sobrepasa el límite de gradiente de fractura de la formación.

Simulaciones de éste tipo se corren tres (3) veces al día y son entregadas al Company Man para efectos de evaluación en el momento de la perforación. De igual manera se efectúan simulaciones para corridas de revestimiento, con el fin de evaluar el ECD generado por las velocidades con que el revestimiento es bajado. Todo esto para evitar inducir pérdidas de fluido en la formación.

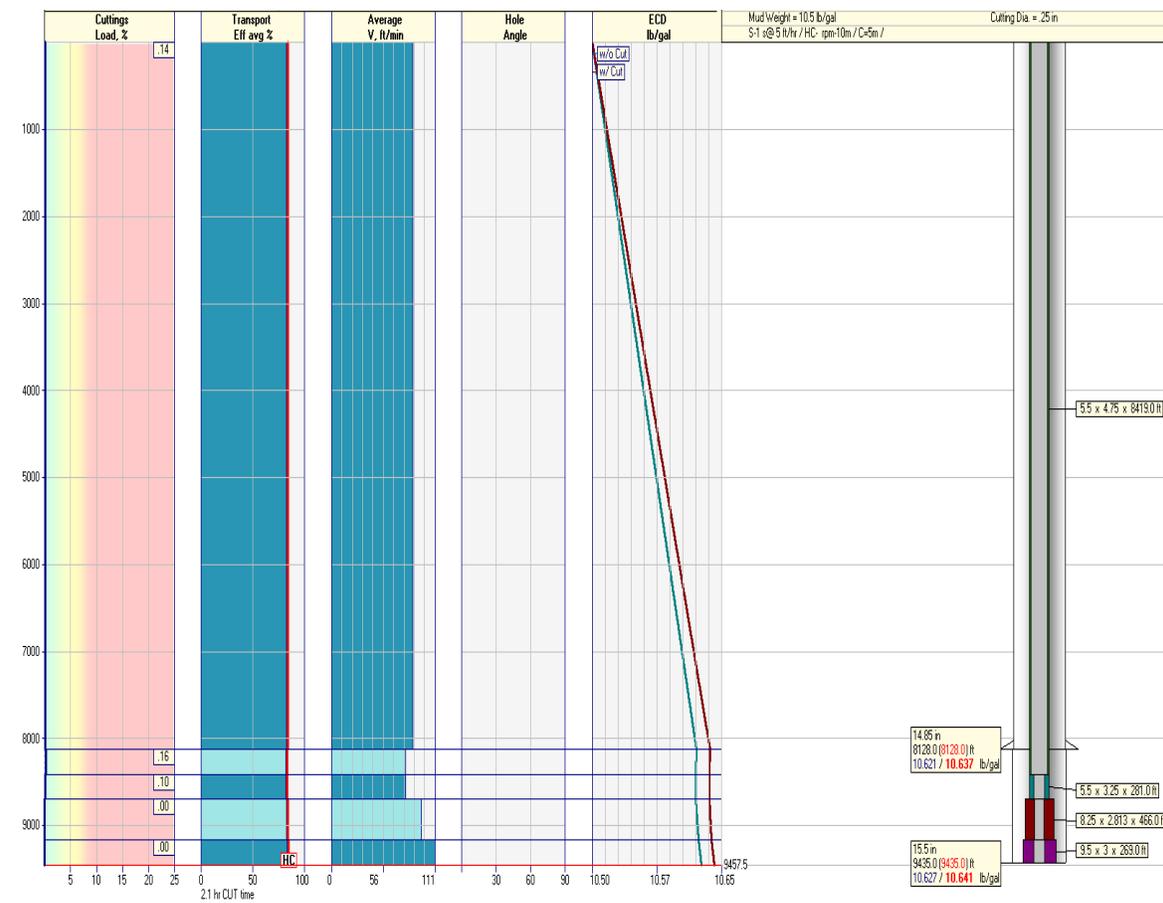


Figura 3. Simulación de Limpieza del Huevo Sección 12 ¼”.

5.1.6 Volúmenes por Sección

- Volumen de Lodo Intervalo I

En total se construyeron 567.7 bbls de lodo nuevo, se reutilizaron y acondicionaron 310 bbl de fluido BOREMAX[®] provenientes del pozo para la perforación del intervalo.

- Volumen de Lodo Intervalo II

Se prepararon inicialmente 1000 bbl de lodo BOREMAX[®] de 10.9 lpg. Durante la perforación del intervalo se aplicó dilución con lodo nuevo desde las reservas y agua fresca para reponer las pérdidas en superficie y para mantener las propiedades programadas.

El volumen total de lodo generado para este intervalo fue de 2711.8 bbls, la longitud del intervalo perforado fue de 5995', obteniendo una relación de volumen de lodo preparado por pie perforado de 0.4523 bbls/ft.

Las pérdidas de fluido en los ECS e impregnados en los cortes, viajes, bombas, empaques, evaporación, dejados detrás del casing entre otros, fueron de 1815.2 bbls de fluido. Al final del intervalo se almacenaron 450 bbls en un frac tank para ser reutilizados iniciando el siguiente pozo. Fueron enviados 446.6 bbls hacia dewatering.

- Volumen de Lodo Sección III

Se prepararon inicialmente 805 bbl de lodo BARADRIL-N de 9.0 lpg y 400 bbls en los tanques de reserva. Durante la perforación del intervalo se aplicó dilución con lodo nuevo 2327 bbls desde las reservas y agua fresca para reponer la humectabilidad, superficiales, avances de perforación, para mantener las propiedades programadas. En los ECS e impregnados en los cortes, viajes, bombas, empaques, evaporación, fluido enviado a dewatering, entre otros, se perdieron 2480 bbl de fluido perdidos en formación.

El volumen total de lodo generado para este intervalo fue de 3132.7 bbl, la longitud del intervalo perforado fue de 3857 ft, obteniendo una relación de volumen de lodo preparado por pie perforado de 0.81 bbl/ft.

5.1.7 Elaboración Acta de Cobro de Servicios y KPI

Una vez el pozo 72-C fue terminado, se elabora un acta de cobro por los servicios prestados en el desarrollo del pozo (Anexo B) y adjunto se incluyen los soportes que los ingenieros en campo generan y que contienen el consumo por fase de productos químicos usados en la producción del lodo (Anexo C), ingenieros que laboraron en el desarrollo del pozo (Anexo D), el uso de la unidad de floculación selectiva y su respectivo operador (Anexo E), unidad de filtración y su operador (Anexo F), un inventario de productos (Anexo G), y un compilado de los reportes diarios desde el primero hasta el último generado para el pozo.

Con la información arriba mencionada y recopilada se recogen datos para llenar un Indicador de Desempeño de Calidad (Anexo H), el cual se envía al gestor técnico del contrato para ser evaluado por el mismo.

6. ELABORACIÓN PROGRAMA DE LODOS

Una vez la información necesaria es recopilada se procede a evaluarla y a hacer posibles ajustes al programa de fluidos de perforación para el pozo siguiente, en este caso para el pozo 73-C.

6.1 Elaboración del Programa de Lodos Pozo 73-C

La elaboración de un programa de lodos contiene mucho más que solo material técnico. La seguridad y el cuidado al medio ambiente son factores que se deben tener en cuenta ya que los recursos que se usan en la fabricación del lodo involucran recurso humano y recursos naturales siendo el agua el más importante. Así que para cumplir con las normas legales ambientales, primero se establecen unos objetivos y métodos que incluyen pautas para la correcta preparación del fluido de perforación, sin arriesgar al personal que está involucrado en la operación ni al medio ambiente. En el Anexo I se encuentran los objetivos que se establecen como guía, y en el Anexo J se hallan las pautas a tener en cuenta en el desarrollo del programa y su ejecución.

6.1.1 Estado Mecánico

El estado mecánico del pozo lo suministra la compañía operadora y en base a éste diseño se estiman los volúmenes de lodo a usar y las propiedades del mismo por sección. Éste también contiene una prognosis geológica de las formaciones a perforar. El estado mecánico se incluye en el Anexo K.

6.1.2 Propiedades de los Fluidos Propuestos

Para cada sección se ha establecido un fluido especial, el cual cubre las necesidades según el tipo de formaciones a encontrar en el subsuelo. Cada uno de ellos ha pasado por diferentes pruebas en el laboratorio con el fin de determinar las concentraciones óptimas de los productos y así introducir un control favorable sobre las propiedades como el filtrado, reología, MBT, entre otras.

Para éste caso, las propiedades de los fluidos del pozo 73-C con respecto al pozo anterior, es decir, el 72-C, no han sido modificadas ya que no se ha encontrado soporte alguno para efectuar dicho procedimiento.

En las tablas a continuación, se describen las propiedades que debe poseer cada fluido.

Tabla 8. Propiedades Spud Mud – Sección 17 ½". 0ft a 1,000ft

SPUD MUD 0 ft – 1,000 ft							
Propiedad		Min	Max	Propiedad		Min	Max
Density	ppg	10.0	11.0	Sand	%	0	1
Funnel Viscosity	sec/qt	50	65	LGS(% by Vol)	%	0	6
Plastic Viscosity	cp	15	20	MBT	ppb eq.	0	17.5
Yield Point	lbf/100_ft2	20	25	pH		8.0	8.5
Yield Stress	lbf/100_ft2	6	8	API Filtrate	mL/30min	N/C	N/C
Gel 10/10/30		N.P	N.P				

Tabla 9. Propiedades BOREMAX® - Sección 12 ¼". 1,000ft a 3,073ft.

BOREMAX 1,000 ft – 3,073 ft Guayabo, Areniscas Sup., Lutita E.							
Propiedad		Min	Max	Propiedad		Min	Max
Density	ppg	10.9	11.0	Sand	%	0.0	1.5
Funnel Viscosity	sec/qt	45	50	LGS(% by Vol)	%	0.0	6.0
Plastic Viscosity	cp	12	20	MBT	ppb eq.	0.0	7.5
Yield Point	lbf/100_ft2	22	25	pH		9.5	10.2
Yield Stress	lbf/100_ft2	6	8	API Filtrate*	mL/30min	5.0	5.5
Gel 10/10/30		N.P	N.P				

Tabla 10. Propiedades BOREMAX® - Sección 12 ¼". 3,073ft a 5,959ft.

BOREMAX 3,073 ft– 5,959 ft C1, Areniscas Carbonera, C2.							
Propiedad		Min	Max	Propiedad		Min	Max
Density	ppg	11	11.8	Sand	%	0.0	1.5
Funnel Viscosity	sec/qt	50	55	LGS(% by Vol)	%	0.0	6.0
Plastic Viscosity	cp	15	25	MBT	ppb eq.	0.0	12.5
Yield Point	lbf/100_ft2	25	30	pH		9.5	10.2
Yield Stress	lbf/100_ft2	8	10	API Filtrate*	mL/30min	4	5
Gel 10/10/30		N.P	N.P				

Tabla 11. Propiedades BOREMAX® - Sección 12 ¼". 5,959ft a 7,903ft.

BOREMAX		5,959 ft – 7,903 ft		E3, T1, E4.			
Propiedad		Min	Max	Propiedad		Min	Max
Density	ppg	11.8	12.2	Sand	%	0.0	1.5
Funnel Viscosity	sec/qt	55	75	LGS(% by Vol)	%	0.0	6.0
Plastic Viscosity	cp	20	30	MBT	ppb eq.	0.0	17.5
Yield Point	lbf/100_ft2	33	37	pH		9.5	10.2
Yield Stress	lbf/100_ft2	9	11	API Filtrate*	mL/30min	0	5
Gel 10/10/30		N.P	N.P				

* Filtrado API entre 5.0 – 5.5 cc/30min en Guayabo hasta el tope de C1, desde C1 hasta TD el filtrado debe ser menor a 5.0 cc/30 min hasta TD.

Tabla 12. Propiedades BARADRIL-N® - Sección 8 ½". 7,903ft a 9,121ft.

BARADRIL - N		7,903 ft – 9,121 ft		SAN FERNANDO, T2-30			
Propiedad		Min	Max	Propiedad		Min	Max
Density	ppg	9.0	9.0	Sand	%	0.0	0.5
Funnel Viscosity	sec/qt	60	80	LGS(% by Vol)	%	0.0	6.0
Plastic Viscosity	cp	20	25	MBT	ppb eq.	0.0	5.0
Yield Point	lbf/100_ft2	30	35	pH		9.0	9.5
Yield Stress	lbf/100_ft2	8	10	API Filtrate	mL/30min	4.5	5.0
Gel 10/10/30		N.P	N.P				

En la siguiente sección se hará una discusión en cuanto a la preparación y mantenimiento de cada fluido y los tratamientos necesarios para que las propiedades arriba establecidas se mantengan en sus respectivos rangos, preservando la efectividad de cada fluido.

6.1.3 Discusión Intervalo 17 ½".

El sistema de lodos recomendado para perforar esta sección, está compuesto por fluido BOREMAX® recuperado del pozo 72-C, diluido con fluido nuevo SPUD MUD mezclado para completar los volúmenes necesarios para perforar este intervalo.

El fluido Nuevo está compuesto de agua, BORE VIS 10 lpb y X TEND II en una concentración de 0.06 lpb, cantidad suficiente para obtener las propiedades reológicas recomendadas para perforar este intervalo.

La perforación de este intervalo se iniciara con una densidad de 10 lpg incrementando la densidad progresivamente hasta 11.0 lpg a los 300 ft para terminar con está densidad el intervalo con el fin de evitar influjos de agua durante la perforación de la formación Guayabo.

El X TEND II funciona como floculante selectivo de sólidos coloidales provenientes de los cortes perforados para favorecer su remoción como aglomerados en los equipos de control de sólidos y además ayuda a controlar el peso del lodo lo más bajo posible. Las adiciones posteriores de BORE VIS deben hacerse en forma pre hidratado, para lograr un rendimiento óptimo y mantener la viscosidad en el valor necesario para lograr una buena limpieza en el hueco.

El valor del pH se debe mantener entre 8.0 – 8.5 para reducir la tendencia natural de los cortes de perforación a dispersarse en el lodo. Los equipos de control de sólidos se deben operar continuamente y en las condiciones de trabajo adecuadas, para controlar el peso del lodo. En este intervalo es muy importante la utilización de zarandas de buena capacidad para manejar los caudales de operación que se requerirán para asegurar la limpieza del hueco.

En caso de requerirse una mayor limpieza del hueco, se pueden bombear píldoras de alta viscosidad preparadas con los productos básicos ya mencionados, utilizando una concentración de BORE VIS mayor que la utilizada en la preparación del sistema. Estas píldoras, se bombearán periódicamente según las circunstancias y/o preferiblemente después de cada conexión.

a. Mantenimiento / Comentarios

El lodo BOREMAX[®] almacenado del pozo anterior debe ser acondicionado con dilución para reducir el MBT a valores del orden de 7.5 lb/bbl equivalente y una densidad de 10.0 lpg. El fluido nuevo necesario para completar el volumen de lodo para iniciar el pozo deberá ser preparado mediante la hidratación de 10 lpb de BORE VIS en el agua de pre-mezcla, la cual será tratada en caso de ser necesario, para reducir el contenido total de dureza por debajo de 150 mg/L y con 0.1 lpb de soda cáustica. El X-TEND II deberá adicionarse entonces para mejorar el rendimiento del BORE VIS hasta aproximadamente 0.06 lpb.

Se debe utilizar máximo un 50% del fluido BOREMAX en la mezcla del lodo de inicio.

Se deben utilizar altas ratas de bombeo para facilitar la limpieza del hueco, debido a la baja velocidad anular y al alto ROP asociado con la naturaleza de la formación y el diámetro grande del hueco.

Si se requiere limpieza adicional del hueco, deberán mezclarse píldoras de alta viscosidad de acuerdo con la formulación que sigue y circularse alrededor del hueco.

AQUAGEL	:	10 – 20 lpb
X-TEND II	:	0.07 lpb
Soda cáustica	:	0.25 lpb

- Procedimiento de Mezcla

Se trata el agua si lo requiere, para reducir su dureza debajo de 150 mg/L de calcio. Se pre-hidrata 10 lpb de AQUAGEL[®], como mínimo con 10 horas de anticipación. Si se requiere se agrega Soda Cáustica máximo hasta 9 de pH y se permite su mezcla una hora más. Se agrega 0.02 – 0.06 lpb de X-TEND II para mejorar el rendimiento del AQUAGEL[®].

b. Concentración Recomendada de Productos.

La concentración de productos que se da en la tabla 13 es para fluido nuevo a preparar, y la concentración dada en la tabla 14 es para fluido a preparar con dilución de BOREMAX[®].

Tabla 13. Concentración Productos sin Dilución.

Producto	Concentración, lpb
AQUAGEL	10 – 12
Soda Cáustica	0.1 – 0.15
X-TEND-II	0.03 – 0.06
BARITA	194

Tabla 14. Concentración Productos con Dilución.

Producto	Concentración, lpb
BOREVIS	5.0 – 6.0
Soda Cáustica	0.05 – 0.75
X-TEND-II	0.01 – 0.03
BARITA	194

c. Problemas Potenciales

Durante la perforación de la sección 17 ½” se pueden presentar diversos problemas, los cuales se describen a continuación junto con algunas soluciones.

- Pérdidas de circulación.

Existe la probabilidad que se presenten pérdidas de fluido en los conglomerados superficiales de la formación Guayabo por este motivo se recomienda la adición horaria de 2 sx/hr de Cascarilla de Arroz como medida para prevenir perdidas de lodo durante la perforación del intervalo conglomerático de la formación Guayabo. Se dispondrá en locación de material sellante (medio – grueso) que permita controlar oportunamente pérdidas severas de circulación.

- Embotamiento de la broca.

Ante todo se debe prevenir con la optimización del HSI de ésta y el manejo continuo de una buena hidráulica. La circulación de píldoras de baja reología con 15 lpb de material abrasivo WALLNUT y BARACARB DF 600 de aproximadamente 50 Bls podrá ayudar a limpiar el BHA, si se observa incremento en la rata de penetración se continuará adicionando dichas píldoras según sea necesario. Si no se observa ningún aumento en la rata de penetración se recomienda bombear píldoras de AKTAFLO-S, con la siguiente formulación:

AKTAFLO-S : 1 – 3 % Vol.
 NaOH : pH 10.0
 WALLNUT : 10-20 lpb

Bombear esta píldora y dejando el 75% fuera de la broca y el 25 dentro de la tubería, dejando en remojo la broca, estabilizadores. Una vez en fondo. Parar circulación y mover la sarta arriba- abajo y rotar durante 10 minutos. Luego a máxima bomba circular y mover sarta con máxima rotación para lavar broca.

- Taponamiento del Flow Line

El principal causante del taponamiento del flow line es el alto volumen de cortes generado teniendo en cuenta el gran tamaño del hueco haciendo imposible su tránsito normal a través del flow line y generando gran acumulación de cortes en el anular.

Por lo anterior se hace necesario llevar un control estricto de la velocidad de perforación versus el galonaje utilizado.

Tabla 15. Galonaje por Rata de Penetración.

GPM	ROP, ft/hr
800	180
600	90
400	35
200	20

Es importante mantener un continuo jeteo del flow line y limpieza de los bolsillos de los Shaker.

6.1.4 Discusión Intervalo 12 ¼”.

El drill out del revestimiento de 13 3/8” se realizará con el lodo de inicio de la fase anterior remanente dentro del revestimiento de 13 3/8”, perforando en circuito corto por la Canal al tanque de Píldora. Una vez terminado el drill-out del revestimiento de 13 3/8” se realizará desplazamiento de lodo Spud Mud Contaminado por fluido BOREMAX.

El Spud Mud del intervalo de 17 ½” será enviado a de-watering en su totalidad y la mezcla del fluido BOREMAX se realizará sobre 100% agua fresca de acuerdo a las concentraciones recomendadas en este programa.

Durante la perforación de la formación Guayabo, Lutita E, el filtrado del lodo se manejará en valores entre 5.0 – 5.5 cc/30 minutos, a partir de Carbonera C1 hasta TD el filtrado del lodo debe ser ajustado a valores menores a 5 cc/ 30 min. Previo a la perforación de la Lutita E3 se realizaran las adiciones de agentes puenteantes y de Sello BAROTROL PLUS, STEELSEAL y Carbonato de Calcio orientando los tratamientos en mantener la estabilidad de la Lutita E3 y E4.

El BOREHIB debe ser adicionado en una concentración de 4.0 lpb en el lodo inicial e incrementar progresivamente la concentración hasta alcanzar una concentración de 5.0 al tope de la Lutita E3 y de 5.5 lpb al punto de Casing. Las adiciones de Lubricante deben ser realizadas desde el inicio del intervalo en una concentración de 3.0 lpb alcanzando una concentración al finalizar el intervalo de 7.0 lpb.

Una vez estemos dentro de la formación C2 debemos iniciar con la adición de surfactante (Aktaflo-S) en aras de evitar la formación de anillos de arcilla en el BHA, para las formaciones E3 y E4 debemos tener una concentración entre 0.5 – 1.0 lpb.

El control de sólidos es un aspecto importante en el funcionamiento de este sistema. Un equipo de control de sólidos insuficiente causara la dispersión natural de los sólidos perforados aumentando el consumo de polímeros y una rápida disminución en la concentración de estos y por tanto insuficiente inhibición. Los equipos de control de sólidos, se deben operar continuamente y en las condiciones de trabajo adecuadas, para controlar el peso del lodo y mantener el contenido de sólidos lo más bajo posible. En este intervalo es muy importante la utilización de zarandas de buena capacidad para manejar los altos caudales de operación que se requerirán para asegurar la limpieza del hueco.

Los niveles de dilución y las concentraciones de materiales deben ser cuidadosamente controlados dentro de los valores propuestos. Esta información debe ser reportada diariamente y comparada con las propiedades del sistema

activo de lodos, para determinar los posibles correctivos a seguir cada vez que sea necesario.

Las adiciones del floculante CLAYGRABBER deben realizarse únicamente mediante el proceso de floculación selectiva lo cual reduce considerablemente los niveles de dilución, debido a que el sistema permite mantener un control efectivo sobre el MBT optimizando considerablemente el desempeño del fluido de perforación y reduciendo a su vez costos asociados a la preparación del fluido nuevo y tratamientos de volúmenes de lodo descartados.

Para facilitar la limpieza del hueco se debe optimizar la hidráulica y los caudales de bombeo. Se tendrá un monitoreo estricto de la carga de cortes en el anular usando nuestra herramienta de análisis DFG. Píldoras de barrido viscoso pesadas deberán bombearse cada 400 ft perforados con el objeto de optimizar la limpieza del hueco y de esta manera reducir la posibilidad de encontrar puntos apretados durante los viajes de tubería. Las píldoras de píldoras de baja reología con 20 lpb de material abrasivo WALLNUT y BARACARB DF 600 deben ser bombeadas cada 1200' en Tándem con píldoras pesadas buscando reducir el embotamiento de la broca y el BHA.

a. Mantenimiento / Comentarios

Para la perforación de lutitas con problemas de inestabilidad presentes principalmente en las formaciones Lutitas E-3 y E-4 deberán ajustarse las propiedades del fluido 200 ft antes de ingresar a dichas formaciones con el objeto de reducir problemas asociados a inestabilidad, por lo tanto deberá ejercerse un mayor control de filtración para minimizar la interacción del fluido con la formación, incrementar las propiedades reológicas para minimizar efectos de erosión por turbulencia en las secciones anulares durante la perforación e incrementar la concentración de Inhibidor y encapsulador con el objeto de asegurar la estabilidad de lutitas.

La adición de material sellante debe ser realizada de tal forma que cuando se alcance la Lutita E-3 se tenga 6.0 - 8.0 lpb de BAROTROL PLUS, y 6.0 - 8.0 lpb de STEELSEAL, 3.0 – 4.0 lpb de BAROFIBRE y 20 - 25 lpb de BARACARB de diferente granulometría, mientras se perfora se deben continuar las adiciones horarias hasta alcanzar las concentraciones máximas programadas de cada producto.

Debido a la pérdida paulatina de estos productos por los equipos de control de sólidos, se recomienda que el lodo nuevo adicionado, lleve estas concentraciones y que además se realicen adiciones de manera horaria de estos productos. Es necesario ajustar el funcionamiento de la centrifugas en serie y ajustar la velocidad de operación para recuperar barita. Para esto y realizando la FLOCULACION SELECTIVA se acondiciona el sistema de centrifugas una a baja velocidad

(Máximo a 1250 RPM) para recuperar Barita y la otra para realizar el de-watering de fluido descartado por el tres en uno y el fluido descartado por la centrifuga recuperadora de Barita. (Ver Figura 4).

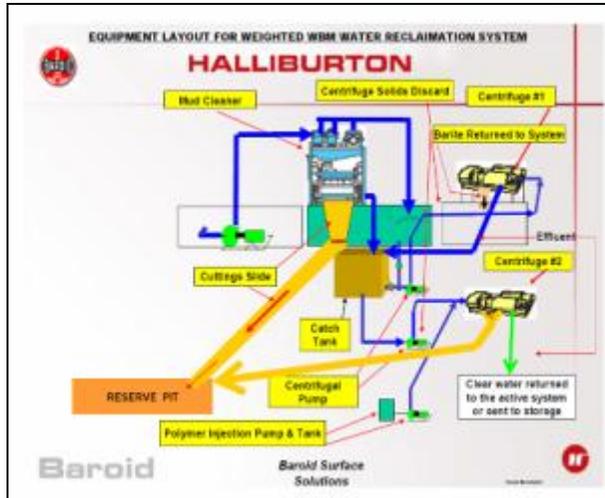


Figura 4. Esquema para fluidos pesados con Barita.

El volumen, tamaño y forma de los cavings debe ser monitoreado y el valor diario generado en barriles debe ser reportado en el reporte de fluidos así como también una breve descripción del tamaño y forma de los mismos, esto con el fin de detectar problemas de inestabilidad del hueco y aplicar el tratamiento adecuado al fluido de perforación. (Aumento de la densidad, reducción del filtrado, aumentos en la concentración de Asfalto y de agentes sellantes como el Carbonato de Calcio).

En el Anexo L se encuentran algunas pautas claves para mantener el fluido BOREMAX[®] dentro de los parámetros establecidos.

b. Concentración Recomendada de Productos.

La concentración de productos que se da en la tabla 16 es para fluido BOREMAX[®] a preparar.

Tabla 16. Concentración Productos BOREMAX®.

PRODUCTOS	LPB	LPB	LPB
	1,000' – 3,073'	3,073' – 5,959'	5,959' - 7,903'
BORE PLUS	1.25 – 1.5	1.5 – 1.75	1.75 – 2.0
POLYAC PLUS	1.0 – 1.25	1.0 – 1.25	1.0 – 1.25
PAC – L	0.25 – 0.5	1.0 – 1.25	1.5 – 1.75
BARAZAN D PLUS	0.5 - 0.75	0.75 – 1.25	1.50– 1.75
BORE HIB	4.0 – 4.5	4.5 – 5.0	5.0 – 5.5
CLAY GRABBER	0.3 – 0.5	0.3 – 0.5	0.3 – 0.8
BARACARB DF 25, 50*	10 - 15	15 - 20	20 – 25
BAROTROL PLUS**	--	--	6.0 – 8.0
BAROFIBRE	--	1.0 – 2.0	3.0 – 4.0
STEEL SEAL**	--	--	6.0-8.0
SODA CAUSTICA	0.25 – 0.5	0.5 – 0.75	0.75 – 1
GLUTARALDEHIDO	0.3 – 0.5	0.3 – 0.5	0.5 – 0.75
BARITA	160	174	180 – 217
EP MUD LUBE***	3.0 - 4.0	4.0 -5.0	6.0 – 8.0

* BARACARB DF para puenteo debe ser adicionado desde las Areniscas Superiores.

**EI BAROTROL PLUS, STEELSEAL y BAROFIBRE será adicionado +/- 200 ft previo a tope de la Lutita E3 como material sellante.

*** EP MUD LUBE. Debe ser adicionado en píldoras con una concentración de 15 lpb antes de los viajes de tubería. Se debe tener una concentración de 3.0 lpb desde el inicio del intervalo finalizando con una concentración de 8.0 lpb.

c. Problemas Potenciales

Durante la perforación de la sección 12 ¼" se pueden presentar diversos problemas, los cuales se describen a continuación junto con algunas soluciones.

- Taponamiento del Flow Line.

Se recomienda iniciar la perforación con un Caudal de 800 GPM y mantener ROP instantáneas máximas de 160 ft/hr a fin de mantener una buena limpieza del hueco y reducir la acumulación y agregación de cortes en el anular.

- Limpieza del Pozo

Pueden presentarse problemas de rellenos y excesivos arrastres durante los viajes, que pueden indicar la falta de densidad en el lodo, mala limpieza o interacción excesiva del filtrado del lodo con las arcillas hidratables; para esto se deben eliminar las diferentes causas proporcionando buena capacidad de arrastre, bombeando píldoras de barrido cada 400 pies perforados y realizando simulaciones de limpieza del hueco para ajustar los parámetros del lodo y operacionales.

- Inestabilidad del Pozo

Problemas de inestabilidad mecánica y química de las Lutitas E3 y E4 pueden presentarse durante la perforación de este intervalo; se deben controlar los niveles de filtración HPHT medido a 200 °F en valores inferiores a 18 mL durante la perforación de la Lutita E3 y E4. Realizar las adiciones de material sellantes tales como BAROTROL, STEELSEAL y Carbonato de Calcio de diferentes tamaños de acuerdo a las concentraciones programadas y así mismo seguir la curva de densidad propuesta.

6.1.5 Discusión Intervalo 8 ½”.

La perforación del equipo de flotación y del cemento se hará con el fluido del intervalo anterior que queda en el pozo, circulando a través de la canal. Se adicionará agua y/o Bicarbonato de Sodio para reducir la contaminación de este lodo, de tal forma que circule sin problemas por la canal hasta el tanque de píldora. Una vez se perfora el zapato y se entre a la formación, se desplazará este fluido con el sistema BARADRIL-N.

Para la perforación del intervalo el MBT del fluido se debe mantener preferiblemente por debajo de 5.0 lb/bbl equivalente, además de ejercer control de la filtración API a niveles por debajo de 5 cc a 30 minutos. Las formaciones productoras son altamente susceptibles al daño causado principalmente por la invasión de sólidos y de filtrado del lodo.

Para preservar las características físicas del yacimiento, se recomienda especialmente este tipo de sistema de lodo, el cual busca combinar la acción de

los agentes puenteantes como el Carbonato de Calcio, con un fluido libre de sólidos en el cual su filtrado no vaya a reaccionar con los minerales de la roca del yacimiento.

La capacidad de sello del fluido será diariamente evaluada y controlada por el ingeniero de lodos por medio de la prueba de PPT (Permeability Plugging Test), dentro de los parámetros que sean determinados como óptimos para la formación productora. Se debe utilizar discos de 35 y 60 micrones con un diferencial de 1000 psi para el desarrollo de las pruebas de PPT.

a. Mantenimiento / Comentarios

El fluido inicial debe ser mezclado con las concentraciones iniciales de Carbonato de Calcio propuestas y mantener adiciones de horarias de BARACARB 150 y BARACARB 25 para mantener la distribución de partículas en el lodo de acuerdo a lo programado.

Los equipos de control de sólidos deben ser monitoreados cuidadosamente para asegurar la óptima configuración de mallas que garantice la preservación del carbonato de calcio en el sistema. En la eventualidad de requerirse la utilización de las centrifugas para el control del peso del lodo, previamente se deberá evaluar la distribución del tamaño de partículas en la descarga de sólidos con el objetivo de preservar en el sistema aquellos de mayor tamaño y desechar los más pequeños.

Teniendo en cuenta la alta inclinación del pozo se recomienda la adición de 2.0 lpb de BAROFIBRE F al sistema al inicio del intervalo y adiciones horarias de 3 sx/hr para mejorar la lubricidad del lodo y facilitar la remoción de lechos de cortes.

Previamente al trabajo de cementación del liner de 7", el sistema de lodo debe ser adecuadamente acondicionado para reducir el punto cedente por debajo de 18 lb/100 ft², con el objeto de garantizar una adecuada distribución del cemento en el anular, evitando su canalización. Este tratamiento se realizará con la adición de THERMATHIN en cantidades necesarias para alcanzar estos requerimientos.

b. Concentración Recomendada de Productos

La concentración de productos en la tabla 17 es para fluido BARADRIL-N[®] a preparar.

Tabla 17. Concentración Productos BARADRIL-N®.

PRODUCTOS	CONCENTRACION, lpb
Glutaraldehído	0.5 – 0.75
Soda Cáustica	0.3 – 0.5
BARAZAN D-PLUS	1.0 – 2.0
CLAY SEAL	4.0 – 5.0
FILTERCHEK	9.0 – 10.0
BARACARB 5*	12
BARACARB DF 25*	14
BARACARB DF 50*	16
PAC L/R	0.5 – 1.0
EP MUD LUBE**	4.0 – 8.0 (3%)
BAROFIBRE F, C.***	3 sx/hr

* Concentración de Carbonato de Calcio para puenteo y una densidad de 9.0 lpg.

**EP MUD LUBE se adicionara durante la perforación del intervalo teniendo en cuenta la alta inclinación del pozo.

d. Problemas Potenciales

Durante la perforación de la sección 8 ½” se pueden presentar diversos problemas, los cuales se describen a continuación junto con algunas soluciones.

- Pegas Diferenciales

Excesivos diferenciales de presión a través de las zonas permeables de bajo gradiente de presión, que se pueden presentar en esta sección pueden originar pegas diferenciales de tubería.

Aun con bajos sobre balances siempre hay que estar alerta a la posibilidad de experimentar este tipo de pega de tubería. En este punto es muy importante una buena calidad del revoque del lodo.

Algunos factores a tener a cuenta para reducir la posibilidad de experimentar pegas diferenciales de tubería son descritos en el Anexo M.

- Pérdidas de Circulación

Es posible evidenciar este problema debido a las características de la formación a perforar. Las excelentes características de puenteo y de filtración que presenta este fluido, contribuirán a contrarrestar este problema.

En caso que se presenten pérdidas de circulación en este intervalo particularmente durante la perforación de la base del K2 se debe seguir de forma estricta el árbol de decisiones para pérdida de circulación (Anexo N).

- Daño de Formación

Las siguientes recomendaciones deben ser seguidas estrictamente para cumplir con el objetivo del fluido BARADRIL-N de proteger la formación:

Control sobre el contenido de sólidos de baja gravedad, MBT < 5.0 lpb – equivalente.

Control sobre la capacidad de puenteo del fluido formulado mediante pruebas de PPT y PSA.

Control sobre propiedades de Filtración de acuerdo a lo programado (HPHT, API). En lo posible no usar dispersante o usarlo en la mínima cantidad posible.

El material densificante será Carbonato de calcio.

La distribución de tamaño de partícula en el fluido del pozo debe ser mantenida de acuerdo a los resultados de las pruebas de laboratorio realizadas previamente.

Todas las adiciones de nuevos productos al sistema de lodos debe haber sido evaluada previamente respecto al potencial de daño de formación.

- Limpieza del Pozo

Teniendo en cuenta la alta inclinación del pozo la limpieza del hueco se convierte en un factor crítico por tal razón se deben seguir las recomendaciones de ROP vs. Galonaje de la sección de hidráulica de este programa, además de seguir las recomendaciones de bombeo de píldoras plasmadas en la sección estrategia de limpieza.

6.1.6 Ventana de Densidad Propuesta

Con el fin de mantener un control sobre la densidad de los fluidos por sección y prevenir el alcance o sobrepaso del gradiente de fractura, se ha establecido una ventana de densidad (Figura 5), la cual se debe seguir rigurosamente.

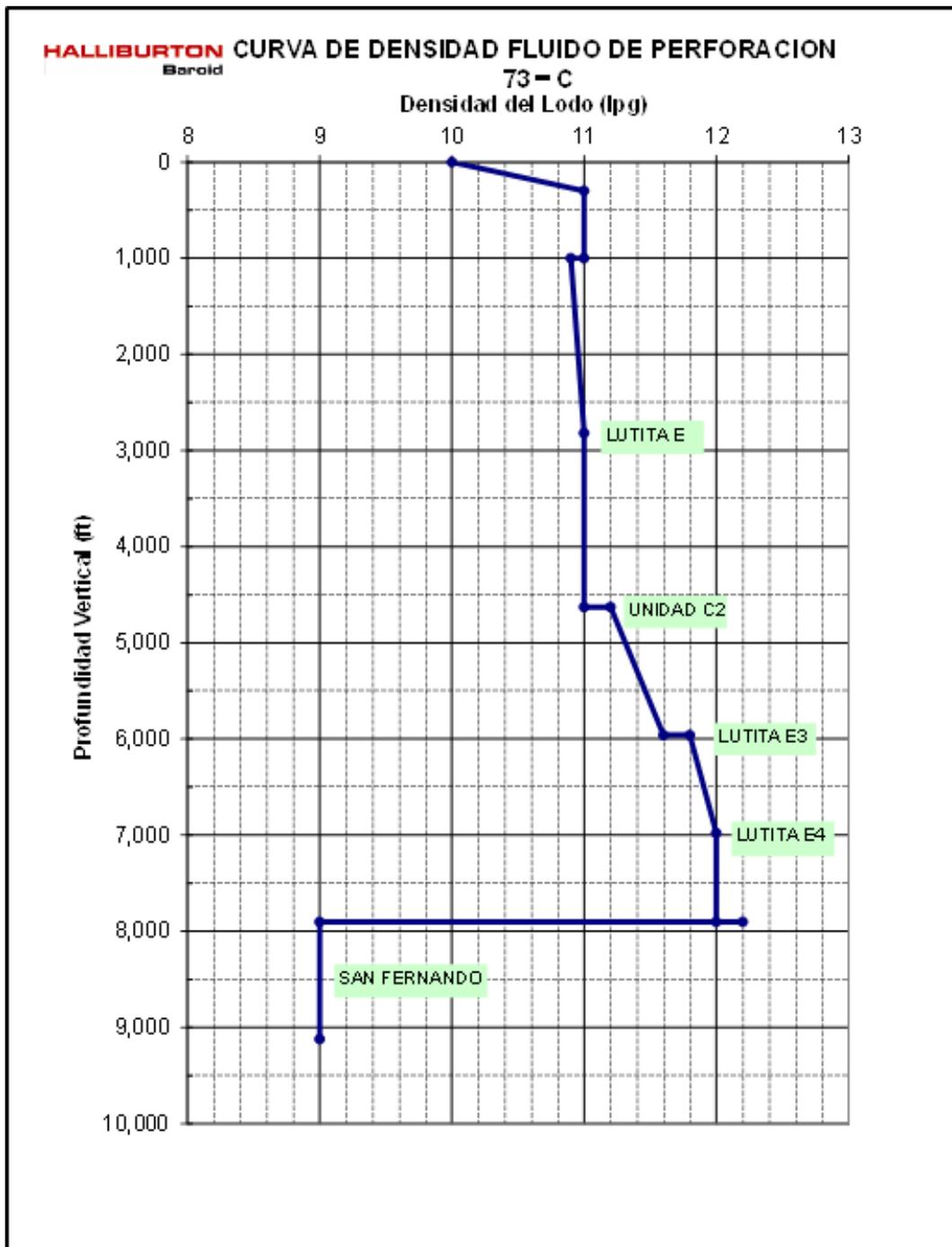


Figura 5. Ventana de Densidad Propuesta Pozo 73-C.

6.1.7 Limpieza del Hueco

Para cada sección se han establecido estrategias de limpieza del hueco con el fin de mantener un balance entre la carga de cortes en el anular que debe estar por debajo del 3% y el lavado del mismo (wash-out), ya que al sobre enviar píldoras de barrido se podría generar una inestabilidad del hueco.

- Estrategia de Limpieza - Intervalo de 17 ½”.

Bombear 50 bls de píldora viscosa (Funnel 180 seg/qt) al inicio del viaje a superficie para corrida del revestimiento de 13 3/8”.

- Estrategia de Limpieza - Intervalo de 12 ¼”.

Desde 1000’ hasta el tope del T2, cada 400’ perforados bombear píldora pesada de 60 bls con una densidad de 3.0 lpg por encima de la densidad del lodo.

Cada 1200’ perforados bombear píldoras en tándem de la siguiente forma: Primero 50 bls de píldora de baja reología con 15 lpb de WALL NUT y/o BARACARB 600, seguidos de 60 bls de píldora pesada con densidad de 3.0 lpg por encima de la densidad del lodo.

- Estrategia de Limpieza - Intervalo de 8 ½”.

Bombear píldoras Pesadas cada 300’ perforados con 2.0 lpg por encima de la densidad del fluido circulante.

Asegurarse de rotar la sarta a las máximas RPM mientras se circula la píldora. Mientras se rota la tubería se recomienda reciprocar la sarta hacia abajo y permitir 10 minutos de circulación de la píldora en el anular para que las píldoras alcancen el revestimiento de 9 5/8”.

El tiempo mínimo de circulación para pozos con inclinación mayor a 60 grados es de 2 fondos arriba.

Se deben realizar simulaciones de limpieza mínimo tres veces al día, o cuando se generen cambios significativos en los parámetros de perforación y del lodo.

Tabla 18. Parámetros de Circulación del Pozo Según Inclinación.

DESVIACION	17 1/2" / 16"	12.25"	8 1/2"
Vertical	1.5 x Fondo arriba	1.3 x Fondo arriba	1.3 x Fondo arriba
10 - 30.	1.7 x Fondo arriba	1.4 x Fondo arriba	1.4 x Fondo arriba
30 - 60	2.5 x Fondo arriba	1.8 x Fondo arriba	1.6 x Fondo arriba
60 +	3.0 x Fondo arriba	2.0 x Fondo arriba	1.7 x Fondo arriba

6.1.8 Volúmenes Estimados

Para cada sección se calcula el volumen de fluido a construir, el cual será equivalente al tamaño del hueco, y adicional se elaborará un volumen de lodo para cubrir pérdidas estimadas originarias por filtración en formación, humectación de cortes, evaporación, equipos de control de sólidos, y también fluido nuevo a inyectar para mantener el control de las propiedades.

- Volumen Sección 17 ½”.

Para el volumen inicial a preparar para ésta sección se calcula al diámetro del hueco con un porcentaje adicional estimado en un 12%, equivalente al ensanchamiento que éste sufre por diferentes razones como poca compactación en la formación y galonaje usado.

En el siguiente cuadro se encuentra el volumen total de lodo a preparar para ésta sección.

Cuadro 1. Volumen Total de Lodo Sección 17 ½”.

Descripción	Volumen Lodo, bls
Hueco, 19.6” OD	373
Tanques Superficie	600
Dilución	450
Recuperado Pozo Anterior	400
Total Lodo a Mezclar	1,023

En este caso se reutilizó lodo del pozo anterior para la preparación del Spud Mud. Una vez el revestimiento es cementado, éste fluido es reemplazado con el BOREMAX[®], y es puesto a disposición de la gente de control de sólidos para de-watering.

- Volumen Sección 12 ¼”.

Durante el drill-out de la primera sección, se prepara el segundo fluido con agua. Para el volumen preparar para ésta sección se calcula al diámetro del hueco con un porcentaje adicional estimado en un 10%, equivalente al ensanchamiento que éste sufre por diferentes razones como poca compactación en la formación y galonaje usado, también el ensanchamiento es provocado por la rotación de la sarta.

En el siguiente cuadro se encuentra el volumen total de lodo a preparar para ésta sección.

Cuadro 2. Volumen Total de Lodo Sección 12 ¼”.

Descripción	Volumen Lodo, bls
Hueco, 13.48” OD	1,219
Tanques Superficie	600
Dilución	1,036
Revestimiento, 13 3/8” OD	149
Recuperado Pozo Anterior	0
Total Lodo a Mezclar	3,004

En esta sección fluido de pozos anteriores no fue reutilizado. Una vez el revestimiento es cementado, éste fluido es reemplazado con el BARADRIL-N[®], y es puesto a disposición de la gente de control de sólidos para de-watering.

- Volumen Sección 8 ½”.

Para el volumen inicial a preparar para ésta sección se calcula al diámetro del hueco con un porcentaje adicional estimado en un 20%, equivalente al ensanchamiento que éste sufre por diferentes razones como poca compactación en la formación y galonaje usado, considerando que se está perforando la zona productora conformada por arenas que son friables y susceptibles.

En el siguiente cuadro se encuentra el volumen total de lodo a preparar para ésta sección.

Cuadro 3. Volumen Total de Lodo Sección 8 ½”.

Descripción	Volumen Lodo, bls
Hueco, 10.2” OD	124
Tanques Superficie	400
Dilución	245
Revestimiento, 9 5/8” OD	578
Recuperado Pozo Anterior	0
Total Lodo a Mezclar	1,347

En esta sección tampoco se toma fluido de pozos anteriores por que éste fluido es especial para zona productora y no debe tener sólidos indeseados, ya que podría causar daño a la formación.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las conclusiones y recomendaciones del presente proyecto:

- En el proceso de recolección de la información del pozo 72-C perforado en el área de los llanos orientales fue necesario recibir capacitación de personal especializado en el tema, con el fin de hacer una recolección y manejo de la información de manera adecuada para que en el momento de proceder a la interpretación de la misma, ésta fuera verídica y sirviera de ayuda para la posterior elaboración del programa de lodos del pozo 73-C.
- Es necesario tener los soportes del acta de cobro como reportes diarios, sabanas de consumo, de ingeniería, unidades de filtración y floculación a tiempo, para proceder con la elaboración de las respectivas actas.
- En la elaboración de indicadores de desempeño de calidad fue requerida una previa revisión del programa de fluidos de perforación diseñado para el pozo a evaluar, junto con los reportes diarios de operaciones para que la información a incluir en la evaluación fuese efectiva y verdadera al momento de ser entregada a la compañía operadora.
- En la elaboración del programa de lodos para el pozo 73-C fue necesario conocer la formulación de cada fluido establecido para cada sección y más aún, la función de cada producto junto con sus alcances para poder mantener el fluido en óptimas condiciones y así tener estabilidad en el hueco y cumplir con los objetivos establecidos en el programa.
- Los costos relacionados a cada etapa no fueron incluidos en este informe porque es información confidencial y de igual manera la solicitud de no inclusión fue hecha por el líder de operaciones de Halliburton Baroid.
- La práctica sirvió para aplicar y ampliar los conocimientos adquiridos en las áreas de perforación y laboratorio de fluidos de perforación en campo.
- Se recomienda que la universidad siga promoviendo éste tipo de prácticas con las compañías de la región para que los estudiantes se preparen íntegramente en la aplicación de las teorías adquiridas.

BIBLIOGRAFIA

Oil well cementing nomenclatura. API Bulletin 10 C. American Petroleum Institute. Second edition. Abril de 1969.

Manual de Fluidos Baroid – Halliburton

Manual de lodos MI Swaco

Principios Fundamentales de Control de Pozos – Randy Smith

ANEXOS

Anexo B. Acta recibo de cantidades de obras y/o servicios.

		ACTA DE RECIBO DE CANTIDADES DE OBRA Y/O SERVICIOS ABASTECIMIENTO DE BIENES Y SERVICIOS UNIDAD DE SERVICIOS COMPARTIDOS DE COMPRAS Y CONTRATACION			
		ECP-UAB-F-015	Elaborado 13/06/2011	Versión: 2	
ACTA RECIBO DE CANTIDADES DE OBRA Y/O SERVICIOS Nro 123					
NUMERO DEL CONTRATO					
CONTRATISTA	HALLIBURTON LATIN AMERICA				
NIT	860051812-2				
OBJETO	SUMINISTRO DE PRODUCTOS E INGENIERIA				
LUGAR DE EJECUCION	Municipio				
POZO	Nombre del pozo				
PERIODO DE RECIBO DE CANTIDADES	XX de Octubre y el XX de Octubre				
VALOR PRESENTE ACTA					
Mediante la suscripción de la presente Acta:					
a) Nombre del contratista (escriballo aquí), en adelante el CONTRATISTA, representado por Representante legal de la compañía (escriballo aquí), mayor de edad, vecino de la ciudad de Ciudad (escriballo aquí), identificado con C.C. No. Numero de cedula (escriballo aquí) expedida en Ciudad de expedición (escriballo aquí), quien actúa en su calidad de Representante Legal, de acuerdo con documento que obra en el contrato, y					
b) Nombre coordinador de gestión técnica (contratado) o profesional (servidor público ECP) ESCRIBALO AQUI identificado con la Cédula de Ciudadanía número Numero de cedula (escriballo aquí) expedida en Ciudad de expedición (escriballo aquí), quien actúa en su calidad de GESTOR TECNICO DEL CONTRATO.					
Dejan constancia de que,					
EL CONTRATISTA, en el periodo comprendido entre el Periodo en que se elabora el acta (escriballo aquí) presto los servicios contemplados en el contrato que se relaciona en la presente acta de recibo de cantidades. El valor del servicio prestado en el periodo es el siguiente:					
ITEM	DESCRIPCION ITEM	UNIDAD	CANTIDAD ITEM	COSTO UNITARIO ITEM	COSTO TOTAL ITEM
1	ACIDO CITRICO	55 LBS			-
5	AGENTE CONTROLADOR DE FILTRADO OBM TIPO GILSONITA (GILSONITA)	50 LBS			-
7	AGENTE HUMECTANTE OBM (DRILTREAT)	55 GLS			-
8	ALMIDON ALTA PRESION ALTA TEMPERATURA-AGENTE CONTROLADOR DE FILTRADO (FILTERCHECK)	50 LBS			-
13	ASFALTO SULFONATADO (BAROTROL PLUS)	50 LBS			-
14	BACTERICIDA TIPO GLUTARALDEHIDO (GLUTARALDEHIDO)	5 GAL			-
15	BARITA (BARITA)	100 LBS			-
16	BENTONITA TIPO WYOMING (AGUACEL REGULAR)	100 LBS			-
17	BICARBONATO DE SODIO (BICARBONATO DE SODIO)	110 LBS			-
19	CAL HIDRATADA (CAL HIDRATADA)	55 LBS			-
20	CARBONATO DE CALCIO M 10-40 (BARACARB DF 600)	110 LBS			-
21	CARBONATO DE CALCIO M 200 (BARACARB DF 50)	110 LBS			-
22	CARBONATO DE CALCIO M 325 (BARACARB DF 25)	110 LBS			-
23	CARBONATO DE CALCIO M 40-100 (BARACARB DF 150)	110 LBS			-
25	CASCARA DE ARROZ (RICE HULLS)	25 LBS			-
26	CASCARA DE COCO (WALL HUT)	50 LBS			-
27	CELULOSA POLIANIONICA DE ALTA VISCOSIDAD (PAC R)	50 LBS			-
28	CELULOSA POLIANIONICA DE BAJA VISCOSIDAD (PAC L)	50 LBS			-
29	CLORURO DE CALCIO (CLORURO DE CALCIO)	55 LBS			-
34	ESTERATO DE ALUMINIO (ESTERATO DE ALUMINIO)	44 LBS			-
35	EXTENDEDOR DE BENTONITA (X TEHD II)	2 LBS			-
36	FIBRA DE MONOFILAMENTOS USADA COMO AGENTE DE BARRIDO (BAROLIFT)	15 LBS			-
37	FORMIATO DE SODIO (FORMIATO DE SODIO)	55 LBS			-
38	GILSONITA DISPERSABLE EN AGUA (BAROTROL PLUS)	50 LBS			-
40	GOMA DE XATHAN (BARAZAH D-PLUS)	55 LBS			-
41	GRAPITO MATERIAL OBTURANTE (F.M.C) (STEEL SEAL (F.M.C))	50 LBS			-
42	INGENIERO DE LODOS JUNIOR (3-5 AÑOS DE EXPERIENCIA)	DIA			-
43	INGENIERO DE LODOS SENIOR (>5 AÑOS DE EXPERIENCIA)	DIA			-
44	INHIBIDOR DE ARCILLAS (TIPO POLYAMINA) (CLAY SEAL)	55 GLS			-
45	INHIBIDOR DE ARCILLAS (TIPO AMINA BASE GUCOL) (CLAY SEAL PLUS)	55 GLS			-
47	KWICK SEAL (F.M.C) (KWICK SEAL (F.M.C))	40 LBS			-
48	LIBERADOR DE TUBERIA - LIQUIDO (EZ SPOT)	55 GAL			-
52	LIGNOSULFONATO LIBRE DE CROMO (EHVIRO THIII)	50 LBS			-
53	LUBRICANTE Y REDUCTOR DE TORQUE (ACEITE MINERAL ORGANICO Y/O ORIGEN VEGETAL) (EP MUD LUBE)	55 GAL			-
54	MATERIAL CELULOSICO FIBROSO (FINO, MEDIO, GRUESO) (BAROFIBRE)	25 LBS			-
60	OPERADOR UNIDAD DE FILTRACION	DIA			-
61	OPERADOR UNIDAD DE FLOCULACION SELECTIVA	DIA			-
62	POLIACRILATO DE SODIO (POLYAC)	50 LBS			-
68	SET DE CARTUCHOS DE 10 MICRAS (16 CARTUCHOS)	SET (6 UN)			-
69	SODA CAUSTICA (SODA CAUSTICA)	55 LBS			-
70	SOLVENTE REMOVEDOR DE CAKE PARA LIMPIEZA DE TUBERIAS (BARAKLEAN FL)	55 GAL			-
74	UNIDAD DE FILTRACION	DIA			-
75	UNIDAD DE FLOCULACION SELECTIVA	DIA			-
77	VISCOSIFICANTE FLUIDO BASE AGUA ALTO RENDIMIENTO (BOREVIS)	50 LBS			-
78	ESTABILIZADOR DE LUTITA Y ARCILLA REACTIVA (BORE HIB)	55 GAL			-
79	SURFACTANTE (AKTAFLO S)	55 GAL			-
80	FLOCULANTE (CLAY GRABBER)	5 GAL			-
81	AGENTE CONTROLADOR DE FILTRADO (BORE PLUS)	50 LBS			-
82	ANTIESPUMANTE (BARADEFAM W 300)	5 GAL			-
83	DEFLOCULANTE POLIMERICO (THERMA THIII)	5 GAL			-
84	CLORURO DE POTASIO (CLORURO DE POTASIO)	50 KG			-
				TOTAL	0
DETALLES DEL COMPORTAMIENTO DEL CONTRATO (OPCIONAL)					
Incluya toda la información que justifique el comportamiento de las cantidades relacionadas en el cuadro anterior.					
Este ítem SÓLO APLICA en caso de que se requiera explicar detalladamente el comportamiento de los ítems incluidos en la tabla anterior.					
Para que produzca efectos vinculantes, esta Acta debe ser suscrita por el CONTRATISTA y el COORDINADOR DE GESTION TECNICA DEL CONTRATO.					
En constancia se firma en Bogotá el 2 de Noviembre de 2011, en dos ejemplares de idéntico tenor literal:					
Por el CONTRATISTA			Por la GESTION TECNICA		
Nombre del contratista (escriballo aquí)					
INTERLOCUTOR DEL CONTRATO			INTERVENTOR CONSORCIO CEI-HSE		
NIT 860051812-2					

Anexo C. Sábana de Consumo de Productos.

HALLIBURTON		SABANA DE CONSUMO DE MATERIALES EN EL FLUIDO DE PERFORACIÓN										FO-COL-HAL-BAR_DF-605 Rev. 10-MAY-2009 Pág. 1 de 1																										
SABANA DE CONSUMO DE MATERIALES EN EL FLUIDO DE PERFORACION																																						
OPERADORA: ECOPETROL. CONTRATO N.																																						
POZO:																																						
PRODUCTO	UNIDAD	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	Sub Total Drilling	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Sub Total Yacito	Sub Total Comp.	TOTAL									
Report #	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
AQUAGEL	50 lbs/sx											0																0	0	0								
AKTAFLO-S	55 Gal			1			1					2																0	0	2								
BARACARB 5	110 lbs/sx											0																0	0	0								
BARACARB DF 600 (10-40)	110 lbs/sx			5	15	12	8	10				50																16	0	66								
BARACARB DF 150 (40-10)	110 lbs/sx											40																9	0	49								
BARACARB DF 50 (200)	110 lbs/sx			80	56	40	40					216	105	120		55					4	76				65	425	0	641									
BARACARB DF 25 (325)	110 lbs/sx			80				40				200	200	40	120	160	120								280	40	1040	0	1240									
BARACOR 100	55 gal/cuñ											0															0	0	0									
BARANEX	50 lbs/sx											0															0	0	0									
X TEND II	2 lbs/sx	15										15															0	0	15									
BARAZAN D PLUS	25 lbs/sx											0															0	0	0									
BARAZAN D PLUS	55 lbs/sx			35	20	10	22	4	2		5	98	18		3	3	3				2	4			1	9	43	0	141									
BARITE COARSE	100 lbs/sx											0															0	0	0									
BARITE	100 lbs/sx	504		###	840	588	1680	1260	630		672	8904															0	0	8904									
BAROFIBRE COARSE	40 lbs/sx											0			48	27	24										99	0	99									
BAROFIBRE	25 lbs/sx							54	20			74	40	20	10	60	50				4	76				260	0	334										
BARA-DEFOAM 300	5 gal/tam											0															0	0	0									
BARAKLEAN FL	55 gal/tam											0															0	0	0									
EP MUDLUBE	55 gal/tam			18	7	15	8	10	3	2		63	15	5	2	1	3					1				27	0	90										
BICARBONATO DE SODIO	55 LB/sx											0														2	6	8	0	8								
BORE HIB	55 gal/tam			11	2	5	4	2	2			26															0	0	26									
BORE VIS	50 lbs/sx	85										85															0	0	85									
BORE PLUS	50 lbs/sx			40	6		25	5				76															0	0	76									
CLAY GRABBER	5 gal/cuñ			4	7	5	4	11				31															0	0	31									
CAL. Ca(OH)2	55 lbs/sx											0															0	0	0									
CLAY SEAL	55 gal/tam											0	9	2	1	1	2									3	18	0	18									
CLORURO DE POTASIO KC	50 kg/sx											0															0	0	0									
ESTEARATO DE ALUMINIO	44 lbs/sx											0															0	0	0									
EZ MUD DP	50 lbs/sx											0															0	0	0									
ENVIROTHIN	50 lbs/sx											0															0	0	0									
FILTERCHEK	50 lbs/sx											0	200				40									80	320	0	320									
GLUTARALDEHIDO	5 gal/cuñ			11	4	1		2				18	5		5	4	1	4		4	4	5			6	3	37	0	55									
KWIK SEAL C	40 lbs/sx											0															0	0	0									
KWIK SEAL F	40 lbs/sx											0															0	0	0									
KWIK SEAL M	40 lbs/sx	30					6				5	41															0	0	41									
N DRIL HT PLUS	50lb/sx											0															0	0	0									
PAC L	50 lbs/sx			28		1	22					51	15				4									6	25	0	76									
PAC R	50 lbs/sx											0	5	9		6										4	24	0	24									
POLYAC	50 lbs/sx			32	11			5				48															0	0	48									
POTASSIUM HYDROXIDE	55 lbs/sx											0															0	0	0									
RICE HULLS	25 lbs/sx											0															0	0	0									
SODA CAUSTICA	55 lbs/sx	1		6	1	8	10	4	3			33	2	1	1	3	3		2	2	2	2				18	0	51										
STEEL SEAL	50 lbs/sx					150	150	50				350															0	0	350									
THERMATHIN	5 gal/cuñ											0															0	0	0									
BAROTROL PLUS	50 lbs/sx					176	160	46	14			396															0	0	396									
WALL NUT MEDIUM	50 lbs/sx			12	20	6	30	12				80														6	6	0	86									

Ing. EDGAR CORTES
Rep. ECOPETROL S.A.

Ing. MARIO A. PEREZ
Rep. HALLIBURTON LATIN AMERICA



SABANA DE INGENIERIA

FO-COL-HAL-BAR_DF-603

Rev. 10-MAY-2009

Pág. 1 de 1

**POZO:
OPERADORA: ECOPETROL. CONTRATO N.**

SABANA DE INGENIERIA POR: SERVICIO DE FLUIDOS DE PERFORACION

		OCTUBRE 2011																														
INGENIERO	FECHA	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL	
MARIO PEREZ	Días						1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	24	
CARLOS E. TIRADO	Días				1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1								19	
ESTEBAN RAMOS	Días																							1	1	1	1	1	1	1	7	
Total Días																																50

Ing. EDGAR CORTES
Representante ECOPETROL

Ing. MARIO A. PEREZ
Representante HALLIBURTON LATIN AMERICA

Anexo E. Unidad de Floculación Selectiva.

HALLIBURTON		SABANA DE INGENIERIA		FO-COL-HAL-BAR_DF-603																														
				Rev. 10-MAY-2009																														
				Pág. 1 de 1																														
<p>POZO: OPERADORA : ECOPETROL CONTRATO No.</p> <p>SERVICIO DE TECNICO Y EQUIPO UNIDAD DE FLOCULACION SELECTIVA</p>																																		
OCTUBRE 2011																																		
	FECHA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	TOTAL	
PERSONAL	CARGO																																	
HENRY ROBLES	OPERADOR	Días									1	1	1	1	1	1																		6
EQUIPO																																		
UNIDAD FLOCULACION SELECTIVA	OPERANDO	Días									1	1	1	1	1																			5
<p>_____ Ing. EDGAR CORTES Rep. ECOPETROL</p>		<p>_____ Ing. MARIO A. PEREZ Rep. HALLIBURTON LATIN AMERICA</p>																																

Anexo G. Inventario de Productos.

HALLIBURTON Baroid ECOPETROL SA · PIONEER DRILLING CO. · PIONEER 55 · WSE API(Copy)									
Drilling Fluids - Inventory Summary Report									
From Report	001	On	10-12-2011	@(MD/TVD)	0 / 0 ft				
To Report	016	On	10-27-2011	@(MD/TVD)	7,738 / 7,619 ft				Drilled: 7,738 ft
Product Name	Units	Start	Received	Used	Returned	Ending	Total Stored Weight	Total Weight Consumed	Weight lbm
AKTAFLO-S	55 Gal DRUM		3			3	1,510.5	0.0	1,510.5
ALUMINUM STEARATE	20 kg BAG		9			9	396.8	0.0	396.8
AQUAGEL	50 lbm BAG		82	4		78	4,100.0	200.0	3,900.0
BARACARB-DF 150	50 kg BAG		209	49		160	23,038.3	5,401.3	17,637.0
BARACARB-DF 25	50 kg BAG		440	280		160	48,501.7	30,864.7	17,637.0
BARACARB-DF 50	50 kg BAG		380	380			41,887.8	41,887.8	
BARACARB-DF 600	50 kg BAG		156	73		83	17,196.1	8,046.9	9,149.2
BARA-DEFOAM W300	5 Gal CAN		10			10	366.3	0.0	366.3
BARAKLEAN FL	55 Gal DRUM		3	2		1	1,253.0	835.3	417.7
BARAZAN D PLUS	25 kg BAG		116	96		20	6,393.4	5,291.1	1,102.3
BARITE (FG)	100 lbm BAG		15,871	6,379		9,492	1,587,100.0	637,900.0	949,200.0
BAROFIBRE COARSE	40 lbm BAG		285	2		283	11,400.0	80.0	11,320.0
BAROFIBRE	25 lbm BAG		240	16		224	6,000.0	400.0	5,600.0
BARO-TROL PLUS	50 lbm BAG		1,269	223		1,046	63,450.0	11,150.0	52,300.0
BORE-HIB	55 Gal DRUM		44	18		26	27,465.1	11,235.7	16,229.4
BORE-PLUS	50 lbm BAG		177	79		98	8,850.0	3,950.0	4,900.0
BORE-VIS	50 lbm BAG		584	220		364	29,200.0	11,000.0	18,200.0
CAUSTIC SODA	25 kg BAG		117	44		73	6,448.5	2,425.1	4,023.4
CLAY GRABBER	5 Gal CAN		42	12		30	1,822.5	520.7	1,301.8
CLAYSEAL	55 Gal DRUM		20	10		10	9,344.7	4,672.4	4,672.4
ENVIRO-THIN	50 lbm BAG		80			80	4,000.0	0.0	4,000.0
EP MUDLUBE	55 Gal DRUM		83	43		40	35,809.2	18,551.8	17,257.5
EZ SPOT	55 Gal DRUM		5			5	5,278.2	0.0	5,278.2
FILTER-CHEK	50 lbm BAG		345	223		122	17,250.0	11,150.0	6,100.0
GLUTARALDEHYDE - BIOCID	5 Gal CAN		50	37		13	2,211.4	1,636.5	575.0
KWIK SEAL COARSE	40 lbm BAG		123	5		118	4,920.0	200.0	4,720.0
KWIK SEAL MEDIUM	40 lbm BAG		110	25		85	4,400.0	1,000.0	3,400.0
LIME	25 kg BAG		35			35	1,929.0	0.0	1,929.0
N-FLOW 325	210 kg DRUM		4			4	1,851.9	0.0	1,851.9
N-SQUEEZE	25 lbm BAG		80			80	2,000.0	0.0	2,000.0
PAC-L	50 lbm BAG		108	84		24	5,400.0	4,200.0	1,200.0
PAC-R	50 lbm BAG		80	12		68	4,000.0	600.0	3,400.0
POLYAC PLUS	50 lbm BAG		163	48		115	8,150.0	2,400.0	5,750.0
SODIUM BICHROMATE	55 lbm BAG		13	5		8	715.0	275.0	440.0
STEELSEAL 100	50 lbm BAG		383	133		250	19,150.0	6,650.0	12,500.0
STEELSEAL 400	50 lbm BAG		50	50			2,500.0	2,500.0	
STEELSEAL 50	50 lbm BAG		117	37		80	5,850.0	1,850.0	4,000.0
THERMA-THIN	5 Gal CAN		30	10		20	1,552.2	517.4	1,034.8
WALL-NUT MEDIUM	50 lbm BAG		77	77			3,850.0	3,850.0	
X-TEND II	2 lbm BAG		119	34		85	238.0	68.0	170.0

Created: 11-17-2011 12:59:56PM
Colombia · CASTILLA · · Llanos Orientales

Anexo H. Indicador de Desempeño de Calidad KPI.

 INDICADORES DE DESEMPEÑO DE CALIDAD (KPI) FLUIDOS DE PERFORACION						
DRILLING FLUIDS: CIA. LODOS						
DETALLES DEL CONTRATO:						
NUMERO DE CONTRATO:						
SERVICIO PROPORCIONADO:						
TERMINO DE CONTRATO:						
ADMINISTRADOR ECP DEL CONTRATO :						
NOMBRE DEL POZO:						
UBICACIÓN / GERENCIA:						
PROFUNDIDAD:						
ANGULO DE INCLINACION:						
TIPO POZO:						
LIDER ECP DEL POZO:						
REPRESENTANTE DAB:						
OBJETIVOS GENERALES 2011						
XXXX Línea de Fluidos proporcionara Servicios de Fluidos de Perforacion en pozos ubicados en las diferentes gerencias de ECP en Colombia.						
OBJETIVOS ESPECIFICOS POZO						
1. Llevar a cabo nuestras labores en un ambiente LIDER (Libre de Incidentes y Daños en un entorno Responsable) .						
2. Facilitar el ahorro de costos mediante buena planeacion, compromiso e innovacion del servicio.						
3. Optimizar el desempeño del contrato a través del mejoramiento continuo versus metas previamente acordadas.						
4. Entregar satisfaccion mejorada al cliente mediante la contribucion para alcanzar y exceder los objetivos especificos del pozo.						
5. Impulsar Nuevas Tecnologias dirigidas a optimizar el desempeño de la operación.						
POZO_GEG - INDICADORES DE DESEMPEÑO						
SAUID, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE						
Dias sin lesiones de trabajo	PLAN	ACTUAL	PUNTAJE	CALIFICACION	VARIACION	
Lesiones Registrables y enfermedades	0	2	2		0	
Incidentes con alto Potencial	0	2	2		0	
Derrames Contenidos o Descargas	0	2	2		0	
Derrames No Contenidos o Descargas	0	2	2		0	
Charlas de Seguridad	1 Semanal	3	3		0	
Tarjetas STOP por mes	3/mg/Turno	3	3		0	
Visita Coordinador proyecto	1/Mes/Gerencia	1	1		0	
Visitas Gerenciales	1/Mes	2	2		0	
POZO_GEG - INDICADORES DE DESEMPEÑO DE EFICIENCIA						
Tiempo Estimado Propuesto, dias						
Tiempo Real, dias						
Variacion Tiempos Estimado & Real						
POZO_GEG - INDICADORES DE DESEMPEÑO DE COSTOS						
Seccion						
	1	2	3	4	Totales	
Diametro Hueco (Tamaño Broca)	17 1/2"	12 1/4"	8 1/2"	Completamiento		
Sistemas de Lodo	WBM	WBM	WBM	Brine		
Pies perforados					0	
Dias AFE					0	
Dias Actuales					0	
AFE Costo Ingenieria (\$)					\$0.00	
AFE Costo Fluido (\$)*					\$0.00	
AFE Equipos					\$0.00	
Costo Actual Equipos (\$)					\$0.00	
Costo Actual Ingenieria (\$)					\$0.00	
Costo Actual Fluido (\$)					\$0.00	
Costo Planeado - Ingenieria+Fluido+Equipos	\$0.00	\$0.00	\$0.00		\$0.00	
Costo Actual - Ingenieria+Fluido+Equipos	\$0.00	\$0.00	\$0.00		\$0.00	
Costo Total Planeado / Costo Total Actual (%)						
POZO_GEG - OBJETIVOS ESPECIFICOS FLUIDOS DE PERFORACION						
OBJETIVOS ESPECIFICOS POZO						
Objetivos Especificos Pozo	Puntaje	Calificacion	Cumple (SI/NO)	Justificar / Documentar (Soportes)		
Costo real del lodo menor o igual al costo Planeado (Operacion planeada)	20%					
Problemas del pozo atribuidos al fluido de perforacion (arrastre, embotamiento, hueco apretado, alto caving, etc)	15%					
Pérdidas en formacion atribuido al mal manejo del fluido de perforacion.	15%	15%				
Evaluacion del representante en campo	10%	10%				
Desempeño de Perforacion - No NP-T debido a acondicionamiento de lodo (Lodo fuera de especificaciones debido a circunstancias dentro del control de la compañía de fluidos)	10%	10%				
Desempeño en HSE:	20%	20%				
Soporte de Laboratorio en Campo	5.0%	5%				
Soporte Tecnico y de Laboratorio en Bogota	5.0%	5%				
OTROS:	100%	65%				
Otros Objetivos Complementarios				% IMPORTANCIA	Resultados Exitosa ?	
Contrato - Reuniones de Revision de Desempeño Formal - RRD - en Bogotá				5.0%	si	
Reporte Final de Pozo, Reportes Finales Actualizados por Seccion, deberan ser realizados y enviados a ECP dentro de los siguientes 15 dias despues de finalizada la operacion				5.0%	si	
Programa de Fluidos complementado/actualizado con Evaluacion de Riesgos/Opciones y soluciones tecnicas recomendadas				6.0%	si	
PARA USO DE ECOPETROL S.A.				PARA USO DE LA COMPAÑIA CONTRATISTA		
Nombre: _____				Nombre: _____		
Firma: _____				Firma: _____		
LIDER DE OPERACIONES				CIA. LODOS		
Fecha: _____				Fecha: _____		
Nombre: _____				Nombre: _____		
Firma: _____				Fecha: _____		
INGENIERO DE OPERACIONES				OPERATIONS MANAGER CIA LODOS		
Fecha: _____				Fecha: _____		
Nombre: _____						
Firma: _____						
GERENTE DE CONTRATO						
Fecha: _____						

1. OBJETIVOS Y MÉTODOS

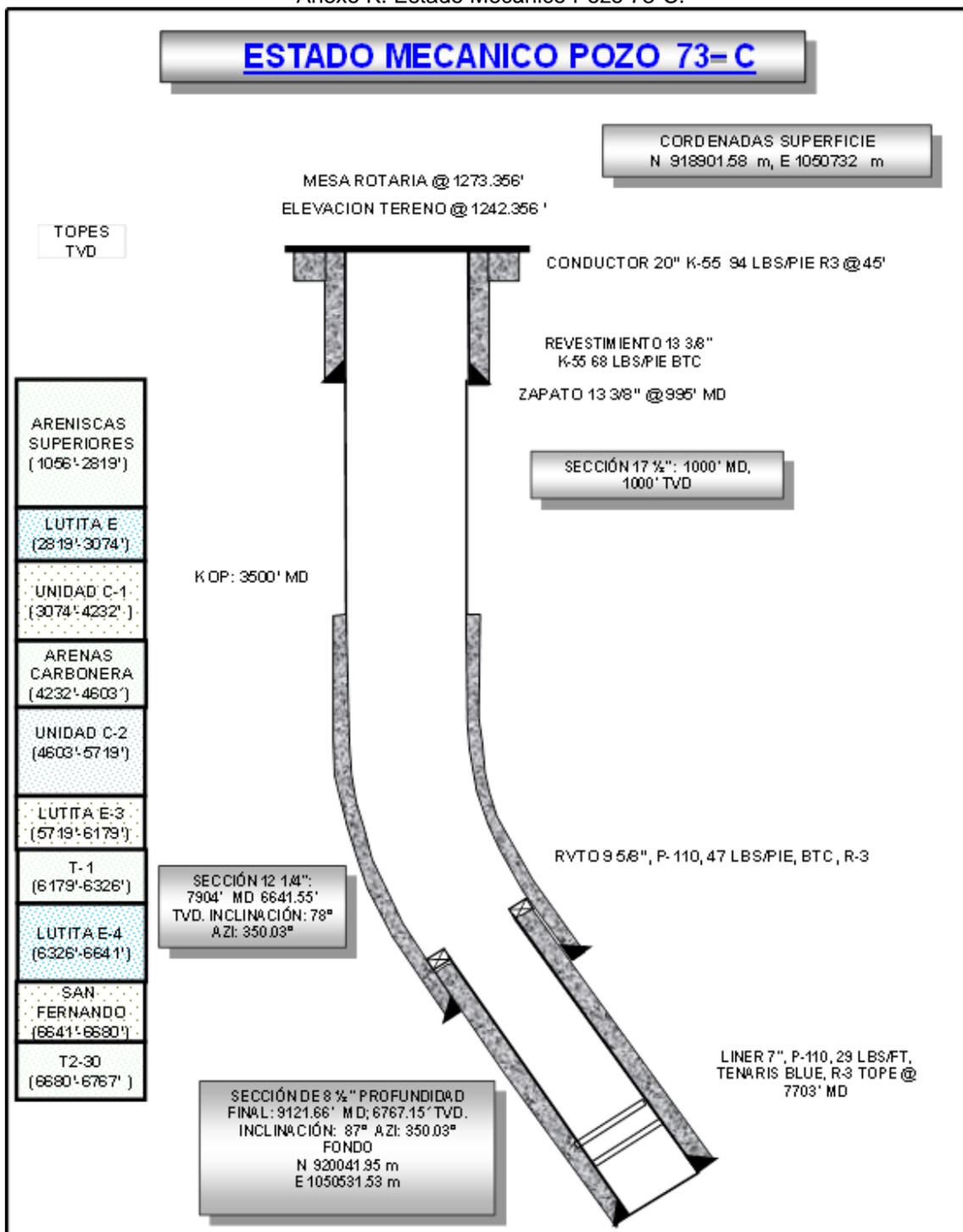
Son objetivos de BAROID FLUIDS SERVICES

- Mantener una buena limpieza del hueco, en todos los intervalos de la perforación.
- Cero incidentes de pega de tubería.
- Cero derrames de fluido de perforación que puedan causar impacto sobre el medio ambiente.
- Proveer un fluido que minimice la interacción de las formaciones con el mismo, reduciendo la posibilidad de problemas tales como embolamiento de la broca, inestabilidad de las formaciones, torque, arrastre, huecos ensanchados, etc.
- Mantener suficiente stock de materiales, incluyendo materiales de contingencia para cubrir cualquier eventualidad que se presente durante la perforación del pozo.
- Garantizar las condiciones adecuadas del fluido para una buena cementación de los diferentes revestimientos.
- Proveer un fluido de perforación que brinde las condiciones adecuadas para corridas de registros y revestimientos exitosas.
- Cero incidentes de pérdida de tiempo, relacionados al lodo de perforación.
- Garantizar y promover las políticas de seguridad industrial, así como la utilización de los equipos de protección personal.
- Asegurar buena comunicación para coordinar la logística.
- Trabajar en equipo con el personal de manejo de control de sólidos, manejo ambiental y en general con todas las compañías relacionadas con la operación.

ALGUNAS PAUTAS PARA LA INGENIERIA DE FLUIDOS DE PERFORACION

- Asegurarse de la disponibilidad del agua de mezcla y que todos los materiales requeridos para el fluido estén disponibles en la localización.
- El sistema de tanques se debe medir apropiadamente, limpiar e inspeccionar antes de iniciar la mezcla.
- El agua de mezcla se debe analizar para determinar la presencia de cualquier tipo de contaminante y pre-tratarse en caso de ser necesario.
- Llevar un apropiado control de los inventarios.
- Deben estar en el pozo los materiales de contingencia listos para ser utilizados cuando se requiera.
- Se deben llevar a cabo pruebas piloto antes de cualquier adición de productos nuevos al sistema.
- Se deben monitorear constantemente los retornos del fluido del fondo del pozo, especialmente después de maniobras de viaje. Estas propiedades del lodo serán la base para recomendar los tratamientos a seguir durante la perforación o en maniobras tales como viajes, registros, cementaciones y corridas de revestimiento.
- Se deben monitorear constantemente los equipos de control de sólidos para asegurar que sus condiciones de operación son apropiadas.
- Se recomienda la realización de reuniones informativas antes de cada sección para asegurar la uniformidad de los objetivos y el mejor desempeño del trabajo en equipo.

Anexo K. Estado Mecánico Pozo 73-C.



PAUTAS CLAVES PARA EL MANEJO DEL FLUIDO BOREMAX EN EL INTERVALO DE 12¼”.

- Las adiciones de CLAY GRABBER solo se deben realizar a través del proceso de floculación selectiva.
- La concentración inicial de BOREHIB debe ser de 4 lpb la cual se incrementará progresivamente mediante adiciones constantes de producto hasta alcanzar una concentración final de 5.0 al tope de la Lutita E3 y entre 5.0 - 5.5 lpb al punto de casing.
- Las adiciones de BOREHIB para mantener la concentración activa de producto en el sistema es de 15 galones cada 270 pies perforados.
- Se debe iniciar la adición de Carbonato de Calcio para puenteo desde la perforación de la formación Areniscas superiores a razón de 4 Sx/hr.
- Píldoras pesadas se bombearán cada 400 ft perforados y cada 1200 pies se deben bombear en tándem una píldora de baja reología seguido de una píldora pesada.
- La densidad del fluido debe ser incrementada de 12.0 lpg a 12.2 lpg antes del viaje corto hasta el tope de la Lutita E3.
- Optimizar y recomendar las velocidades de perforación de acuerdo a los parámetros operacionales y propiedades del fluido mediante simulaciones de limpieza con el software DFG.
- Después de cada viaje corto bombear píldora de baja reología con material abrasivo y circular a retornos limpios con el mismo galonaje usado durante la perforación.
- Antes de los viajes de tubería circular el pozo con las máximas RPM posibles 90 – 100 RPM.
- Se recomienda para que el sistema de floculación funcione adecuadamente, optimizar las velocidades de operación de los equipos de control de sólidos. Centrifuga HGS entre 1500 – 1700 RPM, Centrifuga LGS entre 2200 2500RPM.
- Cualquier cambio en los lineamientos del programa debe ser discutido, evaluado y aprobado por ECOPELROL.

FACTORES DE REDUCCIÓN DE PEGAS DIFERENCIALES

- Reducir el sobre balance lo máximo como sea posible.
- Uso de CaCO_3 como agente puenteante de los poros de las arenas minimizando la invasión del filtrado y el lodo a la formación. La concentración óptima de los agentes puenteantes se puede determinar por medio del PPT, para determinar la concentración ideal de productos para obtener el menor “Spurt loss” o pérdida de filtrado instantánea y el menor filtrado total posible.
- Un apropiado revoque del lodo con excelentes propiedades de lubricidad e impermeabilidad, compuesto por materiales adecuados como bentonita y los polímeros. Para conseguir esto es vital el control de los sólidos perforados en los niveles más bajos posibles, pues estos no generarán un revoque con las características de calidad deseadas.
- Para minimizar los problemas de pega de tubería debemos controlar y observar los siguientes parámetros:
 - Control de excesivas ratas de penetración para un caudal dado.
 - Optimización de la hidráulica utilizada de acuerdo con el tamaño de hueco, ROP, caudal de circulación etc.
 - Optimización de los valores reológicos de acuerdo con el tamaño de hueco, ROP, etc.
 - Valores adecuados de filtrado de lodo para asegurar una torta delgada y consistente.
 - Suficiente tiempo de circulación previo a los viajes y/o conexiones.
 - Volumen de cortes en superficie comparados con las ratas de penetración.
 - Incrementos de torque y arrastre.
 - Monitoreo de sobre tensiones durante conexiones y/o viajes de tubería.
 - Incremento en el peso, sólidos y viscosidad del lodo.
 - Optimización del uso de agentes de puenteo.
 - Buen control de filtrado con materiales de puenteo adecuados, para mantener el cake en excelentes condiciones.
 - Minimizar el coeficiente de fricción del lodo manteniendo una buena calidad en la torta y usando lubricantes apropiados cuando se requiera.
 - Mantener en lo posible la sarta en movimiento y usar buenas prácticas de

Anexo N. Árbol de Decisiones para Pérdidas de Circulación.

