

INFORME FINAL DE LA PASANTIA SUPERVISADA
SERVICIO DE INGENIERIA, ELABORACION, APLICACIÓN, ASESORIA Y
MANTENIMIENTO EN EL AREA DE INGENIERIA DE FLUIDOS EN LA
EMPRESA QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

SANDRA LILIANA CACHAYA POLANIA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA
2011

INFORME FINAL DE LA PASANTIA SUPERVISADA
SERVICIO DE INGENIERIA, ELABORACION, APLICACIÓN, ASESORIA Y
MANTENIMIENTO EN EL AREA DE INGENIERIA DE FLUIDOS EN LA
EMPRESA QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

SANDRA LILIANA CACHAYA POLANIA

Informe Final presentado como requisito
para obtener el título de Ingeniero de Petróleos

Director del Proyecto de Pasantía
JULIO ERNESTO CALVACHE
Gerente de Operaciones
Qmax Solutions Colombia

Codirector del Proyecto de Pasantía
RICARDO PARRA PINZON
Profesor del Programa de Ingeniería de Petróleos
Universidad Surcolombiana

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE PETROLEOS
NEIVA
2011

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma Director

Firma del Jurado

Firma del Jurado

DEDICATORIA

Primero quiero dedicar este logro a mi **Dios Todopoderoso** y a la **Santísima Virgen María** porque gracias a su luz y su fortaleza fue posible alcanzar esta meta.

A mis princesas, mis hijas **Michelle** y **Karoll**, por sus amores desinteresados, por su paciencia, su comprensión y que son la motivación y la esencia de mi vida a quienes dedico especialmente éste triunfo.

A mis padres, y hermanos a quienes amo tanto, mi madre **Ludivia Polanía**, mi padre **Campo Elías Cachaya**, a mi hermano **Leonardo**, a mis hermanitas **Karoll** y **Hana** que siempre me han apoyado incondicionalmente, me han brindado toda su ayuda, su amor y compañía en todas las etapas de mi vida.

A mi esposo, **Carlos Andrés Vargas** quien siempre me alentó a continuar la carrera, a seguir adelante y no desfallecer para alcanzar esta meta.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a:

El ingeniero **Julio Ernesto Calvache**, Gerente de Operaciones de Qmax Solutions Colombia, quien siempre me ha brindado su apoyo incondicional, por su confianza y orientación desinteresada y quien permitió que pudiera llevar a cabo éste proyecto.

A la empresa **Qmax Solutions Colombia**, quienes me brindaron la oportunidad de vincularme para realizar la pasantía y estuvieron siempre dispuestos a prestarme toda su colaboración.

Al ingeniero **Vilmer España Guzmán**, egresado de ésta Universidad, quien fue mi gran maestro, por su gran calidad humana, su paciencia, sus enseñanzas y el compartirme sus conocimientos que me han permitido salir adelante, y quien me abrió las puertas a la industria. Mil gracias.

Al profesor **Jorge Orlando Mayorga** quien con su amable disposición siempre me orientó y me asesoró para el desarrollo de esta Pasantía.

Además, quiero agradecer también sin menos importancia a los profesores que tuvieron grandes aportes a mi carrera y que cuyas enseñanzas son de un gran valor para mí: A los profesores Luis Humberto Orduz Pérez, Ricardo Parra Pinzón, Jairo Antonio Sepúlveda Gaona, Freddy Escobar Macualo, Hernando Ramírez Plazas, Jorge Arturo Camargo, Ervin Aranda Aranda, Luis Fernando Bonilla Camacho, Roberto Cuervo Vargas; igualmente extendiendo mis agradecimientos a los profesores: Guiber Olaya Marín, Carmen Pinzón Torres, Luz Marina Botero y Haydee Morales.

Muchas gracias por su paciencia y colaboración.

INTRODUCCIÓN

Este informe final es un requisito necesario para los estudiantes que opten por la modalidad de grado de Pasantía Supervisada en la cual se debe resaltar los aspectos fundamentales de esta experiencia práctica, la descripción crítica de los trabajos realizados, dar a conocer unas conclusiones y recomendaciones que se pueden aplicar para mejorar el desempeño de estas.

Esta modalidad de grado es de un gran aporte, ya que le permite al estudiante aplicar y comparar los conocimientos adquiridos durante el estudio de la carrera y dejar que estos sean puestos en practica en el ámbito laboral, lo cual a su vez abre las puertas al pasante de ir adquiriendo experiencia en labores especificas al igual que en nuevos conocimientos prácticos que no se alcanzan ha abarcar durante el desarrollo de la misma.

La Empresa Qmax Solutions Colombia, inició operaciones en el año de 1993 siendo ésta la empresa de lodos más grande del Canadá alrededor del mundo, está localizada en Calgary, Alberta, Canadá y sus áreas de operación se encuentran en el Canadá, Estados Unidos de América, México, Ecuador, Perú e India. En Colombia, inició operaciones en Octubre del año 2001, y ha operado en el Magdalena Medio, Alto y Bajo, en Putumayo, Catatumbo, Llanos Orientales, Cundinamarca y Tolima, además de ir incursionando en nuevas zonas que están siendo exploradas en el país. Esta empresa ofrece un manejo integral de fluidos de perforación, control de sólidos y manejo ambiental con personal profesional y altamente calificado, además de contar con una variedad de servicios en fluidos de perforación como: WBM, OBM, salmueras para completamiento y workover, lodos aireados, perforación con nitrógeno, lodos de altas y bajas densidades entre otros; asesoría técnica y de ingeniería en lodos, filtración de fluidos, y suministro de productos químicos.

Durante el desarrollo de la pasantía, el trabajo se dividió en dos etapas las cuales fueron: la primera relacionada con las inducciones y capacitaciones en el área del programa QQSIMA (Calidad, seguridad y Medio ambiente) y en prácticas de pruebas de laboratorio. Y la segunda con las operaciones en campo que involucraron la preparación y aplicación de fluidos de perforación y salmueras de completamiento.

A continuación se presenta la estructura de este informe que consta de dos etapas:

Etapa I: En este se menciona la primera etapa de la pasantía relacionada con las inducciones y capacitaciones en el área del programa QQSIMA (Calidad, seguridad y Medio ambiente) y las pruebas de laboratorio para los fluidos manejados en las distintas operaciones.

Etapa II: Presenta el Informe de las actividades desarrolladas, se describe las operaciones en campo que involucraron la preparación y aplicación de fluidos de perforación y salmueras de completamiento donde se relaciona la situación de aprendizaje con los conocimientos adquiridos en el proceso de formación universitaria.

Se presentan además las conclusiones y recomendaciones, referentes al proceso de la pasantía y además se darán algunas recomendaciones con referencia al desarrollo de las Pasantías Supervisadas.

CONTENIDO

	PAGINA
INTRODUCCION	6
1. OBJETIVOS	10
1.1. OBEJTIVO GENERAL	10
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	10
2. JUSTIFICACIÓN	11
3. MARCO TEÓRICO	12
3.1. REFERENTE CONTEXTUAL	12
3.2. REFERENTE LEGAL	14
3.3. REFERENTE CONCEPTUAL	14
4. ACTIVIDADES DESARROLLADAS	25
4.1. ETAPA I	25
4.2. ETAPA II	25
5. CONCLUSIONES	29
6. RECOMENDACIONES	30
BIBLIOGRAFÍA	31
ANEXOS	32

LISTA DE ANEXOS

	PAGINA
ANEXO 1. DESCRIPCION DE LAS FUNCIONES REALIZADAS	33
ANEXO 2. INFORME FINAL DE FLUIDOS DE PERFORACION	40
ANEXO 2. REPORTE DE FLUIDOS DE PERFORACION	59
ANEXO 3. INFORME FINAL DE FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO...	60

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Presentar el informe final de la Pasantía Supervisada como proyecto de grado para obtener el título de Ingeniera de Petróleos en la Universidad Surcolombiana realizada en la empresa QMAX SOLUTIONS COLOMBIA.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ❖ Describir el entrenamiento previo por parte de la Empresa para el cumplimiento de los lineamientos de éstos relacionados con capacitaciones e inducciones en la preparación de los fluidos de perforación, completamiento y workover, así como en sus programas de QSSIMA.
- ❖ Dar a conocer las actividades realizadas en la pasantía, relacionada con el objetivo principal de la pasantía supervisada que fue la preparación del fluido de perforación y completamiento.
- ❖ Mostrar evidencia de los conocimientos adquiridos en este proceso que permitieron enriquecer, fortalecer y afianzar los fundamentos teóricos adquiridos durante la carrera.

2. JUSTIFICACIÓN

La Universidad Surcolombiana dentro de sus modalidades de grado permite la pasantía supervisada, la cual se llevó a cabo y en cuyos objetivos está el de realizar una labor específica en alguno de los campos afines a la carrera de Ingeniería que se adelanta por el estudiante, con el fin de demostrar su idoneidad para desempeñar la profesión.

Esta práctica constituyó una opción muy valiosa de aprendizaje, y desarrollo que permitió complementar, profundizar y validar la formación integral como profesionales; la confrontación de los conocimientos adquiridos, y experimentar por medio de la práctica los diferentes procesos, actividades y operaciones que se llevan a cabo dentro de la industria petrolera; como estudiante de ingeniería de petróleos, en el proceso de finalización de las asignaturas del pensum académico, y rigiéndose a los requisitos que exige la Universidad Surcolombiana para tal fin y con el firme compromiso sobre las responsabilidades que se asumieron en la Empresa donde se realizó la pasantía y con la Universidad como formadora de profesionales idóneos, se presenta este informe final.

3. MARCO TEÓRICO

3.1. REFERENTE CONTEXTUAL

La Empresa Qmax Solutions Colombia donde se realizó la pasantía supervisada, está ubicada en la calle 100 N° 8A – 49. Edificio World Trade Center. Torre B Oficina 1018 Teléfono (1) 6169022 Bogotá, D.C. Colombia.

Qmax Solutions Inc. Es una empresa canadiense que inició operaciones desde el año 1993, siendo esta la empresa de lodos más grande del Canadá alrededor del mundo, está localizada en Calgary, Alberta, Canadá y sus áreas de operación se encuentran en el Canadá, Estados Unidos de América, México, Ecuador, Perú, India y Colombia.

En Colombia, Qmax Solutions Colombia, inició operaciones en Octubre del año 2001, y ha operado en el Magdalena Medio, el Alto Magdalena y Bajo Magdalena, Putumayo, Catatumbo, Llanos Orientales, Cundinamarca y Tolima incursionando en nuevas zonas que están siendo exploradas en el país; las oficinas y laboratorio de Colombia quedan ubicados en Bogotá.

Historial de clientes: ECOPETROL, Petrominerales, Repsol, Kappa, Hocol, Petrobras, Ramshorn, Mansarovar.

VISION

Ser claramente reconocidos como líderes en maximizar el crecimiento de nuestros clientes.

MISION

Estamos en el mercado para ayudar en el crecimiento de nuestros clientes. Nuestros esfuerzos se enfocan en el total entendimiento de las necesidades de nuestros clientes y en superar sus expectativas.

Nuestra meta es ser íntegros hacia el negocio de nuestro cliente y en ser la alternativa para su desarrollo.

POLÍTICA QSSIMA

Cumplimiento sin restricciones de los requerimientos, regulaciones, leyes y normas de los países y clientes en la elaboración y administración de fluidos, control de sólidos y manejo de recortes en la perforación, así como el compromiso con la preservación del medio ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional, sobre la base y el involucramiento constante con la mejora continua y el alcance de nuestros objetivos.

SERVICIOS QUE OFRECE

- ❖ Fluidos de perforación
- ❖ Planeación y desarrollo
- ❖ Análisis de costos y riesgos
- ❖ Benchmarking
- ❖ Diseño de sistemas de fluidos
- ❖ Manejo de sólidos y análisis de medidas
- ❖ Procesos de mejoramiento
- ❖ Análisis y Planeación ambiental
- ❖ Análisis de laboratorio
- ❖ Investigación y desarrollo
- ❖ Bodegas estratégicas de materiales
- ❖ Equipos de Control de Sólidos
- ❖ Dewatering
- ❖ Ingeniería y asesoría.

SISTEMAS QUE OFRECE:

- ❖ Sistemas base Agua / Salmuera
- ❖ Sistemas Base Aceite.

PRODUCTOS QUE OFRECE:

- ❖ Controladores de Alcalinidad
- ❖ Bactericidas
- ❖ Agentes de Puenteo
- ❖ Salmueras filtradas
- ❖ Inhibidores de Arcillas y Limolitas
- ❖ Inhibidores de Corrosión
- ❖ Antiespumantes
- ❖ Desemulsificadores
- ❖ Control de Filtración
- ❖ Floculantes
- ❖ Secuestrantes de H₂S / O₂
- ❖ Productos para fluidos base aceite
- ❖ Surfactantes

❖ Viscosificantes.

3.2. REFERENTE LEGAL

Las normas generales están establecidas en el Manual de Convivencia de la Universidad Surcolombiana donde en su artículo 33, parágrafo 2 manifiesta que cada Facultad tiene la autonomía para definir los criterios de grado.

El soporte legal se encuentra en el Acuerdo No. 100 de octubre de 2004 del Consejo de Facultad de Ingeniería, mediante el cual se reglamentan las Modalidades de Grado aprobadas para la Facultad de Ingeniería. En el Capítulo III. Modalidad de Pasantía Supervisada, en los artículos 24 a 32 hace referencia a La modalidad de Pasantía Supervisada para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

También se hace referencia al Convenio Marco No. 001 del 22 de agosto de 2008 de cooperación académica para la realización de prácticas y/o pasantías firmado entre la Universidad Surcolombiana y la empresa Qmax Solutions Colombia.

3.3. REFERENTE CONCEPTUAL

FLUIDOS DE PERFORACION

Según el API (Instituto Americano del Petróleo), un fluido de perforación es aquel empleado en la perforación rotatoria para desempeñar funciones específicas durante dicha operación. El término fluido incluye a líquidos, gases o mezclas de estos. Un fluido de perforación que es fundamentalmente líquido se denomina lodo de perforación y comúnmente puede estar constituido por una mezcla de agua (o petróleo o una emulsión de agua y de petróleo); alguna arcilla (viscosificante y reductor natural de filtrado) y otros aditivos químicos.

La perforación rotatoria de pozos de petróleo, gas o agua se caracteriza, además de la rotación de una sarta de tubos y broca contra el suelo, por la utilización de un lodo que, bombeado desde superficie, puede moverse hacia las formaciones perforadas pasando por el interior de la sarta y retornando a superficie por el anular entre las paredes externas de la sarta y el hoyo perforado (circulación directa). En superficie y antes de ser nuevamente enviado al hoyo, tal fluido es tratado con métodos físicos y químicos para mantener sus propiedades y garantizar el cumplimiento de sus funciones. Estas funciones deben ser desempeñadas con los menores efectos negativos posibles sobre el ambiente (aire, agua, tierras), las formaciones perforadas, la sarta, las bombas, el fluido mismo, las actividades involucradas en la perforación y las operaciones posteriores a ésta y relacionadas con la explotación de hidrocarburos o agua.

FUNCIONES PRINCIPALES DE UN LODO DE PERFORACIÓN.

Transporte de derrumbes y recortes de las formaciones perforadas. Los derrumbes y recortes son más densos que el lodo de perforación y, al tiempo que son levantados por el fluido en movimiento en el anular (suponiendo circulación directa), tienden a depositarse en el fondo del hoyo debido a la fuerza de gravedad.

La velocidad de caída de estas partículas dentro del lodo depende principalmente de su tamaño, forma y densidad, así como de la densidad y viscosidad del lodo. Supuesta la circulación directa, el lodo en el anular se mueve hacia arriba y la rata a la cual levanta los derrumbes y recortes de formación se calcula como la diferencia entre la velocidad de circulación del lodo en el anular y la velocidad de caída de las partículas. Si un lodo de perforación no transporta con eficiencia los derrumbes y recortes hacia superficie, éstos se acumularán en el anular incrementarán las presiones como las de torque e hidrostática y podrían ocasionar la pega de la sarta de perforación, disminución de la rata de penetración y pérdidas de circulación (pérdidas, hacia las formaciones perforadas, de grandes volúmenes de lodo), entre otros problemas.

Suspensión de derrumbes y recortes de formación cuando se detiene la perforación. Si el lodo de perforación no está en movimiento debe tener la capacidad de adquirir una estructura gelatinosa para evitar que se depositen, en el fondo del hoyo, los derrumbes y recortes que transporta. Obviamente, deberá recuperar su fluidez cuando la circulación sea restaurada.

Control de presiones del subsuelo. En el subsuelo pueden ser encontrados agua, gas o petróleo, sometidos a presiones altas, que deben ser controladas para evitar el movimiento violento de tales fluidos (desde las formaciones que los albergan) hacia el hoyo y, a través de éste, hacia la superficie. Dicho control se logra ejerciendo presión hidrostática suficiente en el anular, presión que es directamente proporcional a la densidad y altura de la columna de lodo en el hoyo.

Lubricación y enfriamiento de la broca y la sarta de perforación. El depósito (formando una capa delgada) de las partículas constituyentes del lodo sobre las paredes del hoyo y la facilidad con la cual se deslizan, una sobre otra, dichas partículas, disminuyen la fricción y la abrasión sufridas por la sarta y la broca durante la perforación y confieren a las partículas, y al lodo todo, el carácter de lubricante. De esta manera el lodo contribuye a aumentar la vida útil de la sarta y de la broca, y disminuye la presión de bombeo, entre otros beneficios para las operaciones de perforación. Algunas veces se agregan al lodo materiales especiales para mejorar sus propiedades lubricantes.

Además, durante su circulación, el lodo debe absorber y disipar el calor generado en la perforación, cuando la broca barrena esta en el subsuelo y cuando la sarta gira contra las paredes del hoyo.

Soporte de las paredes del hoyo. A medida que avanza la perforación, y antes de ser revestidas con tubería, las formaciones del subsuelo involucradas pierden soporte lateral y pueden derrumbarse. El lodo deberá compensar tal pérdida de soporte así: si las formaciones son consolidadas (el granito sería un ejemplo extremo), el lodo no tendrá mayores exigencias; si las formaciones son medianamente consolidadas (lutitas, por ejemplo), el soporte necesario puede ser suministrado con una densidad adecuada del lodo; si las formaciones son poco consolidadas (arena, por ejemplo) el lodo deberá presentar, además de densidad suficiente, la habilidad de formar, con sus partículas y sobre las paredes del hoyo, una capa delgada y firme denominada "torta" o "costra".

Suspensión de la sarta de perforación y de tuberías de revestimiento. Los grandes pesos (a veces más de 200 toneladas) de la sarta de perforación y de las tuberías de revestimiento, que deben ser soportados por la torre de perforación, son aliviados por el empuje ascendente del lodo, cuando tales sartas son introducidas en él.

Servir de medio apropiado para las operaciones de registro eléctrico. Para la mayoría de los registros eléctricos, efectuados para la evaluación de las formaciones perforadas, es de gran utilidad un lodo de perforación eléctricamente conductor, con propiedades eléctricas diferentes de los fluidos contenidos por las formaciones, que no cause erosión física ni química en las paredes del hoyo y que no penetre profundamente las formaciones perforadas.

Transmisión de fuerza hidráulica. A medida que avanza una perforación, el lodo es expulsado velozmente por las boquillas de la broca de modo que mantenga libre de recortes las cercanías de la broca para que ésta no los "re-muela", Tal acción de la fuerza hidráulica del lodo mejora, entonces, la eficiencia de la perforación al evitar el desgaste de broca y la disminución que se presentaría en la rata de penetración, debidos "re-molido" de los recortes. En casos tales como la perforación direccional, la fuerza hidráulica del lodo puede también utilizarse para accionar un motor que hace girar una broca conectada directamente a él.

PRUEBAS FUNDAMENTALES EN LODOS DE PERFORACIÓN

Las propiedades físicas y químicas de un lodo de perforación deben controlarse, debidamente para asegurar un desempeño adecuado del lodo durante la perforación. Dichas propiedades son verificadas sistemáticamente en el pozo y se registran en un formato para informe de lodo. Las pruebas de campo fundamentales se nombran a continuación:

- ❖ **Peso del lodo (Densidad).** Este procedimiento es un método para determinar el "peso" de un volumen dado de un líquido. La densidad del lodo se puede expresar en libras por galón (lbm/gal), libras por pie cúbico (lbm/pie³), gramos por centímetro cúbico (g/cm³) o kilogramos por metro cúbico (kg/m³). Equipo: La balanza de lodo.
- ❖ **Viscosidad y Fuerza Gel.** Se usan los siguientes instrumentos para medir la viscosidad y/o fuerza gel de lodos de perforación: Embudo Marsh. Un aparato sencillo para indicar la viscosidad en forma rutinaria. Viscosímetro de indicador directo. Un aparato mecánico que mide la viscosidad a diferentes ratas de cizallamiento. La viscosidad y fuerzas gel son mediciones que se relacionan con las propiedades de flujo de los lodos. La Reología es el estudio de la deformación y flujo de la materia.
- ❖ **Viscosímetro de Indicador Directo.** El viscosímetro de indicador directo es un aparato de tipo rotatorio movido por un motor eléctrico o por una palanca manual. El lodo de perforación está contenido en el espacio anular entre dos cilindros concéntricos. El cilindro externo o camisa rotatoria se mueve a una velocidad constante (rpm). La rotación de la camisa en el fluido produce un torque en el cilindro interno. Un resorte de torsión refrena el movimiento del cilindro interno y un indicador, unido a éste, registra su desplazamiento. Se han ajustado constantes del instrumento de modo que se puede obtener la viscosidad plástica y el punto de cedencia usando las lecturas de las velocidades de la camisa rotatoria a 300 rpm y 600 rpm.
- ❖ **Filtrado y torta.** Las características del filtrado (parte del lodo que penetra en las formaciones perforadas) y de la torta de un lodo son fundamentales para el control y tratamiento de éste. Estas características dependen de los tipos y cantidades de sólidos en el lodo y sus interacciones físicas y químicas que, a su vez, son afectadas por presión y temperatura. De ahí que se realicen pruebas tanto a presión baja/ temperatura baja, como a presión alta / temperatura alta, cada una con equipos y técnicas diferentes.
- ❖ **Prueba a temperatura baja / presión baja.** Una filtro-prensa que consta principalmente de una celda cilíndrica que tiene un diámetro interno de 3 pulgadas (76.2 mm) y una altura de por lo menos 2.5 pulgadas (64.0 mm). Esta celda está hecha de materiales resistentes a soluciones altamente alcalinas, y está equipada para que desde la parte superior se le pueda inyectar y extraer un fluido a presión. También se le puede colocar una hoja de papel de filtro de 9 cm, en el fondo de la celda, sobre una malla metálica y un soporte adecuado. El área de filtración es de 7.1 ± 0.1 pulgadas cuadradas (45.80 ± 60 mm²). Por debajo del soporte hay un tubo de drenaje para descargar el filtrado en un cilindro graduado. El sellado se hace con empaques, y todo el conjunto está sostenido en un soporte.
- ❖ **Agua, Aceite y Sólidos.** La retorta o mini destiladora es un aparato para separar y medir los volúmenes de agua, aceite y sólidos que contiene una muestra de lodo con agua como fase continua. En la retorta se calienta toda la muestra de un lodo de volumen conocido para evaporar los

componentes líquidos que luego se condensan y se recogen en un cilindro graduado. Los volúmenes de líquidos se determinan leyendo directamente las fases de aceite y agua en el cilindro graduado. El volumen total de sólidos (suspendidos y disueltos) se obtiene de la diferencia (volumen total de muestra - volumen líquido). Para determinar el volumen de sólidos suspendidos se requieren cálculos, ya que todo tipo de sólido quedará retenido en la retorta. Los volúmenes relativos de sólidos de baja gravedad y de material densificante se pueden calcular también. Se considera básico conocer la concentración de sólidos y su composición para controlar la viscosidad y la filtración en lodos de base agua. Por la descomposición térmica del aceite, esta prueba es poco exacta para lodos que lo contengan en gran proporción. Equipo: Retorta.

- ❖ **Contenido de arena.** El contenido de arena del lodo es el porcentaje, en volumen, de partículas más grandes que 74 micras. Se mide con un conjunto llamado "arenímetro".
- ❖ **Capacidad de azul de metileno.** La capacidad de azul de metileno de un lodo es un indicador de la cantidad de arcillas reactivas (bentonita comercial y/o en sólidos perforados) presentes en él. Esta prueba da una estimación de la capacidad total de intercambio de cationes (CEC) de los sólidos (arcillas) de un lodo. Esta capacidad se da usualmente en términos de peso (mili equivalentes de hidrógeno por cada 100 gramos de arcilla). La capacidad de azul de metileno y la capacidad de intercambio de cationes no son totalmente iguales.
- ❖ **Bentonita equivalente, en lbm/bbl.** Esta bentonita equivalente no es igual a la concentración de bentonita comercial que se encuentra en el lodo bajo prueba. A la bentonita equivalente calculada contribuyen, además de la bentonita comercial, las arcillas reactivas que se encuentran en los sólidos de perforación (recortes).
- ❖ **Alcalinidad.** La alcalinidad se considera como el poder ácido-neutralizante de una sustancia. En un lodo, la prueba puede realizarse directamente en él (P_m) o en el filtrado (M_f y P_f). Los resultados obtenidos pueden usarse para estimar la concentración de los iones hidroxilo (OH^-), carbonato (CO_3^{2-}) y bicarbonato (HCO_3^-) en el lodo, los que son responsables directos de las alcalinidades del filtrado y del lodo.

CLASIFICACIÓN, SEGÚN COMPOSICIÓN, DE LOS PRINCIPALES LODOS DE PERFORACIÓN

Lodos no dispersos. Son aquellos que no contienen adelgazantes. Entre ellos se encuentran los sistemas utilizados para perforar pozos poco profundos (o los primeros pies de pozos profundos) tales como los lodos primarios y los naturales (conformados por agua y arcillas aportadas por las formaciones perforadas). Algunos autores consideran como lodos no dispersos a los poco tratados con aditivos químicos.

Lodos cálcicos. Son altamente tratados con compuestos de calcio, catión divalente que inhibe el hinchamiento de arcillas de las formaciones perforadas. Por esto son muy utilizados en operaciones de perforación para controlar «shales» fácilmente desmoronables, evitar ensanchamiento del pozo y prevenir el daño de formaciones potencialmente productoras.

Lodos dispersos. Cuando se perfora a grandes profundidades o en formaciones altamente problemáticas, pueden ser muy útiles estos lodos que presentan como característica principal la dispersión de las arcillas constitutivas (lo que adelgaza el lodo), lograda usualmente con lignosulfonatos. Éstos u otros aditivos similares reducen las pérdidas de filtrado del lodo, a la vez que lo adelgazan. Otros materiales tales como lignitos solubles y aditivos químicos especializados también son usados en los lodos dispersos para controlar las propiedades requeridas en una perforación específica.

Lodos bajos en sólidos. Son aquellos cuya cantidad y tipo de sólidos son estrictamente controlados pues, de no hacerlo, las propiedades fundamentales de éstos lodos y por ende las funciones específicas que deben cumplir pueden verse rápida y seriamente afectadas. Estos lodos no deben presentar porcentajes (en volumen) de sólidos totales por encima de 10, la relación de sólidos perforados a bentonita debe ser menor que 2:1, y la cantidad de sólidos arcillosos también debe ser controlada.

La principal ventaja de estos sistemas es que mejoran significativamente la rata de perforación en las formaciones para las cuales son recomendados. Lodos con cloruro de potasio y polímeros.

Lodos cuya fase continua es aceite. Abarcan dos tipos principales de sistemas:

lodos de aceite. Mezclas de aceite diesel, asfaltos oxidados, ácidos orgánicos y otros aditivos. Su contenido de agua debe estar por debajo del 5%. También se pueden constituir con crudo, previamente desgasificado, como fase continua.

lodos de emulsión invertida (agua en aceite). En ellos las concentraciones de agua, emulsificantes (usualmente ácidos grasos y derivados de amina), jabones de alto peso molecular, viscosificantes (generalmente bentonita) y otros aditivos varían para poder mantener la estabilidad eléctrica y las propiedades reológicas de un lodo con requerimientos específicos. La concentración de agua, en todo caso, no debe superar el 50%.

Lodos con materiales poliméricos. Son aquellos, base agua dulce o salada, que tienen incorporados compuestos químicos de cadena larga y peso molecular alto (polímeros naturales, semisintéticos o sintéticos), compuestos que pueden contribuir al control de pérdidas de filtrado y de propiedades reológicas, a la estabilidad térmica, a la resistencia ante contaminantes, a la protección de las zonas potencialmente productoras, a mantener la estabilidad de las formaciones

atravesadas, a dar lubricidad a la sarta, a reducir el torque al cual se ve sometida, a prevenir sus pegas y a protegerla en ambientes corrosivos, a mejorar la perforabilidad, a mantener un ambiente limpio, entre otros.

Lodos cuya fase continua es "material sintético (producido por síntesis química)". Estos lodos presentan agua como fase dispersa en materiales producidos por la reacción de ciertos compuestos purificados químicamente. Al provenir de estos compuestos purificados, los materiales sintéticos estarían libres de hidrocarburos aromáticos, cosa que no ocurre con las fases continuas tradicionales el gas óleo (aceite diesel) y los aceites minerales de baja toxicidad, derivadas de aceite crudo mediante procesos de separación física y/o reacciones químicas.

FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO

El proceso de perforación tiende generalmente ser culpado por la mayoría del daño de la formación sin embargo, esto no es necesariamente correcto. Porque hay muchos líquidos que entran en contacto con la roca reservorio después de que se ha perforado, hay tantas posibilidades para dañar la formación durante operaciones del Reacondicionamiento y del Completamiento.

Estos líquidos incluyen los fluidos de la perforación, de fracturamiento, de acidificaciones, de los fluidos para matar el pozo, de los fluidos perdidos en la formación durante la circulación de las Salmueras, etc. Por lo tanto, todos los mecanismos de daño de la formación pueden suceder en etapas de Reacondicionamiento y el Completamiento del pozo.

OPERACIONES MÁS COMUNES QUE IMPLICAN LOS FLUIDOS DEL REACONDICIONAMIENTO Y DE COMPLETAMIENTO SON:

- ❖ Profundización de Pozo – Hace referencia a moler el último zapato del revestimiento o hacer una ventana en el último revestimiento y perforar ya sea vertical o direccionalmente en búsqueda de una formación productiva más profunda.
- ❖ Re-entrada Horizontal – Hace referencia a moler el último zapato del revestimiento o hacer una ventana en el último revestimiento y perforar horizontalmente en una Formación productora.
- ❖ Under-reaming – Hace referencia al ensanchamiento del diámetro del hueco en una parte del área del pozo, usualmente a través de la formación Productora.
- ❖ Empaquetamiento con grava – Hace referencia a una operación en la cual partículas de grava de tamaños específicos son empacadas detrás de una malla o dejadas caer dentro del revestimiento de producción, dentro del revestimiento como tal o en hueco abierto.

- ❖ Cañoneo – Hace referencia a una operación en la cual la envoltura de cemento y el revestimiento está perforada a través de la zona productora. Las perforaciones penetran la zona productiva que pasa a través de la zona dañada creada alrededor del pozo.
- ❖ Lavado de las perforaciones de cañoneo – Hace referencia al lavado a alta presión / limpieza de las perforaciones usando un fluido especial. (i.e.: Salmuera filtrada, petróleo limpio, ácido, etc.)
- ❖ Desarenamiento - Hace referencia a la remoción de arena y otras partículas desde adentro del revestimiento.
- ❖ Control de pérdidas de circulación – Hace referencia al control de las pérdidas de fluido dentro del pozo hacia las formaciones, las pérdidas van desde un rango de menores hasta severas.
- ❖ Control de presión – también llamado operación de matar el pozo – Hace referencia al control de la presión dentro del pozo de forma mecánica o mediante la creación de una cabeza de presión hidrostática usando un fluido que ejerce presión en la pared del hueco.
- ❖ Molido de empaques de revestimiento – Hace referencia al molido de zapato revestidor, una ventana en un revestimiento, o a una parte de la sarta de producción o un empaque con el propósito de la realización de futuros trabajos de reacondicionamiento.

Proceso de Puenteo

El primer paso de defensa contra el daño de formación es evitar que los sólidos y fluidos del sistema invadan el yacimiento sin embargo, en una situación real la mejor determinación es diseñar un eficiente sistema de puenteo el cual minimice la invasión de fluidos y sólidos a la formación. Como su nombre lo indica el sistema de puenteo consiste en diseñar un puente en las gargantas de poros de la pared de la formación en contacto. Mediante un rápido spurt loss, formando un cake delgado, no invasivo, y de baja permeabilidad. El cake del filtrado consta de partículas de diámetros los cuales son requeridos para el puenteo de garganta de poro mas grandes o una pequeña cavidad o fractura presente en la roca o el diámetro de partícula de los polímeros. El utilizar un sistema apropiado de puenteo repercutirá en una drástica reducción de pérdidas de fluido y por consiguiente minimizara la invasión de sólidos y fluidos a la formación.

SISTEMAS DE WORKOVER Y COMPLETAMIENTO

Los sistemas de Workover y Completamiento ofrecidos por Qmax Solutions caen en dos categorías amplias:

Sistemas basados en agua / salmuera - En los cuales el fluido base es agua / salmuera

Sistemas basados en aceite – En los cuales el fluido base es aceite o emulsión invertida.

SISTEMA BASADO EN AGUA / SALMUERA

Los sistemas que se encuentran en esta categoría son:

- ❖ Sistema Carbobridge (sistema Calcarb)
- ❖ Píldora Sanheal (píldora Calcarb)
- ❖ Sistema Q'Flow (sistema basado en alcohol)
- ❖ Sistema Micronaire (sistema micro – burbuja)
- ❖ Sistema Solumax (sistema de resinas)
- ❖ Píldora Solumax (píldora de resinas)
- ❖ Sistema Thixsal Plus (Blended polymer system)
- ❖ Sistema Bridgesal Plus (sistema sal saturado)
- ❖ Clear Brines
- ❖ Iterfoam System (Foam System)

SISTEMAS BASE ACEITE

Los sistemas que se encuentran en esta categoría son:

- ❖ Sistema Chemoil (sistema todo aceite)
- ❖ Sistema Q'Vert (Invert emulsion system)

Sistema Carbobridge (Sistema Calcarb)

El sistema de puenteo Carbobridge incorpora carbonatos de calcio clasificados ácido solubles como agentes de puenteo acompañados con polímeros ácido solubles seleccionados. Que cuando se ha diseñado apropiadamente es un sistema no dañino extremadamente efectivo. Este sistema puede ser hecho a la medida para dirigirse a casi cualquier mecanismo de daño de formación conocida.

Píldora Sanheal (píldora Calcarb)

La píldora Sanheal es una mezcla de HEC, otros polímeros y partículas de carbonato de calcio medidas, estabilizadas para prevenir degradación por bacterias y temperatura.

Sistema Q'Flow (Sistema basado en Alcohol)

El producto Q'Flow es un producto con base en alcohol que se puede usar en conjunción con salmueras seleccionadas o en agua fresca sola para prevenir fase de interceptación. También puede ser incorporado en el sistema Carbobridge para el mismo

Sistema Micronaire (sistema micro - burbuja)

El fluido base del sistema Micronaire está compuesto de polímeros viscosificantes que proveen una elevada Low Shear Rate Viscosity (LSRV). Se añade un surfactante a éste fluido base para facilitar la creación de Micronaire (micro burbujas) de los vacíos creados debido a la cavitación cuando el lodo pasa a través de la broca. Estas micro burbujas reducen la densidad del fluido creando el efecto de perforación at-balanced y lo que es más importante, previene la invasión del fluido mediante el puenteo en las gargantas del poro.

Sistema Solumax (sistema de resinas)

El sistema Solumax incorpora resinas medidas de aceite soluble como agentes de puenteo en compañía con polímeros seleccionados ácido solubles. Cuando se le diseña apropiadamente es un sistema no dañino extremadamente efectivo. Este sistema está diseñado para dirigirse a mecanismos de daño de formación en reservas condensadas de gas o aceite.

Píldora Solumax (píldora de resina)

La píldora Solumax es un paquete y un saco mezclado de polímeros y partículas de resinas aceite solubles usadas en workover y fluidos de completamiento para formación de cojines de aceite o gas condensado. La píldora Solumax provee un puenteo efectivo temporal de formaciones productivas y es particularmente ajustable para las aplicaciones de control de pérdida de circulación.

Sistema Thixsal Plus (Blended polymer system)

Thixsal Plus es una mezcla de polímeros (Goma Xántica y Starchs aniónicas especialmente procesadas) aditivos para fluidos aqueous cuando se combinan con partículas de puenteo medidas solubles de NaCl, CaCO₃ o resinas de aceite soluble. Thixsal Plus genera un sistema de fluido no dañino el cual exhibe propiedades de control de filtración y reológicas mejoradas.

Sistema Bridgesal Plus (sistema sal saturado)

El sistema Bridgesal Plus es un sistema de polímero sal saturado diseñado en un pH neutral para asegurar la compatibilidad de la formación. La mezcla de polímeros en el producto Bridgesal Plus provee propiedades tixotrópicas y propiedades termalmente estables, un control de pérdida de fluidos superior y una

suspensión mejorada. El producto Bridgesal Plus también contiene sal medida para un puenteo efectivo en las zonas de pérdida de circulación.

Sistema Iterfoam (sistema de espuma)

El producto Iterfoam es una mezcla de surfactantes diseñados para un máximo de alto de espuma y $\frac{1}{2}$ vida en un sistema de espuma. Debido a su muy baja densidad el sistema Iterfoam es una excelente elección para operaciones de completamiento y workover en reservas agotadas.

Sistema Chemoil (sistema todo aceite)

El sistema Chemoil es un sistema viscosificado libre de sólidos todo en aceite, usado en operaciones que involucran formaciones de agua extremadamente sensitivas. Usando el sistema Chemoil se alivia todos los sistemas de daño de formación inducido de agua.

Sistema Q'Vert (Invert emulsion system)

El sistema Q'Vert es una emulsión de agua en aceite se puede describir como un fluido ideal porque si es adecuadamente escogido su interacción con la formación de roca es casi cero. Varios mecanismos de daño de formación se eliminan cuando Q'Vert es usado pero unos cuantos otros pueden ser introducidos. Las características del sistema fluido-roca tienen que ser consideradas también como la cadena total de las operaciones workover. Además, usar el sistema Q'Vert permite densidades inferiores a los gradiente del agua.

4. ACTIVIDADES DESARROLLADAS

4.1. ETAPA I.

En ésta primera etapa el enfoque que se dio fue el de recibir todas las inducciones de la Empresa relacionadas con el Programa QSSIMA, que es el encargado de difundir y prestar apoyo en los programas y políticas en la empresa relacionadas con la seguridad industrial, salud ocupacional, ambiente y calidad. Se recibió instrucciones para llenar todos los formatos que requieren los distintos programas como control de las actividades llevadas en campo. Se recibieron además las inducciones en el laboratorio de fluidos de la empresa, en las cuales se desarrollaron las pruebas y análisis de laboratorio para los lodos de perforación y se conocieron y realizaron prácticas del diseño de los fluidos que se manejan en los distintos campos de acción en los cuales estaba operando la empresa. Se realizó el curso de well control y las respectivas inducciones previas al ingreso de los campos donde se estuvieron desarrollando las operaciones.

4.2. ETAPA II.

En ésta etapa de la pasantía y al haber contado con todos las inducciones respectivas, la pasantía se desarrollo en el área de fluidos de perforación en el departamento de Boyacá, a cuarenta minutos de la población de Puerto Boyacá por la vía a la Costa, en los pozos: Moriche AC-04; Moriche AH2-04; Moriche BE-01; Moriche BE-04; Moriche AI-04; Moriche L-08. Y en el área de completamiento se llevó a cabo operaciones en los pozos Hoatzín Sur 1 ST y el pozo Hoatzín sur 02, ubicados aproximadamente a tres horas y media de la ciudad del Yopal en el municipio de Orocué, Casanare.

Durante el desarrollo de ésta etapa con relación a los pozos que se perforaron en Puerto Boyacá se realizó de la siguiente forma: Se recibió el programa de operación del pozo a perforar y las condiciones requeridas para el fluido de perforación. Se realizaron los cálculos de los productos químicos que se necesitarían para cada pozo; la inspección a los tanques de lodos del taladro para verificar su correcto funcionamiento y poder iniciar a pre-hidratar el lodo antes de iniciar las operaciones. Se alista la caseta de lodos junto con todo el equipo de laboratorio, equipo de cómputo y los equipos necesarios para iniciar las operaciones.

Se participa de la reunión pre-operacional de inicio de operaciones con todo el personal de las diferentes empresas contratistas involucrados en la perforación y se da inicio a la perforación manteniendo un estricto control de las propiedades del lodo, ésto se hace realizando las pruebas de laboratorio y observando los parámetros arrojados de éstos, se mantienen los rangos programados y de acuerdo a las condiciones operacionales.

En éstos pozos para la primera sección se utilizó un sistema de lodo compuesto primordialmente por Bentonita como agente viscosificante primario y Benex como extendedor de bentonita, logrando así obtener valores de viscosidad de embudo entre 50 y 60 seg/qt., debido a que la sección es corta y al conocimiento previo del área no se creyó necesario la utilización de un sistema complejo de lodos.

Esta sección se caracterizó por la presencia de arenas y/o cantos rodados, seguida por intercalaciones de arcillolitas con arena y limonitas. Durante la perforación de ésta sección se esperaron altas ratas de perforación, lo que requirió de una buena hidráulica y propiedades reológicas óptimas para asegurar el transporte de los cortes de perforación a superficie, mantener el hueco limpio y prevenir la formación de anillos de arcilla que pueden inducir en pérdidas de fluido.

El extendedor de bentonita 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, para alcanzar el máximo rendimiento de la Bentonita, las adiciones posteriores de Natural Gel se debieron hacer en forma prehidratada. Se recomendó mantener el valor de pH del fluido, en un rango de 8.5 – 9.0, puesto que valores mayores hidratarían las secciones de arcillas.

Con respecto a los equipos de control de sólidos en éste intervalo es muy importante la utilización de las shales shakers de buena capacidad para manejar los altos caudales de operación que se requirieron para asegurar la limpieza del hueco. Se recomendó iniciar la perforación con caudal controlado para no llegar a desestabilizar el hueco, asegurando que los cortes generados salgan a superficie y no generen anillos arcillosos. Se recomendó repasar y circular cada parada perforada 2 veces, con el objeto de sacar los sólidos perforados hasta 200 ft del fondo del hueco y evitar que éstos sólidos por su peso y cantidad fueran a causar empaquetamientos y sobrepresiones que pudieran perturbar el normal desarrollo de la operación. Se mantuvo en el pozo material para pérdidas de circulación LCM (Loss circulate material) para controlar eventuales pérdidas de circulación.

Para la segunda sección, el sistema seleccionado fue una combinación de polímeros (RHEOXAN, almidón Q- PAC L y Q Star), que garantizan las adecuadas propiedades del fluido de perforación en cuanto a limpieza del hueco, un adecuado control del filtrado a lo largo de la sección y en la zona de interés; las cuales, podrían evidenciar modificaciones al atravesar formaciones arcillosas debido a la incorporación de sólidos de baja gravedad al sistema. Como inhibidor de arcillas se uso una combinación entre un inhibidor mecánico tipo Polietilen glicol (GLYMAX) que garantizan las adecuadas propiedades del fluido de perforación y un inhibidor químico tipo amina (MAXDRILL).

De acuerdo a la experiencia de los pozos en la zona y a pruebas de laboratorio como CST (Capillary Suction Test), la reactividad de arcillas e hinchamiento de las mismas, se ha podido establecer que las formaciones arcillosas se controlan

efectivamente con la adición de GLYMAX y MAXDRILL en bajas concentraciones disminuyendo levemente los geles del lodo. Por otra parte, el Glymax es también un excelente lubricante y evita el embotamiento de la sarta, tal como se ha demostrado en los viajes de acondicionamiento para correr registros eléctricos.

A fin de prevenir el incremento progresivo de arcilla al sistema, minimizar los valores de MBT, densidades altas, en ocasiones difíciles de controlar, se deben manejar las tazas de dilución haciendo un efectivo manejo de volúmenes en superficie y manteniendo una adecuada inhibición de las arcillas perforadas. El valor de pH se debió mantener alrededor de 10 y se debió evitar valores mayores para no activar las arcillas de esta sección, por lo tanto se requirió mantener constante la concentración programada de Soda Cáustica. La adición de Bactericida se debió hacer fundamentalmente antes de los viajes y en especial antes del viaje de acondicionamiento para la corrida de los registros eléctricos. Antes de la operación de cementación del casing de 7" se recomendó bajar la reología a valores entre 13 y 15 de Yield Point utilizando un adelgazante. Cuando se realizó la operación de ensanchamiento del hueco de 8 1/2" a 11", se recomendó el pre-tratamiento del sistema de lodo para evitar elevados valores de pH, igualmente se mantuvo en la locación del pozo material para posibles pérdidas de circulación y material sellante. De acuerdo a la experiencia de otros pozos, el perfil de densidades arrancó con un valor inicial del fluido de 8.6 ppg y se ajustó hasta 9.2 ppg o el valor requerido en caso de presentarse gas en la columna u otro problema operacional. Una vez alcanzada la Zona productora, se recomendó reducir los parámetros hidráulicos del galonaje y en cuanto a la reología se debió prevenir la progresividad de los geles y monitorear el avance en la perforación (ROP). Se requirió mantener una dilución constante del lodo con el fin de controlar la alta incorporación de arcilla al sistema, lo que ocasiona altos valores de MBT y densidades altas, en ocasiones difíciles de controlar.

Al terminar las operaciones de perforación, se llevó a cabo el completamiento del pozo de acuerdo al programa diseñado por la empresa operadora y en el cual se utilizó una salmuera de cloruro de sodio más aditivos que fue reemplazada por el lodo de perforación. Ya al culminar las operaciones en el pozo, se entrega al jefe del pozo el trabajo final de éste donde se registran las operaciones, problemas y actividades transcurridas en la operación. Se alistan los productos químicos para ser trasladados al nuevo pozo a perforar e igualmente se desarman y alistan los equipos que componen la caseta de lodos para su posterior traslado.

Con respecto al área de completamiento en el departamento de Casanare, se realizan las mismas actividades previas y finales de las operaciones de perforación pero con un fluido distinto. En éstos pozos, se utilizó agua de formación previamente filtrada para preparar una salmuera base de Formiato de sodio que son solubles en agua y pueden alcanzar densidades elevadas hasta los 11.3 ppg, libras de sólidos. Se complementó éste fluido además con aditivos que permiten tener un mejor desempeño del fluido en las diferentes operaciones de

completamiento que se llevan a cabo, como lo son los desenmulsificantes que permiten una mejor separación del fluido con el aceite, los bactericidas para contrarrestar el deterioro por el ataque bacteriano, y los anticorrosivos para prevenir el deterioro de la tubería, equipos, herramientas, entre otros. Para el desarrollo de las operaciones de limpieza de la tubería, se prepararon píldoras con goma xántica para llegar a viscosidades de embudo de 140 seg/qt., marsh. Durante las operaciones de completamiento se tiene especial cuidado que el fluido se encuentre en óptimas condiciones y con los parámetros que se requieren para la operación.

Como anexos se presentan a manera de ilustración dos trabajos finales de pozos realizados, uno en operaciones de perforación y otro en operaciones de completamiento de los ocho pozos trabajados durante el transcurso de la Pasantía, ya que la presentación de cada uno de los trabajos finales de los pozos son bastante amplios y harían demasiado extenso el informe.

5. CONCLUSIONES

- ❖ La pasantía supervisada es una opción muy valiosa de aprendizaje, y desarrollo porque permitió complementar, profundizar y validar la formación integral como estudiante y poder ponerla en práctica como profesionales, permitiendo la confrontación de los conocimientos teóricos adquiridos, con la práctica profesional.
- ❖ El área en que fue desarrollada la Pasantía es una de las líneas de la industria que tiene una gran relevancia, ya que los fluidos durante la perforación, trabajos de completamiento u operaciones de workover, son indispensables porque permiten llevar a cabo las operaciones con mayor seguridad, facilitando las operaciones, manteniendo un control en los distintos procedimientos y permitiendo llevar a feliz término la perforación de un nuevo pozo y la puesta en producción de éstos.
- ❖ La pasantía supervisada permitió además dar aportes de acuerdo a la experiencia y las habilidades que se iban adquiriendo, para mejorar en diferentes aspectos, las operaciones, procedimientos y tareas asignadas, que se pueden incluir como grandes satisfacciones personales y de motivación para continuar en la búsqueda de la superación personal y en el ámbito profesional.

6. RECOMENDACIONES

- ❖ Que la Universidad fortalezca lazos de comunicación e integración con las diferentes empresas de la industria petrolera para que aumente la posibilidad de los estudiantes de poder participar de las prácticas y pasantías universitarias, ya que éstas permiten fortalecer y ampliar los fundamentos adquiridos en la universidad y también permite al estudiante tener un contexto real a lo que se va a ver enfrentado al culminar sus estudios en aspectos que no pueden ser abarcados durante la carrera.
- ❖ Crear un punto de información o de apoyo para pasantías universitarias, donde el estudiante pueda encontrar directrices que le orienten sobre las empresas que ofrecen estas modalidades, que trámites se deben realizar para acceder a ellas, y en que áreas; ya que es un tema novedoso dentro del Programa de Petróleos, y por la dificultad de acceder a ellas en la industria petrolera.

BIBLIOGRAFIA

- ❖ FACULTAD DE INGENIERIA UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA, Acuerdo No. 100 de octubre de 2004.
- ❖ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing. Water Based Drilling Fluids. RP 13B-1. First Edition, June 1, 1990. Washington D.C.
- ❖ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Bulletin on the Rheology of Oil Well Drilling Fluids. Bul 13D. August, 1987. Washington D.C.
- ❖ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Bulletin on Drilling. Fluids Processing Equipment. Bul 13C. August, 1987. Washington D.C.
- ❖ MANUAL DE SISTEMAS DE LODOS. Qmax Solutions Inc. 2004.
- ❖ MANUAL DE COMPLETAMIENTO. Qmax Solutions Inc. 2004.
- ❖ MANUAL DE FUNCIONES DEL INGENIERO DE FLUIDOS. Qmax Solutions Colombia. 2010.

ANEXOS

ANEXO 1. DESCRIPCION DE LAS FUNCIONES REALIZADAS:

- Elaboración de fluidos de perforación de acuerdo al programa aprobado por la operadora
- Análisis del comportamiento del lodo durante la perforación.
- Elaboración de pruebas de laboratorio (mínimo 3 por día)
- Análisis físico-químicos del fluido de perforación.
- Corregir el comportamiento de los fluidos de perforación.
- Sugerir al Company Man cambios en el fluido de perforación y/o control de sólidos de acuerdo a las condiciones presentadas en la perforación.
- Colaborar con el diseño de programas de fluidos de perforación y/o control de sólidos.
- Realizar los reportes diarios y de finalización en los pozos.
- Realizar una óptima planeación de consumo de materiales en el pozo y hacer el requerimiento correspondiente oportunamente.
- Reportar las operaciones diarias al compañero de turno durante el relevo de la operación.
- Hacer diariamente el inventario de materiales químicos en el pozo.
- Reportar diariamente al Gerente de Operaciones y al Coordinador de HSEQ el desarrollo de las actividades realizadas en el campo.

Autoridad del puesto:

- Detener el proceso si se presentan actividades inseguras, procedimientos inadecuados o baja calidad en la prestación del servicio que pongan en riesgo la operación.
- Usar y administrar los materiales de acuerdo a su experiencia operacional
- Notificar a sus superiores cualquier comportamiento anormal del flujo de perforación

Funciones relacionadas al sistema de gestión HSEQ:

- Colaborar y apoyar a la gerencia y operaciones en el desarrollo de la visión, misión, estrategias y metas de QMAX.
- Conocer, entender y cumplir las políticas y objetivos de HSEQ
- Representar las necesidades / expectativas de calidad del cliente dentro de QMAX
- conformidades y/o disminuir quejas de los clientes si las hubiera.
- Iniciar acciones para prevenir el incumplimiento de requisitos
- Identificar y registrar los problemas de calidad del producto o servicio.
- Iniciar, recomendar o suministrar soluciones, y verificar la implementación de éstas.
- Participar en la identificación continua de identificación de los peligros y riesgos asociados a la actividad.

- Participar activamente en todos los programas de capacitación en HSEQ brindados por la organización. Comunicar las oportunidades de mejora identificadas para la operación.
- Conocer y emplear los mecanismos de comunicación y participación establecidos por la organización y promover el intercambio de información que contribuya al mejoramiento continuo del sistema.
- Cumplir con la programación de exámenes médicos ocupacionales, usar y mantener en forma apropiada el equipo de protección personal de acuerdo con los lineamientos de la organización. Desarrollar el análisis de seguridad del trabajo para todas las tareas de alto riesgo identificadas por la organización.
- Mantener en óptimas condiciones de funcionamiento orden y limpieza los equipos y herramientas suministrados para el desarrollo de la labor a realizar.
- Conocer, mantener y divulgar consistentemente las hojas de seguridad de los productos químicos y reactivos usados en las diferentes actividades.
- Conocer y aplicar los procedimientos de atención de emergencias y asegurar la disponibilidad de elementos necesarios para la atención de las mismas y mantener actualizado el listado de contactos telefónicos y MEDEVAC.

Autoridad del puesto:

- Detener el proceso si se presentan actividades inseguras, procedimientos inadecuados o baja calidad en la prestación del servicio que pongan en riesgo la operación.
- Usar y administrar los materiales de acuerdo a su experiencia operacional
- Notificar a sus superiores cualquier comportamiento anormal del flujo de perforación

	ACTIVIDAD	SUPERVISION	REFERENCIA	DESCRIPCION
1	Entrega del programa de fluidos para el pozo al ingeniero de fluidos	Coordinador de operaciones Gerente de operaciones	Programa de fluidos	En documento incluye el Programa HSEQ en pozo, el cual define las actividades a desarrollar en material de calidad, seguridad, salud ocupacional y ambiente en el pozo.

2	Solicitar al área de logística los productos químicos, caseta de laboratorio, kit de lodos necesarios para dar inicio a las operaciones en el pozo.	Coordinador de operaciones		
3	Recepción en pozo de la caseta, equipo e implementos de laboratorio, elementos de protección personal y documentación QSSIMA.	Ingeniero de fluidos		Programa HSEQ de Fluidos
4	Recepción de productos químicos en pozo, verificando que las cantidades y materiales recibidos correspondan a lo establecido en el stock transfer.	Ingeniero de fluidos	Programa HSEQ de Fluidos	Verificar que el medio de transporte y conductor cumplan con los requisitos aplicables, de acuerdo a la lista de chequeo enviada por el área de logística.
5	<p>Descargar los productos químicos del vehículo en el cual se transporta utilizado, con montacargas y su respectivo operador dispuesto por la operadora, bajo la supervisión del ingeniero de fluidos.</p> <p>Si la operadora lo requiere, diligenciar el permiso de trabajo, con su respectivo AST y divulgación del mismo.</p>	Ingeniero de fluidos	stock transfer	En caso de ruptura de empaques o envases, proceder a la recolección del derrame de productos químicos de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento control de Derrames, y notificar al departamento QSSIMA telefónicamente y a través del Reporte preliminar de incidentes.

6	<p>El almacenamiento debe realizarse en la zona dispuesta por la operadora, teniendo en cuenta:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Compatibilidad de productos químicos. - No apilar más de tres estibas. - Requerimientos del Plan de manejo ambiental del proyecto. <p>Si el área cubierta no es lo suficientemente grande para almacenar la totalidad de los productos químicos, el ingeniero de fluidos se debe asegurar de que los polímeros en polvo no queden a la intemperie.</p>	Ingeniero de fluidos		<p>Utilizar todos los elementos de protección personal para la manipulación y almacenamiento de productos químicos. Tener a la mano las MSDS de los productos químicos y kit de atención de derrames, para controlar una posible emergencia.</p>
Preparación del fluido de perforación				
7	<p>Realizar inspección pre operacional del sistema activo y equipo de control de sólidos.</p> <p>En caso de presentar anomalías, notificar al Tool Pusher o Company Man, solicitando la corrección de las desviaciones detectadas.</p>	Ingeniero de fluidos		
8	<p>Realizar charla pre operacional al personal involucrado no calificado, en el que se dé a conocer la tarea a desarrollar, recalcando las normas de seguridad y medio ambiente aplicables.</p>	Ingeniero de fluidos	Formato de asistencia	

9	<p>Adicionar a los tanques de fluidos, el volumen de agua necesario para dar inicio a las operaciones, teniendo en cuenta que las líneas de transferencia desde el tanque de suministro de agua a los tanques del sistema activo no presenten fugas.</p>	Ingeniero de fluidos		Supervisar la operación con el fin de asegurar rápida respuesta en caso de fugas.
10	<p>Preparar el fluido de perforación de acuerdo a lo establecido en el programa de fluidos del pozo, adicionando los productos químicos necesarios.</p> <p>El ingeniero de fluidos deberá supervisar esta actividad, la cual es realizada por el personal no calificado suministrado por la operadora.</p>	Ingeniero de fluidos	Reporte diario de fluidos de perforación	<p>Verificar que el personal encargado de la adición de los productos químicos conozca el producto, las normas de seguridad, los elementos de protección personal y que hacer en caso de contacto o derrame con el mismo.</p> <p>Verificar que los envases y empaques utilizados queden sin ningún residuo o remanente de producto químico.</p>
11	<p>Almacenar temporalmente los residuos sólidos generados en la preparación del fluido de perforación, en el área dispuesta por la operadora, cubriéndolos con material impermeable para protegerlos de la lluvia.</p> <p>Una vez se cuente con un volumen considerable de residuos, se solicita a la bodega la recolección de los mismos.</p>	Ingeniero de fluidos		

12	Cargar y despachar a la bodega base, los residuos sólidos generados en la operación, empleando un vehículo de transporte que cumpla con los requisitos aplicables, actividad que debe ser supervisada por el ingeniero de fluidos de perforación.	Ingeniero de fluidos	Formato Entrega de Residuos Generados en Pozo Acta de entrega de residuos (interventor del proyecto)	Los residuos sólidos convencionales (papel, plástico, orgánicos) deben disponerse en las baterías de canecas dispuestas por la operadora. Los toners deben ser enviados a la oficina para su recarga. Los residuos del laboratorio de la caseta deben ser enviados al laboratorio principal para su disposición final, de acuerdo al plan de gestión de residuos.
Mantenimiento del fluido de perforación				
13	Durante la operación se deben realizar las pruebas de laboratorio al fluido de perforación, con el fin de mantener las propiedades acordes con el programa.	Ingeniero de fluidos	Programa de fluidos de perforación	
14	Adicionar diariamente los productos químicos de acuerdo a los resultados de las pruebas de laboratorio. El ingeniero de fluidos deberá supervisar esta actividad, la cual es realizada por el personal no calificado suministrado por la operadora.	Ingeniero de fluidos	Reporte diario de fluidos	Verificar que el personal encargado de la adición de los productos químicos conozca el producto, las normas de seguridad, los elementos de protección personal y que hacer en caso de contacto o derrame con el mismo. Verificar que los envases y empaques utilizados queden sin ningún residuo o remanente de producto químico.

15	<p>De acuerdo con los requerimientos de la operadora se enviara el fluido a disposición final.</p> <p>El trasiego de fluidos desde los tanques del sistema a los tanques de almacenamiento se deberá supervisar por el ingeniero de fluidos, el cual deberá realizar una inspección pre operacional verificando las condiciones de los tanques, las bombas y las líneas de transferencia, y no dejar desatendida la operación hasta que esta no haya finalizado.</p>	Ingeniero de fluidos		
16	Acta de entrega de la locación con el representante del cliente y el interventor HSEQ, el cual verifica el estado final de la bodega de almacenamiento de productos químicos y la locación utilizada por la organización durante la perforación del pozo.	Ingeniero de fluidos	Acta de entrega de locación	Esta actividad se realiza dependiendo de los requerimientos de la operadora.

ANEXO 2. INFORME FINAL DE PERFORACION

REPORTE FINAL DE FLUIDOS DE PERFORACION



POZO MORICHE BE 04

PUERTO BOYACA

Preparado Por:	SANDRA CACHAYA
	<i>Ingeniero de Fluidos de Perforación</i>
Revisado Por:	JULIO ERNESTO CALVACHE
	<i>Coordinador de Operaciones</i>
Fecha:	21 DE FEBRERO DE 2011

Reporte Final de Fluidos de Perforación

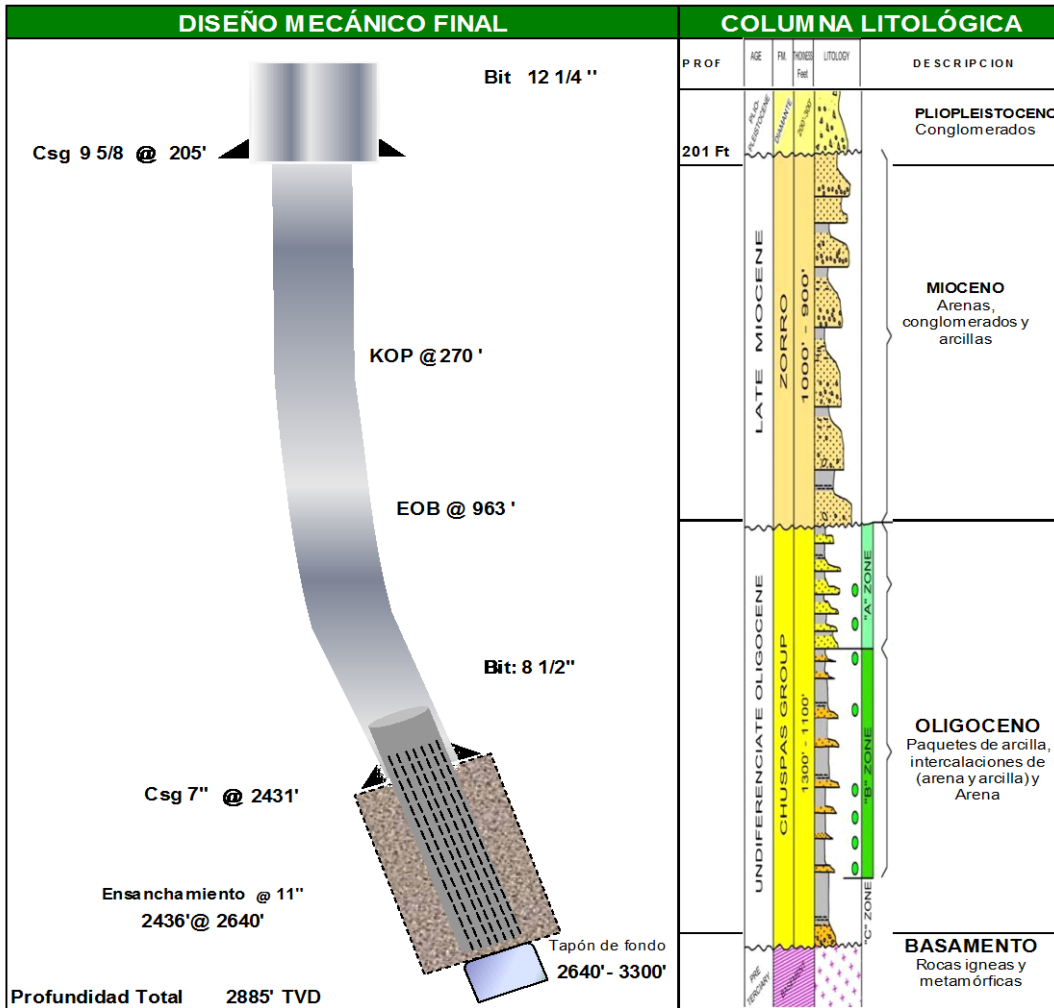
QMAX SOLUTIONS COLOMBIA
Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
Bogotá, Colombia
Tel.: 00 - 571-6169022
Fax: 00 - 571-2180270



GENERALIDADES

POZO MORICHE BE 04

NOMBRE POZO	POZO MORICHE BE 04					
OPERADORA	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.					
EQUIPO	LATCO 02					
LOCALIZACION	CAMPO MORICHE					
FECHA DE INICIO	3-sep-10	FECHA FINALIZACION			21-sep-10	
PROFUNDIDAD TOTAL	3300 Ft	DIAS TOTALES (Perforación)			19	
DESVIACION MAX./KOP	32.94 °	270 Ft	TEMPERATURA MAX.	110 °F	DENSIDAD MAX	9.3 ppg



Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA
 Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
 Bogotá, Colombia
 Tel: 00 - 571-6169022
 Fax: 00 - 571-2180270



LITOLOGIA

MIOCENO:

Conglomerados poligmíticos y conglomerados de arena. Capas gruesas de conglomerados y líticos, Conglomerados de arenas intercaladas con capas de arcillas grises. Estos sedimentos se depositaron en un ambiente continental dominado por los canales en un medio de alta energía. Sección saturada de agua dulce.

OLIGOCENO:

ZONA A: Arenas inconsolidadas y conglomeráticas compuestas principalmente por cuarzo bien seleccionadas, con excelente porosidad y permeabilidad, intercaladas con arcillas gris y verde. Estos sedimentos continentales fueron depositados en ambientes de corrientes. Sección saturada de crudo y agua salada.

ZONA B: Capas delgadas de arenas cuarzíticas de tamaño de grano fino a medio, inconsolidadas, de selección regular a buena, intercaladas con arcillas grises. Sección saturada de crudo y agua salada.

BASAMENTO:

Rocas ígneas y metamórficas.

Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018

Bogotá, Colombia

Tel.: 00 - 571-6169022

Fax: 00 - 571-2180270



INTERVALO I

POZO MORICHE BE 04

DESCRIPCION			
Hueco	12 1/4"	Profundidad	209 ft
Revestimiento	9 5/8"	Profundidad	205 ft
Formaciones	MIOCENO		
Fluido de Perforación	AGUA-BENTONITA-BENEX		
Densidad Máxima	8.7 ppg	Días Totales	1

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION				
PROPIEDAD	PROGRAMA	MINIMA	MAXIMA	TIPICA
Densidad (ppg)	8,5 - 8,8	8.6	8.7	8.7
Viscosidad Embudo (sg/qt)	50 - 60	50	50	50
Viscosidad Plástica (cP)	9 - 15	15	15	15
Punto de Cedencia (lb/100ft ²)	25 - 28	25	25	25
Geles (10"/10'/30')	8 / 15 / 22	5/12/18	5/12/18	5/12/18
pH	8,5 -9,0	9.0	9.0	9.0
Pérdida de Fluido API (c.c/30min)	N,C	N.C.	N.C.	N.C.
LGS (%Vol)	4 - 8	1	3	2.0
Calcio (ppm)		40	40	40
MBT (lb/bbl-eq)	< 25	15	15	15
Cloruros (ppm)		200	200	200

RESUMEN OPERACIÓN DE PERFORACION

El día 02 de Septiembre se presenta la Ing. a la locación del pozo Moriche BE-04 para iniciar labores. Lava tanques de lodos y acondiciona 120 bls de lodo del pozo anterior Moriche BE-01. Perfora el hueco para la Kelly y el sencillo. Prehidrata 180 bls de fluido sistema agua-bentonita-Benex. Monitorea niveles y propiedades fisicoquímicas del fluido. Adiciona soda cáustica para mantener pH adecuado del fluido. Recibe productos químicos. Realiza reunión pre operacional y de seguridad para iniciar operación de perforación de la primera sección del hueco de 12 1/4". Arma y baja el BHA N° 1 perforando desde superficie @160 ft según programa con los siguientes parámetros: 60 spm; 280 gpm; 60 rpm; WOB =10 Klbs. Continúa perforando con BHA N°1 desde 66.23 ft @ 97.43 ft. Trabaja sarta de tubería y bombea píldora con soda cáustica para limpiar broca. Continúa perforando con BHA N°1 desde 97.43 ft @ 209 ft. Circula en fondo hasta obtener retornos limpios. Bombea una píldora viscosa de 180 seg/qt para garantizar la limpieza del hueco. Espera retorno de la píldora en superficie y circula hasta retornos limpios. POOH la sarta de tubería con BHA N°1 desde 209 ft @ superficie. Alista la mesa para corrida del casing de 9 5/8". Realiza charla pre-operacional. R/D casing de 9 5/8" desde superficie @ 209 ft. Circula y reciproca casing en fondo. Arma las líneas de cementación de SLB y prueba las líneas o.k. Realiza la operación de cementación según programa de SLB.

Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018

Bogotá, Colombia

Tel.: 00 - 571-6169022

Fax: 00 - 571-2180270



CONCENTRACIONES DEL FLUIDO DE PERFORACION (ppb)				
PRODUCTO	PROGRAMA	MINIMA	MAXIMA	TIPICA
NATURAL GEL	12,5 - 15,5	12.5	12.5	12.5
BENEX	0,02 - 0,04	0.04	0.04	0.04
CASCARILLA DE ARROZ	0.05	0.96	0.96	0.96

DESEMPEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACION
<p>En esta sección se utiliza 120 bls de lodo del pozo anterior Moriche BE-01 y se prepara 180 bls de lodo nuevo ya que en este equipo hay que tener en cuenta un aproximado de 40 bls de fluido que se requieren dejar en el tanque de cortes o recibo para poder circular con el sistema, además de los volúmenes de los tanques de retorno, intermedio y de la succión. La concentración inicial de Bentonita utilizada fue de 12.5 ppg, se adicionó Benex como extendedor para mejorar el rendimiento de la bentonita y Soda cáustica para ajustar el rango de pH. El fluido tuvo un excelente comportamiento ya que permitió dar estabilidad al hueco y tuvo una buena capacidad de arrastre, condiciones necesarias para perforar las formaciones conglomeraticas no consolidadas encontradas superficialmente en esta zona; además de esto, se bombeó una píldora viscosa de 180 seg/qt para garantizar la limpieza del hueco para la corrida del casing de 9 5/8".</p> <p>Durante la perforación del hueco de 12 1/4" no se presentaron pérdidas de circulación y se ayuó a la limpieza de la broca con una píldora de soda cáustica con cascarilla de arroz.</p>

Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
 Bogotá, Colombia
 Tel.: 00 - 571-6169022
 Fax: 00 - 571-2180270



ANALISIS DE VOLUMENES	
DESCRIPCION	VOLUMEN (bbl)
VOLUMEN INICIAL	120
ADICIONES DE AGUA	177
ADICIONES DE QUIMICA	3
ADICIONES DE LODO NUEVO	180
TOTAL INTERVALO	300
PERDIDAS EN SUPERFICIE	7
PERDIDAS EN FORMACION	
TOTAL PERDIDAS	7
LODO A DEWATERING	190
CONSUMO (bbl/ft)	1.44

EQUIPO DE CONTROL DE SOLIDOS					
EFICIENCIA			75.00%		
SHAKERS					
DESCRIPCION			MALLAS USADAS		
DERRICK			84/84/84		
DERRICK			110/110/84		
CENTRIFUGAS					
MARCA	FUNCION	VELOCIDAD (rpm)	CAUDAL (gpm)	OVERFLOW (ppg)	UNDERFLOW (ppg)
BROATBENT		1700	25	8.6	10
TRES EN UNO					
EQUIPO			DESCRIPCION		
DESARENADOR			2 conos de 14"		
DESILTER			12 conos de 4"		
COMENTARIOS					
<p>Para esta primera sección se utilizaron dos Shale shakers que fueron vestidas con mallas 84/84/84 mesh y la otra con mallas 110/110/84 mesh; así mismo se utilizó el desarenador durante los intervalos en la perforación del hueco. El Desander y La Centrifuga de Drift se utilizaron esporádicamente para controlar el aumento de sólidos y por lo tanto la densidad del fluido. En general los equipos de control de sólidos trabajaron con una eficiencia adecuada para los requerimientos de la perforación de esta sección.</p>					

Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA
 Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
 Bogotá, Colombia
 Tel.: 00 - 571-6169022
 Fax: 00 - 571-2180270



DESCRIPCION			
Hueco	8.50 "	Profundidad	3300 ft
Revestimiento	7.00 "	Profundidad	2431 ft
Formaciones	MIOCENO - OLIGOCENO		
Fluido de Perforación	Q MAXDRILL		
Densidad Máxima	9.3 ppg	Días Totales	18

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION				
PROPIEDAD	PROGRAMA	MINIMA	MAXIMA	TIPICA
Densidad (ppg)	8,6 - 9,1	8.6	9.3	9.0
Viscosidad Embudo (sg/qt)	40 - 60	37	60	49
Viscosidad Plástica (cP)	15 - 22	12	26	19
Punto de Cedencia (lb/100ft ²)	16 - 24	8	26	17
Geles (10"/10/30')	6/12/20	3/5/9	9/18/23	7/16/20
pH	9,5 - 10	9.0	11.5	10.3
Pérdida de Fluido API (c.c./30min)	< 6,0	4.0	6.5	5.3
Calcio (ppm)	80-100	40	120	80
MBT (lb/bbl-eq)	<20	2.5	22.5	12.5
Cloruros (ppm)	99 - 1000	200	800	500
Glymax (%vol)	0,2 - 0,7	0.05	0.2	0.1
Maxdrill (GPB)	0,1 - 0,2	0.05	0.2	0.1

RESUMEN OPERACIÓN DE PERFORACION
<p>Termina el fragüe de cemento del casing de 9 5/8". Lava los tanques de lodos y las líneas. Prepara inicialmente 180 bls de lodo sistema Q Maxdrill para perforar la segunda sección. Realiza la instalación del Casing Head de 9 5/8" mas el Adapter Flange, las BO'PS, Bell Nipple de 9 5/8", y el flow line. Prueba el acumulador y las BOP'S con 500-600 psi, O.K. Realiza la charla pre-operacional para la corrida del BHA N° 2 con la herramienta direccional de WTF. Realiza la prueba del motor en superficie con 72 spm; 100 psi; sin broca O.k.</p> <p>Continúa armando y bajando el BHA N°2 con la herramienta direccional mas broca de 8 1/2" hasta los 180 ft tope del cemento. Perfora el exceso de cemento con agua en circuito corto a la pildora desde los 180 ft @ 200 ft. Realiza prueba de integridad con 900 psi, O.k. Continúa perforando exceso de cemento, perfora el zapato del casing de 9 5/8" @ 205 ft y continúa perforando desde los 205 ft @ 217 ft. Realiza el cambio del fluido de agua-cemento por el lodo de 8.6 ppg del sistema Q Maxdrill así: Bombea 20 bls de agua fresca como espaciador para evitar contaminación del lodo con agua-cemento y desplaza el fluido agua-cemento hacia el catch tank de Drift. Lava los tanques de lodos, tanque de recibo, líneas y canales. Prepara 200 bls más de lodo QMaxdrill incorporando lentamente al sistema. Continúa Perforación de hueco de 8 1/2" con BHA N°2 mas herramienta direccionalmente de WTF desde 217 ft @ 380 ft con los siguientes parámetros: 300 gpm; 85 spm; 250 psi; 50 rpm; lodo de 8.7 ppg y viscos = 45 seg/qt. Continúa perforando con el BHA N°2 desde 380 ft @ 729 ft rotado y deslizando con los mismos parámetros y viscosidad de 50 seg/qt. Continúa perforando desde 729 ft @ 1016 ft y desde 986.25 ft @ 1364 ft. Se presentan altas pérdidas de fluido en las Shale shakers por inconvenientes de la descarga del tanque de recibo hacia los tanques de lodos. Recupera el lodo del Catch tank de Drift hacia las shakers y la centrifuga. Bombea 30 bls de pildora viscosa de 100 seg/qt para la limpieza del hueco y continúa perforando con BHA N°2 desde 1364 ft @ 1554ft. Inicia a sacar tubería DP de 3 1/2" con BHA N° 2 y herramienta direccional desde 1519 ft @ superficie. Detiene la perforación y operaciones del Pozo por presentarse paro en el Campo Moriche. Adiciona bactericida al lodo para controlar proliferación bacteriana y degradación de los polímeros.</p> <p>Se reanudan operaciones en el pozo y se arma herramienta direccional nuevamente. Se observa Catch tank con 95% de su capacidad ocupada con sólidos de perforación, debido a paro de trabajadores no han sido evacuados. Continúa armando herramienta direccional con broca de 8 1/2" BHA N° 3 mas DP de 3/2" y baja desde superficie hasta 633 ft donde encuentra punto de apoyo, conecta la Kelly y baja repasando hasta 1554 ft. Continúa perforando rotando y deslizando desde 1554 ft @ 2154 ft. Bombea baches de pildoras visco-pesadas para asegurar la limpieza del hueco, adicionando Rheoxan y CaCO3 M 200/325, Q Pac L y Q Star para el sistema de lodos como controladores del filtrado, Q Cide L14 para evitar proliferación bacteriana y degradación de polímeros, Glymax como inhibidor y antiembolante, de la broca y Soda caustica para control de pH. Utiliza dilución para controlar el peso de lodo debido a la deficiente eficiencia del sistema de control de sólidos. Continúa perforando, rotando y deslizando desde los 2154 ft @ 2870 ft. Debido al bajo ROP se decide sacar la sarta para revisar la broca, se circula hasta obtener retornos limpios. Se utiliza soda caustica para controlar pH, Rheoxan y CaCO3 M 200/325 en pildoras de limpieza y sello de formación porosa, Pac L para control del filtrado, Thintex para adelgazar el lodo debido a incorporación de arcillas de la formación al sistema activo y Maxdrill como inhibidor de arcillas reactivas.</p> <p>Debido a la dilución constante para controlar las densidades del lodo por deficiencias en equipo de control de sólidos se usan mas productos que en condiciones optimas de operación no serian agregados. Bombea 40 bls de pildora de limpieza y circula hasta obtener retornos limpios con 90 spm; 315 gpm; 700 psi. Para la circulación y desconecta la Kelly, POOH sarta de tubería desde 2846 ft @ 1803 ft. Presenta embotamiento de la broca. Circula rotando para desembotar sarta y broca sin tener éxito. POOH la sarta de tubería desde 1803 ft @ superficie llenando hueco c/a 5 dobles. POOH el BHA N° 3 con broca desgastada.</p>

Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
Bogotá, Colombia
Tel.: 00 - 571-6169022
Fax: 00 - 571-2180270



DESCRIPCION			
Hueco	8.50 "	Profundidad	3300 ft
Revestimiento	7.00 "	Profundidad	2431 ft
Formaciones	MIOCENO - OLIGOCENO		
Fluido de Perforación	MAXDRILL		
Densidad Máxima	9.3 ppg	Días Totales	18

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION				
PROPIEDAD	PROGRAMA	MINIMA	MAXIMA	TIPICA
Densidad (ppg)	8,6 - 9,1	8.6	9.3	9.0
Viscosidad Embudo (sg/qt)	40 - 60	37	60	49
Viscosidad Plástica (cP)	15 - 22	12	26	19
Punto de Cedencia (lb/100ft ²)	16 - 24	8	26	17
Geles (10"/10'/30')	6/12/20	3/5/9	9/18/23	7/16/20
pH	9,5 - 10	9.0	11.5	10.3
Pérdida de Fluido API (c.c./30min)	< 6,0	4.0	6.5	5.3
Calcio (ppm)	80-100	40	120	80
MBT (lb/bbl-eq)	<20	2.5	22.5	12.5
Cloruros (ppm)	99 - 1000	200	800	500
Glymax (%vol)	0,2 - 0,7	0.05	0.2	0.1
Maxdrill (GPB)	0,1 - 0,2	0.05	0.2	0.1

RESUMEN OPERACIÓN DE PERFORACION
<p>Arma y baja BHA N° 4 con broca usada desde superficie @ 1078 ft. Encuentra restricciones @: 2060 ft - 2215 ft - 2220 ft. Trabaja reciprocando la sarta. Conecta la Kelly y continua rimando desde 2720 ft @ 2900 ft con los siguientes parámetros: 100 spm; 350 gpm; 1000 psi; 90 rpm. Bombea 25 bls de píldora viscosa de 135 seg/qt para la limpieza del hueco. Circula hasta obtener retornos limpios. POOH la sarta de tubería mas el BHA N° 4 desde 2900 ft @ superficie. Realiza la reunión pre-operacional para la corrida del BHA N° 5 mas la sarta direccional de WTF. Monitorea los parámetros de sistema de lodos para mantener rangos adecuados. Recibe la píldora viscosa en catch tank de Drift. Adiciona soda caustica para controlar pH del fluido y bactericida para contrarrestar proliferación bacteriana y preservar de la degradación al lodo.</p> <p>Arma el BHA N° 5. Prueba el motor sin broca y con broca, o.k. PIH el BHA N° 5 desde superficie @ 443.3 ft. PIH la tubería libre sin restricción desde 443.3 ft @ 1930 ft donde encuentra restricciones. Repasa con los siguientes parámetros: 86 spm; 297 gpm; 500 psi desde 1930 ft @ 1997 ft. Desconecta la Kelly y continua bajando desde 1961 ft @ 2846 ft. Conecta la Kelly y continua bajando desde 2846 ft @ 2905 ft y continua perforando desde 2905 ft @ 3022 ft con los siguientes parámetros: 320 gpm, 90 spm; 60 rpm; 1250 psi; WOB = 12-16 klb. Toma survey y desliza desde 2913 ft @ 2933 ft y de 3007 ft @ 3028 ft. Continúa perforando hueco de 8 1/2" desde 3028 ft @ 3210 ft y desde 3210 ft @ 3300 ft. Circula en fondo hasta obtener retornos limpios con los siguientes parámetros: 90 spm; 320 gpm; 60 rpm; 1100 psi. Desconecta la Kelly. POOH la sarta para acondicionamiento de hueco desde 3289 ft @ 3036 ft. Adiciona 40 bls de fluido por dilución con Q star como controlador de filtrado para refrescar el sistema de lodos. Adiciona soda caustica para mantener pH del fluido y Thintex para reducir incremento de la viscosidad.</p> <p>Continúa POOH la sarta de tubería para realizar viaje corto desde 3036 ft @ 2500 ft llenando el hueco. PIH la sarta de tubería para viaje de acondicionamiento del hueco desde 2500 ft @ 3289 ft. Conecta la Kelly y baja con la bomba rotando desde 3289 ft @ 3300 ft con los siguientes parámetros: 300 gpm, 87 spm; 500 psi; Bombea 30 bls de píldora viscosa de 180 seg/qt en fondo y recibe en catch tank de Drift, circula hasta obtener retornos limpios. Acondiciona el lodo para corrida de registros eléctricos adicionando Thintex. POOH la sarta de tubería mas el BHA N°5 con la herramienta direccional de WTF desde 3289 ft @ superficie. Quiebra herramienta direccional. R/U unidad de registros de HLB y corre registros eléctricos open hole HRI-GR-MSFL-SDL-DSN-CALIPER. R/D herramienta de registros eléctricos y PIH la sarta de tubería de 3 1/2". Realiza un simulacro de patada de pozo. Continúa PIH la sarta de tubería de 3 1/2" abierta hasta el fondo @ 3300 ft y circula en fondo. Lava los tanque de píldora 2 y tanque de reserva.</p> <p>Continúa circulando a la espera de personal de SLB cementación. Realiza la charla pre-operacional para realizar el tapón de cemento en fondo. Realiza operación de tapón de cemento en fondo según el programa de SLB cementación. Saca 6 paradas desde 3300 ft @ 2970 ft. Retira el cabezal de cementación y saca 8 dobles a la torre desde 2970 ft @ 2465 ft. Conecta la Kelly y circula a 60 spm; 210 gpm, el exceso de cemento. Limpia el contra pozo y el exceso de cemento en superficie. Saca la tubería a la torre desde 2465 ft @ superficie. Espera el fragüe de tapón de fondo. Arma el BHA No. 7 para la limpieza del exceso de cemento y baja desde superficie @ 2374 ft. Circula con 209 gpm; 60 spm; 40 rpm; y 100 psi. Observa lodo floculado por severa contaminación con exceso de cemento. Realiza tratamiento constante al lodo contaminado con cemento y continua bajando a tocar tope del cemento encontrando cemento blando y sin tiempo de fragüe adecuado. Limpia en intervalos de 2 ft, desde 2618 ft @ 2460 ft. Circula para tratar el fluido contaminado con cemento. Saca la tubería desde 2640 ft @ 2247 ft.</p>

Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018

Bogotá, Colombia

Tel.: 00 - 571-6169022

Fax: 00 - 571-2180270



DESCRIPCION			
Hueco	8.50 "	Profundidad	3300 ft
Revestimiento	7.00 "	Profundidad	2431 ft
Formaciones	MIOCENO - OLIGOCENO		
Fluido de Perforación	MAXDRILL		
Densidad Máxima	9.3 ppg	Días Totales	18

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION				
PROPIEDAD	PROGRAMA	MINIMA	MAXIMA	TIPICA
Densidad (ppg)	8,6 - 9,1	8,6	9,3	9,0
Viscosidad Embudo (sg/qt)	40 - 60	37	60	49
Viscosidad Plástica (cP)	15 - 22	12	26	19
Punto de Cedencia (lb/100ft ²)	16 - 24	8	26	17
Geles (10"/10/30')	6/12/20	3/5/9	9/18/23	7/16/20
pH	9,5 - 10	9,0	11,5	10,3
Pérdida de Fluido API (c.c./30min)	< 6,0	4,0	6,5	5,3
Calcio (ppm)	80-100	40	120	80
MBT (lb/bbl-eq)	<20	2,5	22,5	12,5
Cloruros (ppm)	99 - 1000	200	800	500
Glymax (%vol)	0,2 - 0,7	0,05	0,2	0,1
Maxdrill (GPB)	0,1 - 0,2	0,05	0,2	0,1

RESUMEN OPERACIÓN DE PERFORACION
<p>Realiza circuito corto con la píldora para operación de tapón de cemento. Espera back flow del cemento. Descarta 30 Bls de fluido contaminado durante la operación del tapón de fondo. Aplica tratamiento para contrarrestar efectos de contaminación con cemento al lodo. Continúa POOH la sarta de tubería desde 2248 ft @ superficie. PIH el tubing DP de 3 1/2" con punta abierta desde superficie @ 2640 ft. Circula hasta observar los retornos limpios. Bombea y desplaza la píldora de sostén de 25 bls ultra viscosa para tapón balanceado de cemento con Rheoxan y cascarilla de arroz y con los siguientes parámetros para posicionar píldora: 200 stk; 60 spm; 210 gpm; 350 psi. POOH la sarta de tubería desde 2625 ft @ 2311 ft. Circula el exceso de la píldora de sostén. Descarta 15 Bls de fluido contaminado con cemento. Baja nuevamente desde 2311 ft @ 2425 ft a posicionar sarta para bombear tapón balanceado de cemento. Conecta la cabeza de cementación y realiza la reunión pre-operacional por SLB. Prueba las líneas con 1500 psi, O.k. Bombea tapón balanceado de cemento según programa de SLB. R/D cabeza de cementación. Levanta la sarta desde 2425 ft @ 2210 ft. Espera back flow de cemento y circula hasta la no presencia de cemento. Descarta 15 Bls de fluido contaminado con cemento. Espera fragüe de tapón. Arma BHA N° 7 y PIH hasta tocar tope del tapón balanceado de cemento desde superficie @ 2427 ft.</p> <p>Circula y acondiciona lodo para corrida del casing de 7". Prepara 15 Bls de píldora de soporte mas con material viscosificante y cascarilla de arroz, para usarse como soporte del casing al encontrar tope del cemento por debajo de la profundidad programada y desplaza. Desconecta la Kelly y colocó el elevador. Saca la tubería en dobles a la torre desde 2427 ft @ 414.5 ft llenando el pozo cada 5 dobles. Quiebra el BHA desde 414.5 ft hasta superficie. Acondiciona planchada para la corrida del casing de 7" desde superficie @ 747 ft (desde 412 ft observa apoyo y utiliza bloque viajero para continuar bajando el casing de 7". Continúa bajando casing desde 747 ft @ 2376 ft. Instala landing joint. Observa colapso en junta de casing y decide cambiarla. Instala cabezal de cementación y circula acondicionando el lodo. Realiza reunión pre operacional, prueba líneas con 2500 psi por 3 minutos, O.k. Bombea 60 bls de espaciador de 12.5 ppg, 116 bls de lechada de cemento de 15.6 ppg y desplaza con 92 bls de agua. Espera fraguado del casing de 7". Aplica pre tratamiento al fluido para realizar limpieza del exceso de cemento bombeado para el tapón balanceado y monitorea los retornos perforados en las shakers. Adiciona thintex para adelgazar el lodo y acondicionarlo para la bajada del casing de 7". Limpia tanque de recibo y tanque de píldora número 2. Cambia mallas a las shakers. Adiciona 50 bls de agua mas extendedor de bentonita y Q Star en el tanque de píldora número 2 para preparar lodo nuevo para fase de ampliación del hueco de 8 1/2" @ 11". Realiza pruebas y monitorea parámetros del lodo.</p> <p>Termina el fragüe del cemento del casing de 7". Retira la cabeza de cementación de SLB. Retira el landing joint mas el Bell nipple, el casing head de 9 5/8". Instala el casing head de 7 1/16" mas el Adapter spool, las BOP'S, la Bell nipple, flow line, kill line, HCR. Prueba las BOP'S con 800 psi por 10 mi, o.k. Arma el BHA N° 8 con la sarta direccional de WTF. Prueba el motor y la camisa, o.k. PIH el BHA N°8 mas el DP de 3 1/2" desde superficie @ 2349 ft baja con la sarta libre. Toca el tope de cemento @ 2349 ft y perfora con agua en circuito corto con tanque de píldora desde los 2349 ft @ 2395 ft. Realiza prueba CIT con 800 psi por 10 min, o.k. Desplaza agua por lodo de 9.3 ppg. Continúa perforando cemento mas el tapón balanceado buscando el hueco original de 8 1/2" desde 2395 ft @ 2470 ft. Chequea retornos en las Shale shakers. Continúa bajando encontrando hueco original desde 2470 ft @ 2640 ft (tope tapón de fondo). Circula hasta observar retornos limpios y acondiciona el lodo. Realiza tratamiento al lodo por contaminación con cemento utilizando Bicarbonato de sodio y acido cítrico. Lava tanques de píldora y la trampa. Transfiere 30 bls de lodo contaminado a dewatering.</p>

Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA
 Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
 Bogotá, Colombia
 Tel.: 00 - 571-6169022
 Fax: 00 - 571-2180270



DESCRIPCION			
Hueco	8.50 "	Profundidad	3300 ft
Revestimiento	7.00 "	Profundidad	2431 ft
Formaciones	MIOCENO - OLIGOCENO		
Fluido de Perforación	MAXDRILL		
Densidad Máxima	9.3 ppg	Días Totales	18

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION				
PROPIEDAD	PROGRAMA	MINIMA	MAXIMA	TIPICA
Densidad (ppg)	8,6 - 9,1	8,6	9,3	9,0
Viscosidad Embudo (sg/qt)	40 - 60	37	60	49
Viscosidad Plástica (cP)	15 - 22	12	26	19
Punto de Cedencia (lb/100ft ²)	16 - 24	8	26	17
Geles (10"/10/30)	6/12/20	3/5/9	9/18/23	7/16/20
pH	9,5 - 10	9,0	11,5	10,3
Pérdida de Fluido API (c.c./30min)	< 6,0	4,0	6,5	5,3
Calcio (ppm)	80-100	40	120	80
MBT (lb/bbl-eq)	<20	2,5	22,5	12,5
Cloruros (ppm)	99 - 1000	200	800	500
Glymax (%vol)	0,2 - 0,7	0,05	0,2	0,1
Maxdrill (GPB)	0,1 - 0,2	0,05	0,2	0,1

RESUMEN OPERACIÓN DE PERFORACION
<p>Realiza circuito corto con la píldora para operación de tapón de cemento. Espera back flow del cemento. Descarta 30 Bls de fluido contaminado durante la operación del tapón de fondo. Aplica tratamiento para contrarrestar efectos de contaminación con cemento al lodo. Continúa POOH la sarta de tubería desde 2248 ft @ superficie. PIH tubing DP de 3 1/2" con punta abierta desde superficie @ 2640 ft. Circula hasta observar los retornos limpios. Bombea y desplaza la píldora de sostén de 25 bls ultra viscosa para tapón balanceado de cemento con Rheoxan y cascarilla de arroz y con los siguientes parámetros para posicionar píldora: 200 stk; 60 spm; 210 gpm; 350 psi. POOH la sarta de tubería desde 2625 ft @ 2311 ft. Circula el exceso de la píldora de sostén. Descarta 15 Bls de fluido contaminado con cemento. Baja nuevamente desde 2311 ft @ 2425 ft a posicionar sarta para bombear tapón balanceado de cemento. Conecta la cabeza de cementación y realiza la reunión pre-operacional por SLB. Prueba las líneas con 1500 psi, O.k. Bombea tapón balanceado de cemento según programa de SLB. R/D cabeza de cementación. Levanta la sarta desde 2425 ft @ 2210 ft. Espera back flow de cemento y circula hasta la no presencia de cemento. Descarta 15 Bls de fluido contaminado con cemento. Espera fragüe de tapón. Arma BHA N°7 y PIH hasta tocar tope del tapón balanceado de cemento desde superficie @ 2427 ft.</p> <p>Circula y acondiciona lodo para corrida del casing de 7". Prepara 15 Bls de píldora de soporte más con material viscosificante y cáscara de arroz, para usarse como soporte del casing al encontrar tope del cemento por debajo de la profundidad programada y desplaza. Desconecta la Kelly y colocó el elevador. Saca la tubería en dobles a la torre desde 2427 ft @ 414.5 ft llenando el pozo cada 5 dobles. Quiebra el BHA desde 414.5 ft hasta superficie. Acondiciona planchada para la corrida del casing de 7" desde superficie @ 747 ft (desde 412 ft observa apoyo y utiliza bloque viajero para continuar bajando el casing de 7". Continúa bajando casing desde 747 ft @ 2376 ft. Instala landing joint. Observa colapso en junta de casing y decide cambiarla. Instala cabezal de cementación y circula acondicionando el lodo. Realiza reunión pre operacional, prueba líneas con 2500 psi por 3 minutos, O.k. Bombea 60 bls de espaciador de 12.5 ppg, 116 bls de lechada de cemento de 15.6 ppg y desplaza con 92 bls de agua. Espera fraguado del casing de 7". Aplica pre-tratamiento al fluido para realizar limpieza del exceso de cemento bombeado para el tapón balanceado y monitorea los retornos perforados en las shakers. Adiciona thintex para adelgazar el lodo y acondicionarlo para la bajada del casing de 7". Limpia tanque de recibo y tanque de píldora número 2. Cambia mallas a las shakers. Adiciona 50 bls de agua más extendedor de bentonita y Q Star en el tanque de píldora número 2 para preparar lodo nuevo para fase de ampliación del hueco de 8 1/2" @ 11". Realiza pruebas y monitorea parámetros del lodo.</p> <p>Termina el fragüe del cemento del casing de 7". Retira la cabeza de cementación de SLB. Retira el landing joint más Bell nipple, el casing head de 9 5/8". Instala el casing head de 7 1/16" mas el Adapter spool, las BOP'S, la Bell nipple, flow line, kill line, HCR. Prueba las BOP'S con 800 psi por 10 mi, o.k. Arma el BHA N° 8 con la sarta direccional de WTF. Prueba el motor y la camisa, o.k. PIH el BHA N°8 más el DP de 3 1/2" desde superficie @ 2349 ft baja con la sarta libre. Toca el tope de cemento @ 2349 ft y perfora con agua en circuito corto con tanque de píldora desde los 2349 ft @ 2395 ft. Realiza prueba CIT con 800 psi por 10 min, o.k. Desplaza agua por lodo de 9.3 ppg. Continúa perforando cemento más el tapón balanceado buscando el hueco original de 8 1/2" desde 2395 ft @ 2470 ft. Chequea retornos en las Shale shakers. Continúa bajando encontrando hueco original desde 2470 ft @ 2640 ft (tope tapón de fondo). Circula hasta observar retornos limpios y acondiciona el lodo. Realiza tratamiento al lodo por contaminación con cemento utilizando Bicarbonato de sodio y ácido cítrico. Lava tanques de píldora y la trampa. Transfiere 30 bls de lodo contaminado a dewatering.</p>

Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
Bogotá, Colombia
Tel.: 00 - 571-6169022
Fax: 00 - 571-2180270



DESCRIPCION			
Hueco	8.50 "	Profundidad	3300 ft
Revestimiento	7.00 "	Profundidad	2431 ft
Formaciones	MIOCENO - OLIGOCENO		
Fluido de Perforación	MAXDRILL		
Densidad Máxima	9.3 ppg	Días Totales	18

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION				
PROPIEDAD	PROGRAMA	MINIMA	MAXIMA	TIPICA
Densidad (ppg)	8,6 - 9,1	8.6	9.3	9.0
Viscosidad Embudo (sg/qt)	40 - 60	37	60	49
Viscosidad Plástica (cP)	15 - 22	12	26	19
Punto de Cedencia (lb/100ft ²)	16 - 24	8	26	17
Geles (10"/10'/30')	6/12/20	3/5/9	9/18/23	7/16/20
pH	9,5 - 10	9.0	11.5	10.3
Pérdida de Fluido API (c.c/30min)	< 6,0	4.0	6.5	5.3
Calcio (ppm)	80-100	40	120	80
MBT (lb/bbl-eq)	<20	2.5	22.5	12.5
Cloruros (ppm)	99 - 1000	200	800	500
Glymax (%vol)	0,2 - 0,7	0.05	0.2	0.1
Maxdrill (GPB)	0,1 - 0,2	0.05	0.2	0.1

RESUMEN OPERACIÓN DE PERFORACION
<p>Transfiere 100 bls de lodo a dewatering contaminado con cemento. Lava tanque de recibo, succión, Shale shakers y canal. Prepara 50 bls de fluido para refrescar el sistema de lodos adicionando Pac L para controlar el filtrado más carbonato de calcio. Utiliza natural gel para sellar y aislar compuertas de tanques de lodos.</p> <p>POOH la sarta más el BHA N° 8 desde 2640 ft @ superficie. Quiebra la herramienta direccional y arma el BHA N° 9 con el scrapper para la limpieza del casing de 7" y baja desde superficie @ 1364 ft y desde 1364 ft @ 2385 ft reciprocando los últimos 100 ft. Circula hasta observar retornos limpios durante 30 min con los siguientes parámetros: 60 spm; 210 gpm y 150 psi. POOH la sarta con BHA N° 9 mas el DP de 3 1/2" desde 2385 ft @ superficie. Quiebra el BHA N° 9 con el scrapper. Alista la mesa para la corrida de registros de HLB en hueco revestido. Realiza reunión pre-operacional para corrida de registros. R/U de la unidad de registros de HLB, pero presenta falla la unidad y espera la reparación de la falla. Corre los registros CCL- GR- CBL- CASTF de HLB desde los 203 ft @ 2431 ft. Evalúa los registros de HLB. R/D la herramienta de registros y realiza la reunión pre-operacional para la operación de ensanchamiento del hueco de 8 1/2" @ 11". Arma el BHA N° 10 más el underreaming. Prueba el underreaming con 60 spm; 210 gpm y 200 psi. Espera instrucciones para operación de ensanchamiento. RIH con el BHA N° 10 con el underreaming mas el DP de 3 1/2" desde superficie @ 1841 ft.</p> <p>Continúa bajando la sarta con el BHA N° 10 desde 1841 ft @ 2436 ft. Inicia operación de ensanchamiento de hueco de 8 1/2" @ 11" con los siguientes parámetros: 60 rpm; 60 spm; 210 gpm; 800-850 psi. Continúa ensanchando hueco de 8 1/2" @ 11" desde 2436 ft @ 2640 ft. Circula en fondo hasta obtener retornos limpios @ 2640 ft con los siguientes parámetros: 70 rpm; 50 spm; 250 gpm y 850 psi. Verifica el tope de cemento con 4 klb, o.k. Re-ensancha hueco desde 2436 ft @ 2640 ft. Se notifica la no suficiente presencia de cortes en las shakers en la operación de ensanche y re-ensanche de hueco. Se circula en fondo hasta obtener los retorno limpios. Bombea 20 bls de píldora de limpieza de 155 seg/qt y recupera píldora en el contra pozo. Achica y lava tanque de recibo para verificar residuos sólidos en fondo del tanque de operación de ensanche y re-ensanche, encontrado gran cantidad de residuos sólidos en el fondo de este. Continúa circulando a fondos limpios y acondiciona el lodo para la operación de la corrida del liner de 5 1/2" con una visc de 45 seg/qt. POOH la sarta de DP de 3 1/2" más el BHA N° 10 desde 2640 ft @ superficie. Quiebra el BHA N° 10. Observa underreaming con fractura en parte interna. RIH liner de 5 1/2" con Bull plug desde superficie @ 1601 ft. Transfiere 50 bls de lodo a dewatering. Lava los tanque de reserva. Adiciona al sistema de perforación Pac L para controlar el filtrado y thintex para adelgazar el lodo.</p> <p>Continua bajando el liner de 5 1/2" mas el tubing de 2 7/8" con el gravel packer mas el DP de 3 1/2" desde 1601 ft @ 2640 ft. Levanta la sarta @ 2637 ft y circula hasta obtener retornos limpios. Acondiciona el lodo adicionando Thintex para reducir Visc de 45 seg/qt @ 37 seg/qt viscosidad Marsh para operación de empaquetamiento con grava. Alista las líneas al pot de grava. Posiciona la sarta @ 2637 ft y empaqueta el hueco de 11" con grava mesh 10-16 hasta alcanzar screen out de 500 psi con 150 sxs equivalentes al 133.9 %. Circula en reversa y en directa para acomodación de la grava. Termina operación de empaquetamiento y libera el gravel packer. Saca a superficie sarta de empaquetamiento desde los 2637 ft. Conecta la setting tool con el sello metálico y baja y asienta sello metálico con 1000 lb, o.k. Libera la setting tool mas el tubing de 2 7/8 " desde 2365 ft @ 1190 ft.</p> <p>Lava tanques de reserva y píldora N° 2. Achica lodo de tanque de recibo hacia tanques de lodos. Lava tanque de recibo. Transfiere a dewatering 150 bls de lodo de los tanques de la succión y retorno. Lava los tanques de succión y retorno para preparación de salmuera de completamiento.</p>

Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
 Bogotá, Colombia
 Tel.: 00 - 571-6169022
 Fax: 00 - 571-2180270



DESCRIPCION			
Hueco	8.50 "	Profundidad	3300 ft
Revestimiento	7.00 "	Profundidad	2431 ft
Formaciones	MIOCENO - OLIGOCENO		
Fluido de Perforación	MAXDRILL		
Densidad Máxima	9.3 ppg	Días Totales	18

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION				
PROPIEDAD	PROGRAMA	MINIMA	MAXIMA	TIPICA
Densidad (ppg)	8,6 - 9,1	8.6	9.3	9.0
Viscosidad Embudo (sg/qt)	40 - 60	37	60	49
Viscosidad Plástica (cP)	15 - 22	12	26	19
Punto de Cedencia (lb/100ft ²)	16 - 24	8	26	17
Geles (10"/10'/30')	6/12/20	3/5/9	9/18/23	7/16/20
pH	9,5 - 10	9.0	11.5	10.3
Pérdida de Fluido API (c.c./30min)	< 6,0	4.0	6.5	5.3
Calcio (ppm)	80-100	40	120	80
MBT (lb/bbl-eq)	<20	2.5	22.5	12.5
Cloruros (ppm)	99 - 1000	200	800	500
Glymax (%vol)	0,2 - 0,7	0.05	0.2	0.1
Maxdrill (GPB)	0,1 - 0,2	0.05	0.2	0.1

RESUMEN OPERACIÓN DE PERFORACION
<p>Continúa sacando la sarta de tubería DP de 3 1/2 " más el tubing de 2 7/8" desde 1190 ft @ superficie. Prepara 150 bls de salmuera NaCl de 9.3 ppg en los tanques de succión y el tanque de píldora. Adiciona Cloruro de sodio más Q Cide 14 para contrarrestar proliferación bacteriana. Defoam X como antiespumante y Q TDL -15 como inhibidor de corrosión. Instala la flauta con la tubería de cola de 2 7/8" más el DP de 3 1/2" y baja hasta 2635 ft.</p> <p>Alínea el sistema de lodos para el desplazamiento de lodo por la salmuera de completamiento de NaCl. Bombea 20 bls de agua fresca para evitar contaminación de salmuera con lodo y para limpiar las líneas. Recibe el lodo desplazado en el contrapozo y transfiere 90 bls hacia tanques de Drift. Bombea la salmuera desde el tanque de succión con la bomba N° 1 @ 60 spm; 210 gpm y 200 psi. Achica y lava tanque de cortes para limpiar y realiza cambio hacia el flow line para continuar circulación de la salmuera en circuito corto con el tanque de píldora hasta 3 fondos limpios. Saca la sarta de tubería más la flauta lavando el liner con la salmuera 9.3 ppg. Continúa sacando sarta de tubería hasta superficie.</p>

Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA
 Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
 Bogotá, Colombia
 Tel.: 00 - 571-6169022
 Fax: 00 - 571-2180270



CONCENTRACIONES DEL FLUIDO DE PERFORACION (ppb)				
PRODUCTO	PROGRAMA	MINIMA	MAXIMA	TIPICA
RHEOXAN	0,5 - 1,0	0.30	0.85	0.77
Q-PAC L	1,5 - 2,0	0.91	2.19	1.24
Q-STAR	0,5 - 1,0	0.91	2.08	1.31
GLYMAX	0,2 - 0,7 %	0.08	0.20	0.10
MAX DRILL	0,1 - 0,2 GPB	0.08	0.27	0.08
CARBONATO DE CALCIO M200	10,0 - 15,0	21.41	58.00	32.66
SODA CAUSTICA	0,1 - 0,3	0.12	0.54	0.49
THINTEX	0,13 - 0,5 GPB	0.03	0.17	0.06
BACTERICIDA Q-CIDE 14	0,02 - 0,08 GPB	0.04	0.08	0.07

DESEMPEÑO DEL FLUIDO DE PERFORACION
<p>Se utilizó para esta segunda sección el sistema Q MAXDRILL que consta de una combinación de polímeros (Rheoxan, Q PAC L, Qstar), como viscosificante y controladores de filtrado respectivamente, soda cáustica para ajustar la alcalinidad, carbonato de calcio como material densificante e inhibidores de arcilla con el fin de controlar la alta incorporación de estas al sistema.</p> <p>Se utilizó una combinación de inhibidores entre un inhibidor mecánico tipo Polietilen glicol (Glymax) y un inhibidor químico tipo amina (Maxdrill). El sistema seleccionado para esta sección permitió garantizar las adecuadas propiedades del fluido de perforación y en especial un adecuado control del filtrado en la zona de interés, las cuales tienden a resentirse cuando se perforan formaciones arcillosas debido a la incorporación de sólidos de baja gravedad al sistema y además de un inadecuado equipo de control de sólidos contribuyendo a la alta incorporación de arcillas al sistema.</p> <p>Se mantuvo una buena dilución y refrescamiento del sistema en la etapa final que permitió un desempeño muy favorable en las operaciones. Al terminar la perforación se llegó a un peso de 9,3 ppg por la ineficiencia de las mallas en las shale shakers y el peso tuvo que ser controlado con la centrifuga.</p> <p>Durante el ensanchamiento del hueco de 8" a 11" se mantuvo el peso en 9,2 ppg con lodo fresco y se utilizó Q Pac L para mantener el filtrado en un valor de 5 ml. Durante la perforación de los tapones de cemento, se hizo circuito corto a la píldora con lod, ya que al estar el tapón de fondo aún con el cemento blando ocasionó gran contaminación al lodo, se realizó tratamiento con bicarbonato de sodio y ácido cítrico para contrarrestar la floculación del lodo y los altos valores del pH.</p>

Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
 Bogotá, Colombia
 Tel.: 00 - 571-6169022
 Fax: 00 - 571-2180270



ANALISIS DE VOLUMENES	
DESCRIPCION	VOLUMEN (bbl)
VOLUMEN INICIAL	0
ADICIONES DE AGUA	730
ADICIONES DE QUIMICA	52
ADICIONES DE LODO NUEVO	430
TOTAL INTERVALO	1212
PERDIDAS EN SUPERFICIE	66
PERDIDAS EN ECS	74
PERDIDAS EN FORMACION	0
DEWATERING (Perforando)	305
EVAPORACION	31
DEWATERING FINAL	240
TOTAL PERDIDAS	476
CONSUMO (bbl/ft)	0.17

EQUIPO DE CONTROL DE SOLIDOS					
EFICIENCIA			85.00%		
SHAKERS					
DESCRIPCION			MALLAS USADAS		
DERRICK			110/175/175		
DERRICK			110/175/175		
CENTRIFUGAS					
MARCA	FUNCION	VELOCIDAD (HERTZ)	CAUDAL (gpm)	OVERFLOW (ppg)	UNDERFLOW (ppg)
BROADBENT	LGS	45 - 55	20	9.5	14
HIDROCICLONES					
EQUIPO			DESCRIPCION		
DESARENADOR			2 conos de 12"		
DESILTER			14 conos de 4"		
<p>El Desander trabajó con una eficiencia adecuada y mejoró sustancialmente el desempeño del equipo de control de sólidos al ser cambiadas las mallas a unas más finas 175 mesh permitiendo una mejor limpieza del lodo y el retiró de los sólidos indeseables.</p> <p>Con relación al Desilter la descarga de éste es, directamente en una de las shale shakers donde descarga el flow line, por lo que se incorporan nuevamente al fluido los sólidos separados y no se realiza el trabajo esperado, por lo que no se operó de forma constante, ya que esto hace que su función sea inadecuada.</p> <p>El equipo de control de sólidos se operó continuamente y en las condiciones de trabajo requeridas; en éste intervalo fue muy importante la utilización de las mallas más finas que permitieran a las shale shakers manejar los altos caudales de operación que se requirieron, y una efectiva limpieza del hueco manteniendo la densidad del lodo en los valores manejables. No obstante se puede mejorar mucho más su eficiencia si se atiende a las recomendaciones aquí propuestas.</p>					

Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018

Bogotá, Colombia

Tel.: 00 - 571-6169022

Fax: 00 - 571-2180270



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El sistema utilizado en la sección de 8 1/2" es de un alto rendimiento ya que permite eliminar gran parte de los sólidos de baja gravedad obteniendo un fluido más libre de sólidos no deseados; Se hizo un mejor manejo de los inhibidores permitiendo un encapsulamiento de las arcillas de forma más eficiente y retirándolas en las shale shakers, pero sin embargo se recomienda una mayor concentración de los inhibidores para que su rendimiento sea mucho más eficiente en las zonas críticas y que se pueda mantener constante durante toda la perforación manteniendo las zonas protegidas.

Se recomienda utilizar otra shaker acoplada a las descargas sólidas del Desilter y el Desander para instalarles unas mallas más finas de mesh >180, como corresponde a un mud cleaner, pues la descarga de éstos es directamente en una de las shakers donde descarga el flow line, por tal motivo se incorporan nuevamente al fluido los sólidos separados y no se realiza el trabajo adecuadamente. A pesar de lo mencionado, los equipos operan con eficiencia pero se podría adecuar mejor el sistema para desechar directamente la descarga de los sólidos hacia el catch tank evitando que pasen por las mallas de la shaker nuevamente y mejorando mucho más su eficiencia.

Se recomienda mantener continua la dilución con agua para contrarrestar los efectos causados por la evaporación debido a las altas temperaturas en la zona, ya que esto contribuye a mantener las propiedades del fluido dentro de los rangos requeridos. Al igual que la adición de lodo nuevo al sistema, permite también mejorar las propiedades, refrescar el sistema y ayuda a controlar la cantidad de sólidos indeseables presentes en el fluido.

Se recomienda revisar constantemente el funcionamiento de las válvulas que comunican los tanques y las válvulas de succión de las bombas, debido a que en las diferentes operaciones se presentaron comunicación no deseada entre éstas, filtraciones y fugas entre los compartimentos de los tanques y líneas ocasionando desperdicio del fluido.

Para las operaciones donde se requiere bombear un bache de agua fresca hace falta instalar un línea para que pueda ser bombeada directamente y no tener pérdidas de tiempo por tener que ser bombeada desde los tanques de lodos.

Instalar un flotador o un registrador de nivel del volúmen del tanque de cortes o recibo para que evacúe constantemente el fluido de éste hacia los tanques de lodos y así evitar pérdidas de tiempo por realizarlo manualmente y en ocasiones llenarse hasta el tope, lo cual puede ocasionar derrames de fluido y pérdidas de fluido.

Adaptar un sistema que permita tener una mejor percepción y monitoreo de los cortes o del fluido que sale directamente del flowline, ya que el diseño actual no permite tener una visualización del fluido que está saliendo del pozo, lo cual ocasiona una idea falsa de lo que está retornando del pozo, ya que primero se decanta en el tanque de recibo y muchas veces no alcanza a ser desplazado hacia las shale shakers.

Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
Bogotá, Colombia
Tel.: 00 - 571-6169022
Fax: 00 - 571-2180270



LECCIONES APRENDIDAS

La utilización de Glymax y Q Maxdrill como inhibidores de arcillas facilita los viajes de tubería, mejora la lubricación y mantiene el lodo en óptimas condiciones en las distintas operaciones llevadas a cabo entre ellas como en la toma de registros eléctricos y la corrida de revestimientos y el liner. Este sistema también permite reducir las tasas de dilución en comparación con el sistema anterior (bajo sólidos no disperso) y permite mantener en mejores condiciones las propiedades del fluido por lo tanto se reducen los volúmenes de desecho de este.

El tanque de cortes donde descarga la línea de flujo disminuye taponamientos, pero aumentan los tiempos de operación pues se requiere su limpieza cada vez que haya cambio de fluido, como lo es del lodo por agua y posteriormente el Drill out de agua-cemento por lodo Q Maxdrill y también por la gran acumulación de cortes.

Otro inconveniente presentado en éste mecanismo es, que no se puede observar directamente que está saliendo del hueco lo que dificulta las operaciones como las cementaciones y los taponos, donde se mezcla el agua bombeada y lodo contaminado al caer a este tanque haciendo más severa la contaminaciones.

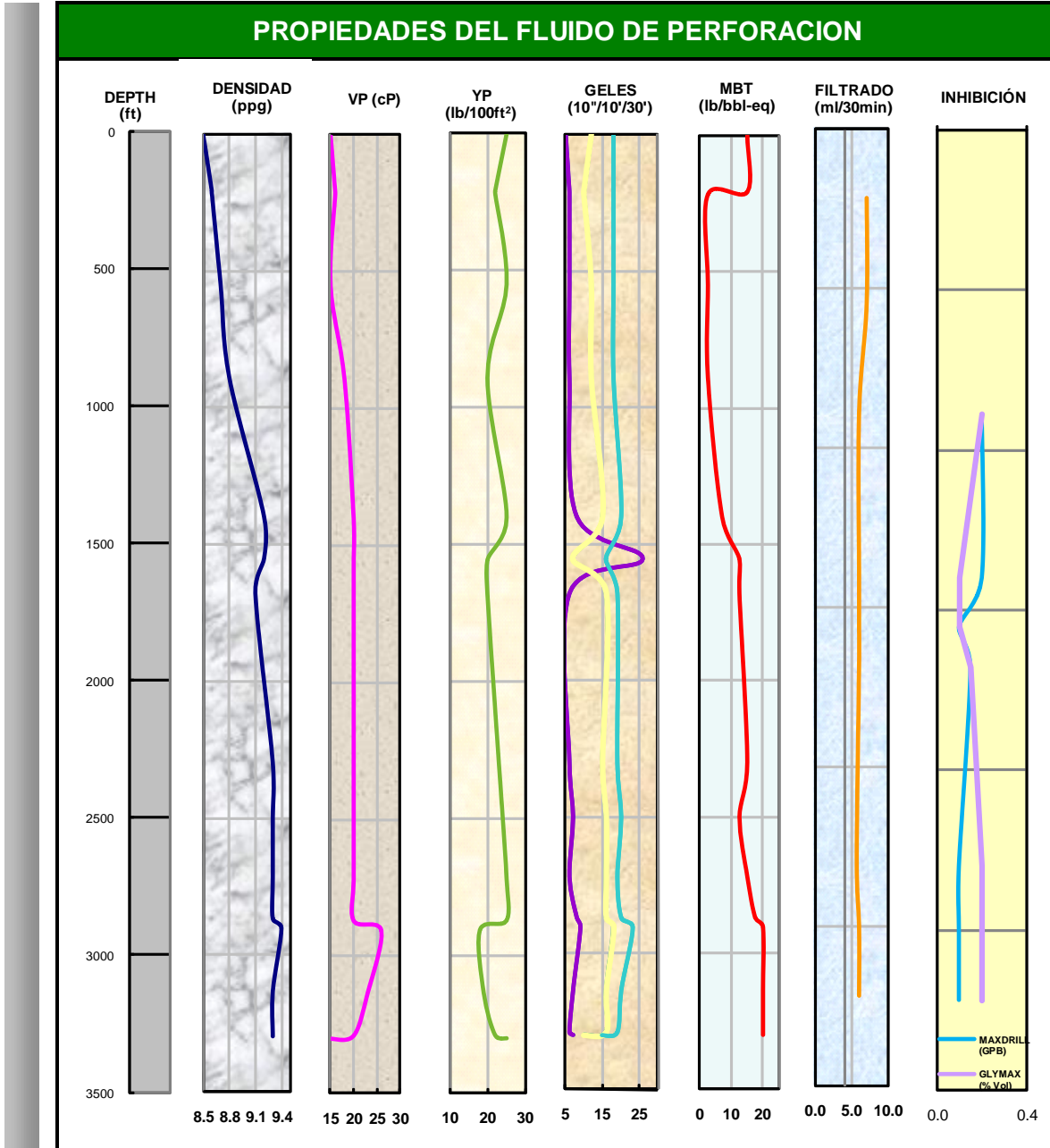
Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
 Bogotá, Colombia
 Tel.: 00 - 571-6169022
 Fax: 00 - 571-2180270



GRAFICAS



Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

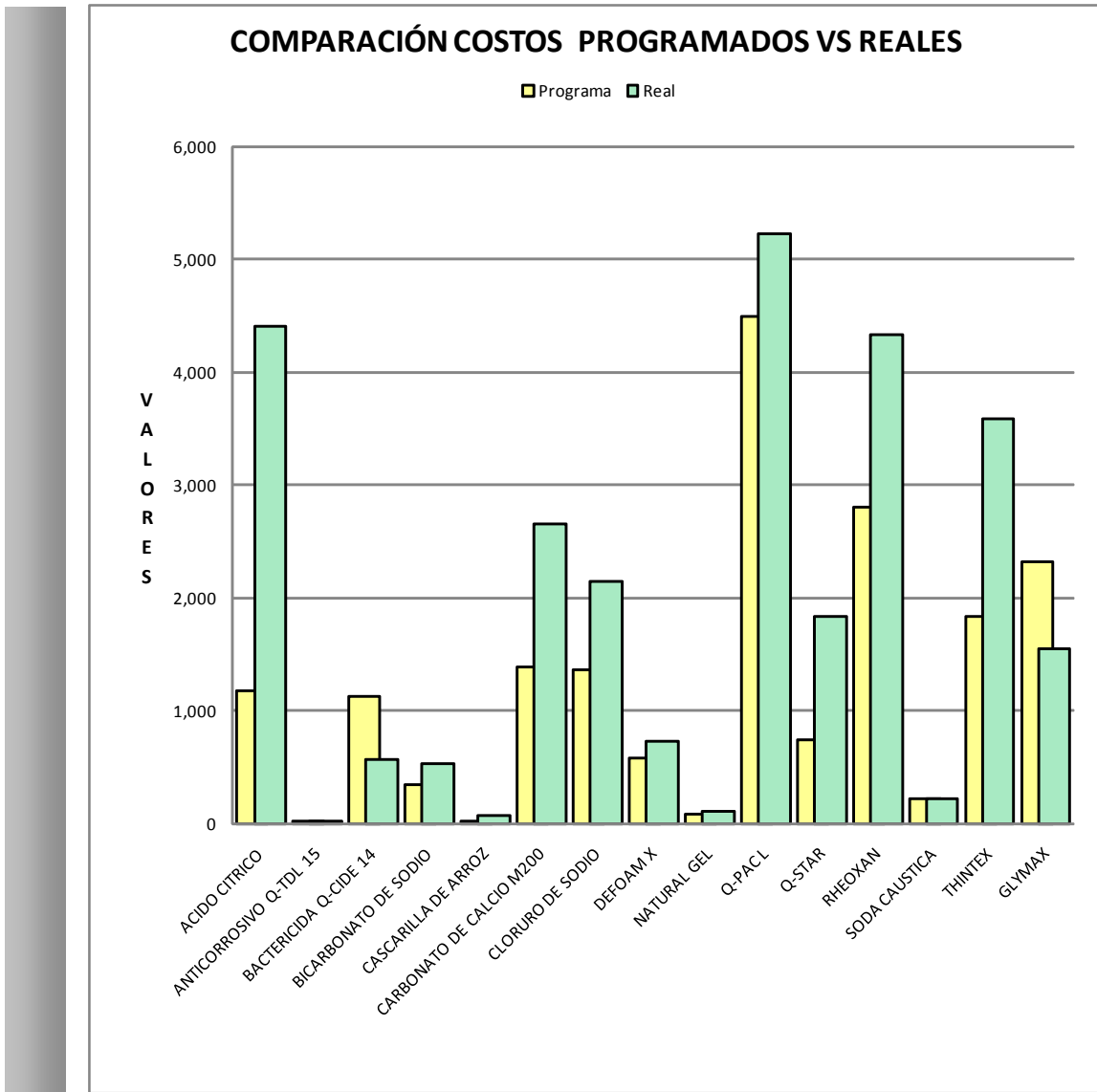
Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018

Bogotá, Colombia

Tel.: 00 - 571-6169022

Fax: 00 - 571-2180270



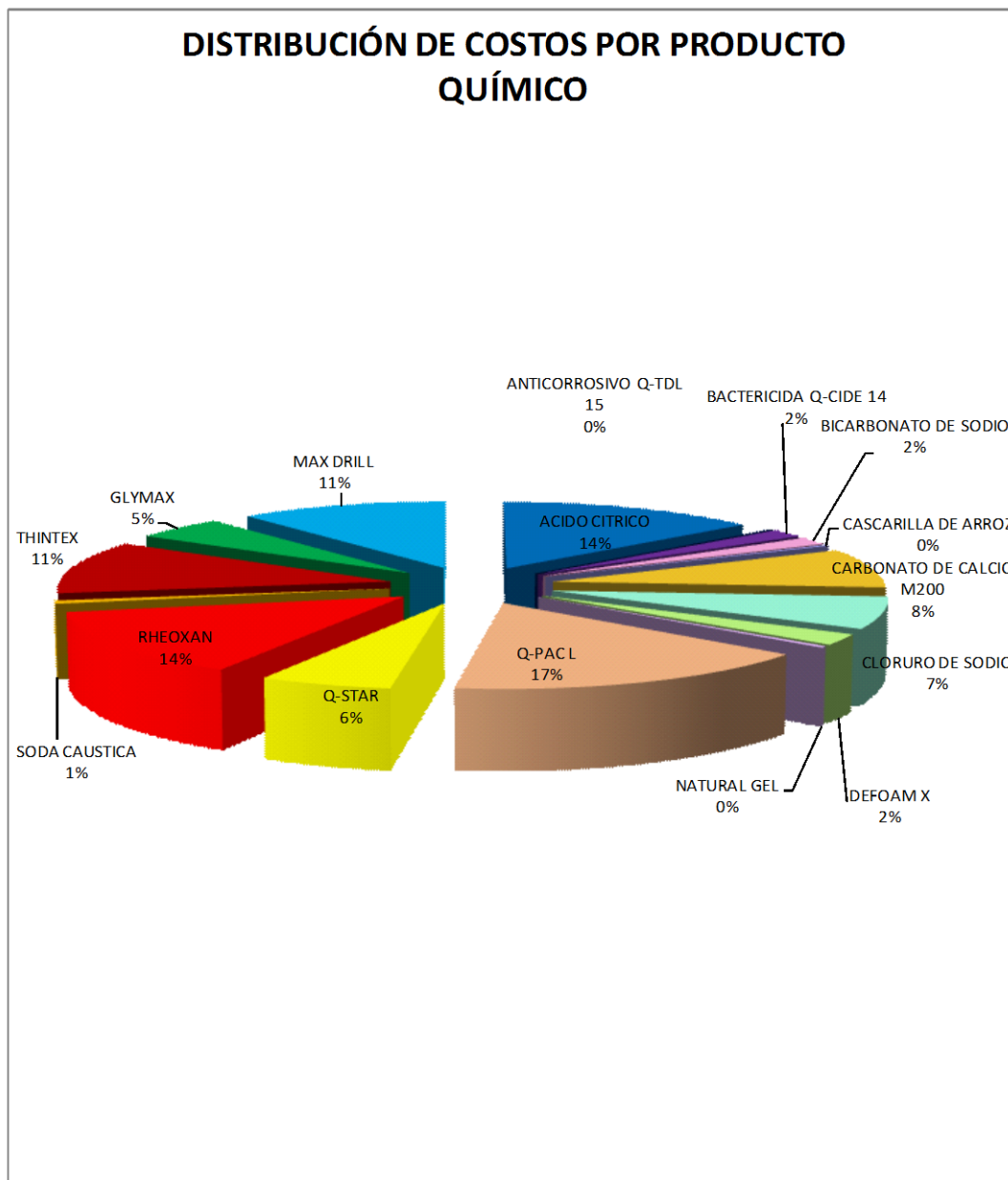


Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
 Bogotá, Colombia
 Tel.: 00 - 571-6169022
 Fax: 00 - 571-2180270





Reporte Final de Fluidos de Perforación

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018



Bogotá, Colombia

Tel: 00 - 571-6169022

Fax: 00 - 571-2180270



ANEXO 2. MODELO DE REPORTES DE FLUIDOS

 																					
DATE: 05-sep-10			REPORT NUMBER: 3			WELL: MORICHE BE 04			RIG /PUSHER: LATCO 02 / OSCAR MUÑOZ												
SPUD DATE 03-sep-10			MUD ENGINEERS: RENATO PEREZ/ SANDRA CACHAYA			ACTIVITY 0 24:00 Hrs			PERFORANDO @ 986,25 FT												
CASING			MUD PUMPS			HYDRAULICS															
20	Conduct.	@ 20	Make :	WEATHERFORD		Casing/ DP:	111	DP/OH:	125	DC/OH:	281										
9 5/8	Surface	@ 205	Liner/ Stk:	6" X 10"		Crt Vel Casing/ DP:	323	Crt Vel DP/OH	325	Crt Vel DC/OH:	383										
	Intermed.	@	Gal/ Stk:	3.56		ECD:	9.41	Bouyancy Fact	0.867	W/out %:											
	Bottom	@	SPM/ GPM:	86	306	Hole Vol. Empty:	70	Hole Vol. W/stt	57	Total Circ:	51										
DRILL STRING			Circ. Pres: 650			Btms/ Up: 7 Surf/Bit: 1.1															
OD ID Length			2 BIT 8 1/2			ANALYSIS OF MUD VOLUMES															
BIT + H/DIRR			Type: TRCEQMCTR			Mud tank		M.W.	Volume	Mud tank		M.W.	Volume								
DC	6 3/4	2 15/16	64.53	Jets: 3 X 13 TFA:		Active	8.8	314	Frac Tank												
JAR	6 3/16	2 1/4	33.62	Jet vel: 251.5 0.3889		Pill															
HWDP	5	3	250.21	HHP @ Bit: 89.7		TOTAL	8.8	314	TOTAL RESER.												
DP	3 1/2	2.754	542.85	Formation MIOCENO																	
BHA # 2		443.40		MD @24:00 hrs: 986.25		DAILY CONSUMPTIONS & COSTS															
MUD PROPERTIES			FLUID: Q MAXDRILL			Material															
Time Sample Taken	hr.	Program	07:00	15:00	22:00	NATURAL_GEL	Unit	Initial	Received	Used	Stock	Cost US\$									
Depth, ft	ft.		217	550	890	EXTENDEDOR DE BENTONITA	2 lbs	2			2										
Pt / Flowline			PIT	PIT	PIT	SODA CAUSTICA	55 lbs	5		1	4										
Flowline Temperature	°F		90	110	110	RHEOXAN	55 lbs	20		4	16										
Mud Weight	ppg	8.6 - 9.1	8.6	8.7	8.8	Q PAC L	50 lbs	23		10	13										
Funnel Viscosity	sec/qt.	40 - 60	45	45	50	Q PAC R	50 lbs														
PV	cp @ 120 °F	15 - 22	16	15	18	Q STAR	50 lbs	38			38										
YP	lb/ 100 ft² @ 120 °F	16 - 24	22	25	20	THINTEX	5 gal	3	16		19										
YS	lb/ 100 ft² @ 120 °F		4	7	4	DEFOAM X	5 gal	6		2	4										
Gels:10 sec/10 min/30 min	@ 120 °F	6/12/20.	6/10/18	6/12/18	6/12/18	Q STOP F,M,G	40 lbs	40			40										
600/300			54/38	55/40	56/38	BICARBONATO DE SODIO	55 lbs														
200/100			28/20	37/27	29/20	CASCARA DE ARROZ	40 lbs	34			34										
6/3			6/5	13/10	6/5	ACIDO CITRICO	110 lbs	5		3	2										
pH Meter		9.5 - 10	9.0	9.5	9.5	CACO3 M 200/325	10 lbs	150		60	90										
Pm			0.80	0.8	0.8	CLORURO DE SODIO	100 lbs														
pf/mf			0,2/0,75	0,2/0,8	0,18/0,9	Q ODE L14	5 gal	18			18										
API Fluid Loss / Filter Cake	32 pulg	< 6,0	7.0	7,0/1,0	6,0/1,0	Q TDL 15	5 gal	2			2										
Water / Oil	% Vol.		98/	97/	97/	MAXDRILL	55 gal	2		1	1										
Solids/ Solids Corrected for Salt %		4 - 8.	2/	3/	4/	GLYMAX	55 gal	2		1	1										
ASG Solids			2.62	2.62	2.61	Daily mud cost US\$	Eng.Cost (Mud) US\$														
LGS/HGS	ppb		18/	25/	32/	Cum. Mud Cost US\$	Tot. Eng. Cost US\$														
LGS/HGS	% Vol.		2/	3/	3/	SOLIDS CONTROL EQUIPMENT						HRS RUN									
Sand	%		0.5	0.7	0.8	Shale Shakers Derrick	3X110	3X84				22/24									
M.B.T.	lb/ bbl eq.	< 20.0	2.5	2.5	2.5	Scalpers															
Chlorides	mg/lt		300	300	300	Desander	2x12"					20/24									
Ca	mg/lt		40	60	60	Mud Cleaner	Desilter : 14 x 4"														
Glymax	% Vol.	0.2 - 0.7	0.2	0.2	0.2	Centrifuges	Sharples (2400 rpm)					Hours	2/24								
Maxdrill	GPB	0.1 - 0.2	0.2	0.2	0.2	Feed Rate						GPM									
						Underflow, ppg						ppg	8.9								
						Overflow, ppg						ppg	10								
n			0.51	0.46	0.56	Min. Siks. To be pumped prior tripping @	986.25 FT =					777									
k			1.62	2.29	1.17	PRODUCT CONCENTRATIONS, PPB / % Vol.*															
C.C.I.			2.22	3.18	1.64	RHEOXAN		0.72	Q PAC L			1.97									
						GLYMAX		0.14	CACO3 M 200/325			28.93									
						SODA CAUSTICA		0.29	MAXDRILL			0.14									
COMMENTS																					
<p>RIG ACTIVITY: Continua armando y bajando BHA N°2 con hta direccional + broca de 8 1/2" hasta 180 ft tope de cemento. Perfora exceso de cemento con agua con circuito corto desde 180 ft @ 200 ft. Realiza prueba de integridad con 900 psi, O.K. Continua perforando exceso de cemento. Perfora zapato @ 205 ft. Continua perforando desde 205 ft @ 217 ft. Realiza cambio de fluido de agua-cemento por lodo de 8.6 ppg. Continua Perforación de hueco de 8 1/2" con BHA N°2 + hta direccionalmente de WTF desde 217 ft @ 380 ft con siguientes parámetros: 300 gpm; 85 spm; 250 psi; 50 rpm; lodo de 8.7 ppg y viscos = 45 seg/qt. Continua perforando con BHA N°2 desde 380 ft @ 729 ft rotado y deslizando con siguientes parámetros: 300 gpm; 86 spm; 250 psi; 50 rpm; 650 psi; WOB = 8 klb; lodo de 8.7 ppg y viscos = 50 seg/qt. Continua perforando desde 729 ft @ 1016 ft.</p> <p>MUD ACTIVITY: Monitorea volúmenes del sistema de lodos y propiedades fisicoquímicas del fluido. Perfora exceso de cemento con agua en circuito corto con tanque de plidora. Realiza cambio de agua-cemento por lodo Q Maxdrill así: Bomba 20 bis de agua fresca como espaciador para evitar contaminación del lodo con agua-cemento y desplaza fluido agua-cemento hacia catch tank. Desplazamiento O.k. Lava tanques de lodos, tanque de recibo, líneas y canales. Prepara 200 bis de lodo Q Maxdrill incorporando lentamente al sistema de lodos.</p> <p>NOTA: Recibe productos químicos según ST. MBED4-03</p>																					
<p>CHARLA HSE M.SDS SODA CAUSTICA</p> <table border="1"> <tr> <td>Dilution, Bbl/ft</td> <td>Daily :</td> <td>0.19</td> <td>Section :</td> <td>0.32</td> </tr> <tr> <td>Cost / ft (USD)</td> <td>Daily :</td> <td>\$8.84</td> <td>Section :</td> <td>\$11.20</td> </tr> </table>												Dilution, Bbl/ft	Daily :	0.19	Section :	0.32	Cost / ft (USD)	Daily :	\$8.84	Section :	\$11.20
Dilution, Bbl/ft	Daily :	0.19	Section :	0.32																	
Cost / ft (USD)	Daily :	\$8.84	Section :	\$11.20																	
<p>Inclin: 31.69°, Azimuth:126.56°, TVD: 952.40 ft, KOP: 270 ft, DL: 1.69/100 ft</p>																					
Co. Man: Name and signature			Mud Engineer Signature																		
ENG. JULIO MONTENEGRO			ENG. R. PEREZ/S. CACHAYA																		
			Starting Volume			ACTIVE			RESERVE			LOSSES ANALYSIS									
			bbls			180						Surface			2						
			Transferred Reserve			bbls						Shakers/Cvg's			5						
			Received Reserve			bbls						Mud Cleaner									
			Chemicals			bbls			9			Dewatering									
			WATER			bbls			191			Centrifuges									
			Total Additions			bbls			200			Sub/surface									
			Daily Surf. Losses			bbls			9			Evaporated			2						
			Cum. surf. losses			bbls			9			Transf.Frac Tk									
			Daily S/ Surf.losses			bbls															
			Cum. S/ Surf. losses			bbls						TOTAL			9						
			Final Volume			bbls			371												
			Section mud Made			bbls			380			Water Evap.									
			Cum. Mud made			bbls			380			Water for Evp.									

REPORTE FINAL DE FLUIDOS DE COMPLETAMIENTO



HOATZIN SUR 02
OROCUE, CASANARE

Preparado Por:	SANDRA CACHAYA <i>Ingenieros de Fluidos</i>
Revisado Por:	JULIO ERNESTO CALVACHE / DEUVIGILDO MENDOZA <i>Gerente de Operaciones / Coordinador de Operaciones</i>
Fecha:	MAYO 10 DEL 2011

Reporte Final de Fluidos de Completamiento

Q'MAX SOLUTIONS COLOMBIA

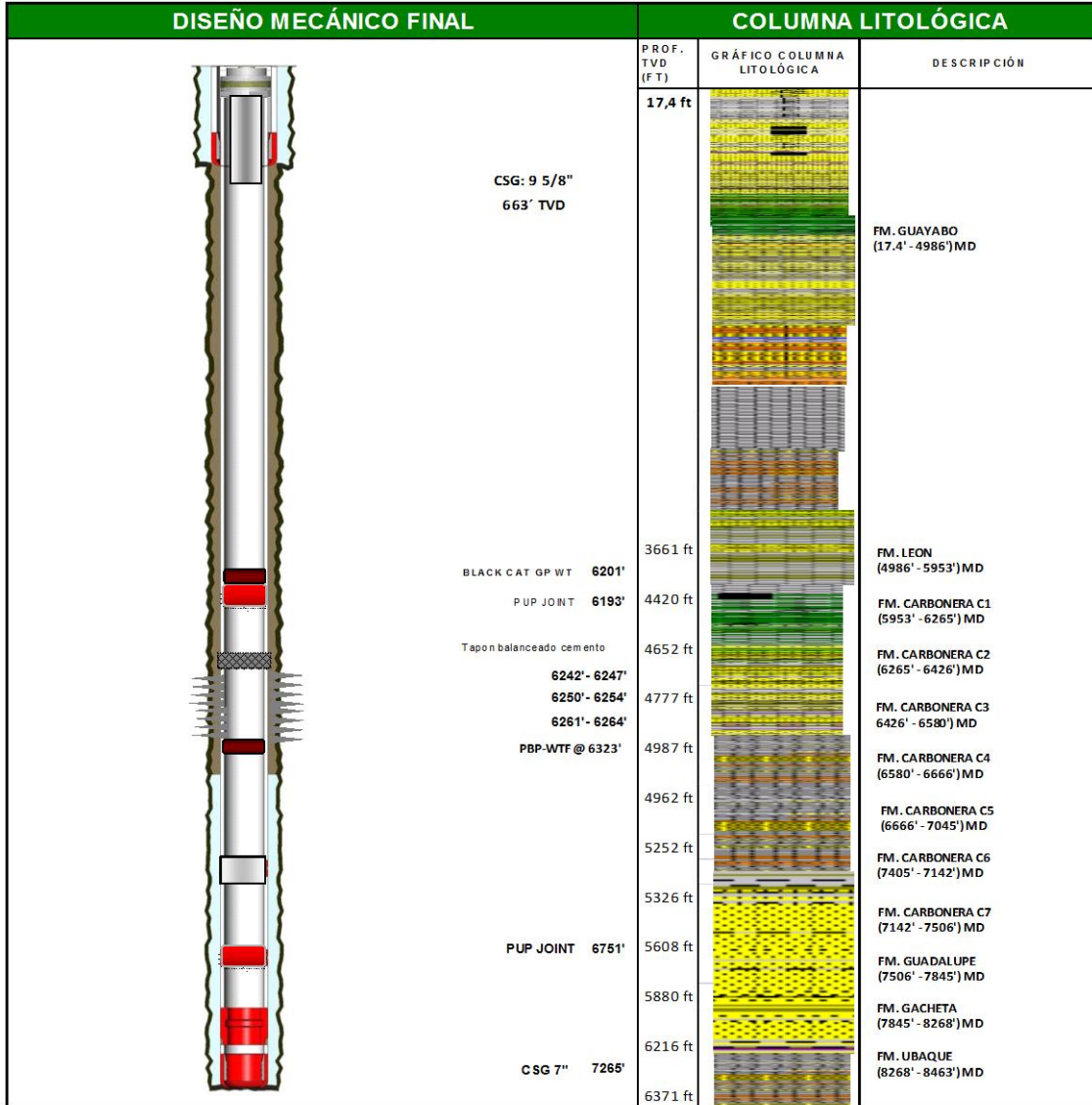
Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
Bogotá, Colombia
Tel.: 00 - 571-6169022
Fax: 00 - 571-2180270



GENERALIDADES

HOATZIN SUR 02

NOMBRE POZO	HOATZIN SUR 02					
OPERADORA	RAMSHORN INTERNATIONAL LIMITED					
EQUIPO	DISCOVERY 3					
LOCALIZACIÓN	OROCUE, CASANARE					
FECHA DE INICIO	6-abr-11		FECHA FINALIZACIÓN		9-may-11	
PROFUNDIDAD TOTAL	7265 ft		TIEMPO DE OPERACIÓN		34 Días	
DESVIACIÓN MAX./KOP	25.76 °	750 ft	TEMPERATURA MAX.	140 °F	DENSIDAD MAX.	8.4 ppg



Reporte Final de Fluidos de Completamiento

Q'MAX SOLUTIONS COLOMBIA
 Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
 Bogota, Colombia
 Tel.: 00 - 571-6169022
 Fax.: 00 - 571-2180270



DESCRIPCIÓN			
Diámetro del Hueco	8 1/2"	Profundidad alcanzada	7270 ft
Diámetro del Revestimiento	7 "	Profundidad del zapato	7265 ft
Diámetro Interno del Revestimiento	6.276"	Ángulo de desviación	25.76 °
Densidad Máxima de la Salmuera	8.4 ppg	Tiempo de operación	34
Fluido de Completamiento usado	SALMUERA FORMIATO DE SODIO		
Formaciones Cañoneadas y probadas	CARBONERA 7 / GACHETA		

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE COMPLETAMIENTO				
PROPIEDAD	PROGRAMA	MÍNIMA	MÁXIMA	TÍPICA
Densidad (ppg)	8.4	8.4	8.4	8.4
pH	7	7.0	7.0	7.0
Cl ⁻ (ppm)	200	100	175	187.5
NO ₃ ⁻	0 - 400	0	400	200

RESUMEN OPERACIÓN DE COMPLETAMIENTO

Realizó reunión pre- spud el día 06 de Abril de 2011 en la locación para dar inicio a la operación en el pozo Hoatzin sur 02. RIH BHA No.1 y tocó TOC @7174 ft. Circuló en directa para desplazar agua del pozo por salmuera de formiato de sodio de 8.4 ppg y bombeó @ 3.8 bpm; 200 psi en la bomba. Bombeó 260 bls de salmuera. Continuó bombeando 10 bls de píldora viscosa, más 30 bls de píldora de Baraklean, más 30 bls de píldora viscosa y continuó desplazando con salmuera de formiato de sodio de 8.4 ppg @ 2.2 bpm y 150 psi. Recibió 30bls de píldora de Baraklean y 66 bls de píldora viscosa mezclada con salmuera. Continuó bombeando salmuera de formiato de sodio de 8.4 ppg hasta circular 1.5 veces la capacidad del pozo. RIH registros eléctricos. Suabeó y achicó 18 bls de salmuera dentro de la tubería para crear desbalance en la columna. Armó la unidad de registros eléctricos y equipo de presión. Probó equipo de presión con 300 psi x 5 min., y 1,200 psi x 10 min., o.k. Armó y bajó sarta de cañones Casing Gun de 4 1/2" con cargas de alta penetración a 12 spf y cañoneó los intervalos (6242'- 6247' y 6250'- 6254'). POOH sarta de cañones Casing gun. RIH sarta general de pruebas con standing valve de 2.75" pre-instalada conejeando tubería, llenando y realizando prueba de presión a la tubería cada 1.000 ft con 1.200 psi durante 10 min. A los 96 dobles y 1 sencillo (punta de tubería a 3176.22 ft) no mantiene nivel de fluido en la tubería y la presión cae, sacó standing valve, revisó, y sacó en paradas a la torre para inspeccionar tubería y detectar fuga o tubería rota. POOH BHA No.2 desde 873 ft @ 115.97 ft. Revisó standing valve, probó o.k. Continuó bajando hasta ubicar punta del BHA No. 2 en 2170.44 ft, a ésta profundidad probó sin éxito. Sacó hasta 1451.30 ft y probó, o.k. Bajó, llenó y probó sarta de tubería. Probó @ 4854.48 ft sin éxito. POOH en paradas a la torre desde 4854 ft @ 4597.78 ft, probó con 1200 psi por 10 min, o.k. RIH sarta de 3 1/2" desde 4597.78 ft @ 6080.68 ft y probó con 1200 psi por 10min, o.k. Unidad de slick line pescó y sacó standing valve @ 6122 ft. Bajó y pescó segunda standing valve @ 6163 ft. Sentó empaque a 6160 ft. Realizó operación de suabeo para estimular intervalos a probar (6242 ft - 6247 ft y 6250 ft - 6254 ft). Esperó luz día para continuar operación de swabbing. Continuó pozo cerrado registrando presiones. Abrió pozo con choque a 1/8" ; presión 18 psi y cae a 5 psi en 15 min. Reanudó operación de swabbing a intervalo (6242 ft -6247ft y 6250 ft - 6254 ft). Realizó cierre del pozo. Esperó luz día para continuar operación de swabbing. Continuó pozo cerrado registrando presiones. Abrió pozo con choque a 1/8"; presión 32 psi y cae a 0 psi. Reanudó operación de swabbing a intervalo (6242 ft - 6247f t y 6250 ft - 6254 ft). Realizó cierre de pozo.

Desasentó empaque. Cía. Erazo Valencia intentó realizar correlación sin éxito, intentó nuevamente correlacionar y sentó empaque a 6248 ft con 15 KLbs de peso. Suabeó intervalo 6250 ft - 6254 ft. Desasentó empaque y verificó fluido estático. Se recomendó circular el pozo antes de sacar empaque. No se circuló y se procedió a sacar empaque. Finalizó de sacar BHA No.2. y Cía. Erazo Valencia corrió canasta y calibró csg 7" de 26 #. Cía. SLS corrió sand bailer y verificó fondo a 6920 ft. Cía. Erazo Valencia corrió y sentó PBP a 6310 ft, o.k. RIH BHA No.3 con difusor de cemento y sarta de 3 1/2" RWO hasta 6283 ft. Realizó desplazamiento de agua de formación por salmuera de 8.4 ppg y bombeó 305 bls de salmuera, retorno 305 bls de fluido de formación (agua + crudo) en tanque de Cía. Sertecpet. Continuó recirculando en el tanque del Rig hasta completar 330 bls de salmuera formiato de sodio de 8,4ppg bombeada. Bombeó 75 bls de salmuera 8.4ppg a 2.9 bpm y 150 psi en la bomba.

Cerró pipe rams y realizó prueba de inyección. Cía. Halliburton realizó cementación de tapón balanceado. Bombeó 10 bls de agua, 3.3 bls de lechada de cemento de 16.0 ppg y desplazó con 46 bls de salmuera de 8.4 ppg. Sacó 8 dobles a la torre, ubicó punta a 5782.48 ft y reversó con 85 bls de salmuera 8,4 ppg. Preventor anular y pipe rams cerrados. Esperó fragüe de cemento. POOH difusor de cemento con sarta de 3 1/2" RWO. RIH BHA No.4 (junk mill, junk basket y spedd well) con sarta de 3 1/2" RWO desde superficie hasta encontrar tope de cemento a 6235 ft. Perforó cemento hasta 6285 ft. Parámetros: 12 spm, 200 psi en la bomba. Bombeó 5 bls de píldora viscosa 120 seg/qt, la retorna al tanque de viaje, y circuló hasta retornos limpios. o.k. Probó integridad del csg 7" 26 # con 1500 psi X 10min, o.k. Continuó perforando cemento hasta 6310 ft, tope del PBP.

Reporte Final de Fluidos de Completamiento

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
Bogotá, Colombia
Tel.: 00 - 571-6169022
Fax: 00 - 571-2180270



DESCRIPCIÓN			
Diámetro del Hueco	8 3/4"	Profundidad alcanzada	7270 ft
Diámetro del Revestimiento	7 "	Profundidad del zapato	7265 ft
Diámetro Interno del Revestimiento	6.276"	Ángulo de desviación	25.76 °
Densidad Máxima de la Salmuera	8.4 ppg	Tiempo de operación	34
Fluido de Completamiento usado	SALMUERA FORMIATO DE SODIO		
Formaciones Cañoneadas y probadas	CARBONERA 7 / GACHETA		

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE COMPLETAMIENTO				
PROPIEDAD	PROGRAMA	MÍNIMA	MÁXIMA	TÍPICA
Densidad (ppg)	8.4	8.4	8.4	8.4
pH	7	7.0	7.0	7.0
Cl ⁻ (ppm)	200	100	175	187.5
NO ₃ ⁻	0 - 400	0	400	200

RESUMEN OPERACIÓN DE COMPLETAMIENTO
<p>Perforó y avanzó hasta 6318 ft. Paró circulación, trabajo junk basket reciprocando suavemente 3 veces. Bombeó 5 bls de píldora viscosa, desplazó con salmuera 8.4 ppg y recibió píldora en tanque de viaje. Continué bajando hasta 6821 ft, fondo encontrado. Sacó 1 parada, bombeó 20bls de píldora viscosa, desplazó con salmuera hasta retornos limpios. Parámetros de bombeo: 3 bpm, 0psi en bomba. POOH BHA No.4 con sarta de 3 1/2" RWO en paradas a la torre desde 682 1ft hasta superficie. Intentó suabear, encontró nivel de fluido a 720 ft, no fue necesario suabear. la Cía. Erazo Valencia intento bajar herramienta para correlacionar, sin éxito, reventó cable de unidad de wireline. Intentó nuevamente. RIH BHA No.5 con sarta de 3 1/2" RWO hasta 6254 ft, sentó empaque a 6224 ft, probó con 500 psi, o.k. Realizó operación de suabeo. Probó pozo con choque de 1/8". Continué pozo cerrado. Realizó operación de suabeo. Pozo en prueba. Desasentó empaque y POOH BHA con tubería de 3 1/2" RWO en paradas a la torre, con la parada 31 afuera, bombeó 30bls de salmuera formiato de sodio 8,4ppg para compensar desplazamiento de la tubería, no se obtuvo retorno, el pozo tomó 15bls. Esperó unidad Wireline de Erazo Valencia y realizó operación de corrida de canasta. Sentó PBP a 6295 ft. Cía. Erazo Valencia realizó tres intentos y cañoneo el intervalo 6261-6264 ft. RIH sarta 3 1/2" RWO con empaque y esperó luz día para operación de suabeo. Posicionó empaque y sentó a 6189 ft, probó integridad con 500 psi X 10min, o.k. Esperó luz día. Realizó operación de suabeo intervalo (6261-6264 ft), 50 corridas, 109.4bls recuperados, 3% de arena, 70% de agua.</p> <p>Retiró equipo de swabbing. Cía. Erazo Valencia desasentó empaque. Sacó 5 dobles a la torre. Cía. SLS bajó a tocar fondo a 5353 ft dentro de la tubería, encontró una posible obstrucción. POOH sarta de 3 1/2" RWO en paradas a la torre hasta superficie, recuperó arena; profundidad arenadas 6112.77 ft hasta 5674.25 ft. Cía. SLS corrió impresion block y encontró tope de arena a 6290 ft. Bajó sand bailer de 2", recuperó en superficie sin ninguna muestra. Bajó por segunda vez con la misma herramienta y sacó 1 gal de arena, el tope de arena encontrado fue a 6290 ft. Preparó 25 bls de píldora viscosa de 120 seg/qt en el tanque de píldora para operación de limpieza de arena en fondo del pozo. RIH sarta de 3 1/2" RWO desde superficie hasta 6217 ft punta de la tubería. Sentó empaque a 6189,4 ft e Inicó operación de swabbing. Realizó 3 viajes, acumulando 8bls. Continué el pozo cerrado. Realizó operación de suabeo. Quitó copas y mandriles y bajó a verificar fondo, encontrando tope de arena a 1150 ft. Total corridas de swabbing 66, 103.71 bls acumulados. Continué POOH sarta de tubería de 3 1/2" RWO + BHA de prueba desde 1378 ft @ superficie. R/U herramienta de wireline SLS con sand bailer para verificar fondo @ 6284 ft. POOH sarta a superficie. R/D herramienta de wireline. Esperó unidad de registros. Realizó reunión pre-operacional con personal de HS-LUPATECH. Alistó sarta de cañones. Instala Flange. R/U sarta de cañones sin lubricador. PIH sarta de cañones de 4 1/2" x 12 disparos/ft. Encontró tope de arena @ 6226 ft. fondo del pozo @ 6284 ft. POOH y R/D sarta de cañones. Instaló campana y líneas a la bomba. Armó BHA con broca de 6 1/4" con sarta de tubería de 3 1/2" y bajó desde superficie @ 4928 FT. Continué bajando sarta de tubería de 3 1/2" desde 4918 ft @ 6223 ft donde tocó tope de arena con 4000 lbs de peso. Conectó kelly y rompíó circulación. Circuló en directa para operación de limpieza de arena desde 6224 ft @ 6295 ft. Bombeo píldoras viscosas en baches de 5 bls de 120 seg/qt con siguientes parámetros: 80 spm; 2,2 bpm. Esperó retorno de píldoras y circuló hasta retornos limpios. POOH 3 dobles a la torre y bajo nuevamente a verificar fondo con sarta de tubería de 3 1/2". Tocó fondo @ 6293 ft. POOH sarta de tubería de tubería de 3 1/2" RWO desde 6293 ft a la torre. Esperó unidad de registros con personal de HS-LUPATECH. Preparó 100 bls de salmuera de Formiato de Sodio de 8.4 ppg + aditivos y esperó unidad de registros de Compañía HS. Continué POOH sarta de tubería de 3 1/2" RWO desde 323.23 ft @ 0 ft a la torre. Instaló campana y adapter flange. Realizó reunión pre-operacional y de seguridad por parte de HS para operación de registros y cañoneo. Armó unidad de registro eléctricos y sarta de cañones de 4 1/2" y 12 spf.</p> <p>Corrió registros eléctricos GR-CCL Cañoneó intervalo de interés desde 6242 ft @ 6247 ft. No hubo manifestación en superficie. R/D unidad de WL de HS. Realizó reunión pre-operacional para corrida de empaque de WTF HD 7" & TSU 7" con BHA No. 8.</p>

Reporte Final de Fluidos de Completamiento

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
 Bogotá, Colombia
 Tel.: 00 - 571-6169022
 Fax: 00 - 571-2180270



DESCRIPCIÓN			
Diámetro del Hueco	8 3/4"	Profundidad alcanzada	7270 ft
Diámetro del Revestimiento	7 "	Profundidad del zapato	7265 ft
Diámetro Interno del Revestimiento	6.276"	Ángulo de desviación	25.76 °
Densidad Máxima de la Salmuera	8.4 ppg	Tiempo de operación	34
Fluido de Completamiento usado	SALMUERA FORMIATO DE SODIO		
Formaciones Cañoneadas y probadas	CARBONERA 7 / GACHETA		

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE COMPLETAMIENTO				
PROPIEDAD	PROGRAMA	MÍNIMA	MÁXIMA	TÍPICA
Densidad (ppg)	8.4	8.4	8.4	8.4
pH	7	7.0	7.0	7.0
Cl ⁻ (ppm)	200	100	175	187.5
NO ₃ ⁻	0 - 400	0	400	200

RESUMEN OPERACIÓN DE COMPLETAMIENTO
<p>Perforó y avanzó hasta 6318 ft. Paró circulación, trabajo junk basket reciprocando suavemente 3 veces. Bombeó 5 bls de píldora viscosa, desplazó con salmuera 8.4 ppg y recibió píldora en tanque de viaje. Continuó bajando hasta 6821 ft, fondo encontrado. Sacó 1 parada, bombeó 20 bls de píldora viscosa, desplazó con salmuera hasta retornos limpios. Parámetros de bombeo: 3 bpm, 0 psi en bomba. POOH BHA No.4 con sarta de 3 1/2" RWO en paradas a la torre desde 6821 ft hasta superficie. Intentó suabear, encontró nivel de fluido a 720 ft, no fue necesario suabear. la Cía. Erazo Valencia intentó bajar herramienta para correlacionar, sin éxito, reventó cable de unidad de wireline. Intentó nuevamente. RIH BHA No.5 con sarta de 3 1/2" RWO hasta 6254 ft, sentó empaque a 6224 ft, probó con 500 psi, o.k. Realizó operación de suabeo. Probó pozo con choque de 1/8". Continuó pozo cerrado. Realizó operación de suabeo. Pozo en prueba. Desasentó empaque y POOH BHA con tubería de 3 1/2" RWO en paradas a la torre, con la parada 31 afuera, bombeó 30 bls de salmuera formiato de sodio 8,4 ppg para compensar desplazamiento de la tubería, no se obtuvo retorno, el pozo tomó 15 bls. Esperó unidad Wireline de Erazo Valencia y realizó operación de corrida de canasta. Sentó PBP a 6295 ft. Cía. Erazo Valencia realizó tres intentos y cañoneo el intervalo 6261-6264 ft. RIH sarta 3 1/2" RWO con empaque y esperó luz día para operación de suabeo. Posicionó empaque y sentó a 6189 ft, probó integridad con 500 psi X 10 min, o.k. Esperó luz día. Realizó operación de suabeo intervalo (6261-6264 ft), 50 corridas, 109.4bls recuperados, 3% de arena, 70% de agua.</p> <p>Retiró equipo de swabbing. Cía. Erazo Valencia desasentó empaque. Sacó 5 dobles a la torre. Cía. SLS bajó a tocar fondo a 5353 ft dentro de la tubería, encontró una posible obstrucción. POOH sarta de 3 1/2" RWO en paradas a la torre hasta superficie, recuperó arena; profundidad arenadas 6112.77 ft hasta 5674.25 ft. Cía. SLS corrió impression block y encontró tope de arena a 6290 ft. Bajó sand bailer de 2", recuperó en superficie sin ninguna muestra. Bajó por segunda vez con la misma herramienta y sacó 1 gal de arena, el tope de arena encontrado fue a 6290 ft. Preparó 25 bls de píldora viscosa de 120 seg/qt en el tanque de píldora para operación de limpieza de arena en fondo del pozo. RIH sarta de 3 1/2" RWO desde superficie hasta 6217 ft punta de la tubería. Sentó empaque a 6189,4 ft e inició operación de swabbing. Realizó 3 viajes, acumulando 8 bls. Continuó el pozo cerrado. Realizó operación de suabeo. Quitó copas y mandriles y bajó a verificar fondo, encontrando tope de arena a 1150 ft. Total corridas de swabbing 66, 103.71 bls acumulados. Continuó POOH sarta de tubería de 3 1/2" RWO + BHA de prueba desde 1378 ft @ superficie. R/U herramienta de wireline SLS con sand bailer para verificar fondo @ 6284 ft. POOH sarta a superficie. R/D herramienta de wireline. Esperó unidad de registros. Realizó reunión pre-operacional con personal de HS-LUPATECH. Alistó sarta de cañones. Instala Flange. R/U sarta de cañones sin lubricador. PIH sarta de cañones de 4 1/2" x 12 disparos/ft. Encontró tope de arena @ 6226 ft. fondo del pozo @ 6284 ft. POOH y R/D sarta de cañones. Instaló campana y líneas a la bomba. Armó BHA con broca de 6 1/4" con sarta de tubería de 3 1/2" y bajó desde superficie @ 4928 FT. Continuó bajando sarta de tubería de 3 1/2" desde 4918 ft @ 6223 ft donde tocó tope de arena con 4000 lbs de peso. Conectó kelly y rompió circulación. Circuló en directa para operación de limpieza de arena desde 6224 ft @ 6295 ft. Bombeo píldoras viscosas en baches de 5 bls de 120 seg/qt con siguientes parámetros: 80 spm; 2,2 bpm. Esperó retorno de píldoras y circuló hasta retornos limpios. POOH 3 dobles a la torre y bajo nuevamente a verificar fondo con sarta de tubería de 3 1/2". Tocó fondo @ 6293 ft. POOH sarta de tubería de tubería de 3 1/2" RWO desde 6293 ft a la torre. Esperó unidad de registros con personal de HS-LUPATECH. Preparó 100 bls de salmuera de Formiato de Sodio de 8.4 ppg + aditivos y esperó unidad de registros de Compañía HS. Continuó POOH sarta de tubería de 3 1/2" RWO desde 323.23 ft @ 0 ft a la torre. Instaló campana y adapter flange. Realizó reunión pre-operacional y de seguridad por parte de HS para operación de registros y cañoneo. Armó unidad de registro eléctricos y sarta de cañones de 4 1/2" y 12 spf.</p> <p>Corrió registros eléctricos GR-CCL. Cañoneó intervalo de interés desde 6242 ft @ 6247 ft. No hubo manifestación en superficie. R/D unidad de WL de HS. Realizó reunión pre-operacional para corrida de empaque de WTF HD 7" & TSU 7" con BHA No. 8.</p>

Reporte Final de Fluidos de Completamiento

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
Bogotá, Colombia
Tel.: 00 - 571-6169022
Fax: 00 - 571-2180270



DESCRIPCIÓN			
Diámetro del Hueco	8 3/4"	Profundidad alcanzada	7270 ft
Diámetro del Revestimiento	7 "	Profundidad del zapato	7265 ft
Diámetro Interno del Revestimiento	6.276"	Ángulo de desviación	25.76 °
Densidad Máxima de la Salmuera	8.4 ppg	Tiempo de operación	34
Fluido de Completamiento usado	SALMUERA FORMIATO DE SODIO		
Formaciones Cañoneadas y probadas	CARBONERA 7 / GACHETA		

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE COMPLETAMIENTO				
PROPIEDAD	PROGRAMA	MÍNIMA	MÁXIMA	TÍPICA
Densidad (ppg)	8.4	8.4	8.4	8.4
pH	7	7.0	7.0	7.0
Cl ⁻ (ppm)	200	100	175	187.5
NO ₃ ⁻	0 - 400	0	400	200

RESUMEN OPERACIÓN DE COMPLETAMIENTO
<p>RIH BHA No. 8 con tubería de 3 1/2" RWO hasta 6258 ft. Sentó empaque TSU 7" @ 6258 ft con 15000 libras de peso, o.k. Sacó parada No.99 a la torre + 1jta y sentó empaque HD 7" @ 6182 ft. Realizó prueba de sello de empaque con 500 psi, o.k. Anular cerrado. Instaló unidad de swabbing. Chequeó y cambio marcas, copas y gomas del oil saver. Alistó líneas al choke manifold de Sertecpet y esperó luz día para iniciar operación de suabeo del intervalo 6242 ft @ 6247 ft. Encontró nivel del fluido @ 25 ft del intervalo. Corrió 69 viajes desde 6217 ft @ 325 ft recuperó 94.43 bls de fluido. Cambió gomas + cauchos del oil saver. Continuó operación de suabeo encontró nivel del fluido @ 570 ft. Corrió 81 viajes desde 570 ft @ 770 ft recuperó 123.89 bls de fluido. Cambió marcas a cable de 9/16". Paró operación de suabeo x tormenta eléctrica. Continuó operación de suabeo y encontró nivel del fluido @ 642 ft. Corrió 95 viajes desde 642 ft @ 842 ft recuperó 146.75 bls totales de fluido agua-aceite en operación de suabeo. Desistalo lubricador + barras + árbol de suabo. Llenó el tubing de 3 1/2" con salmuera para balancear columna y desasentar empaque HD de 7" de WTF. Conectó parada No.99 y bajó a pescar empaque. Encontró tope de arena @ 6219 ft. (39 ft de arena). Alistó líneas para circular en reversa y limpiar arena. Cerró anular y circuló en reversa x 10 min desde 6241 ft @ 6241.10 ft. Circuló en fondo y pescó empaque HD de 7" de WTF @ 6258 ft. Desasentó empaque O.k. POOH sarta de tubería de 3 1/2" + BHA No.8 llenando cada 5 dobles desde 6258 ft @ 0 ft. Desconectó BHA No.8. Armó y bajó BHA No.9. RIH sarta de tubería de 3 1/2" + BHA No.9 con cuello dentado desde superficie @ 6263 ft donde encontró tope de arena. Sacó 1 doble a la torre y conectó para limpiar arena desde 6263 ft @ 6275 ft. Llenó el pozo con 20 bls. Continuó circulando en directa @ 6294 ft. Paró circulación. Desconectó kelly y quebró 199 paradas a los racks. Sacó a la torre 3 paradas dobles quedando la punta de tubería @ 6055 ft. Esperó unidad de cementación de HLB. Recibió aprox. 270 bls de agua dulce y filtró en unidad de filtración descargando en frac tank. Preparó 240 bls de salmuera de Formiato de sodio con agua dulce filtrada de 8.4 ppg + aditivos.</p> <p>RIH sarta de tubería de 3 1/2" desde 6055.37 ft @ 6291.77 ft. tocando fondos limpios. Circuló en directa bombeando 20 bls de agua fresca como colchón de agua para cambio de fluido contaminado + 290 bls de salmuera limpia de 8.4 ppg hasta retomos limpios. Realizó reunión pre-operacional para operación de tapón balanceado de cemento por HLB. Probó líneas con 500-3000 psi, o.k. Anular cerrado. Realizó prueba de inyección con 5 bls y 500 psi, o.k. Bombeo tapón de cemento balanceado según programa de HLB. R/D cabeza de cementación y líneas de HLB. Levantó tubería hasta 5618.64 ft. Alistó líneas y circuló en reversa hasta retornos limpios de cemento. Esperó back flow de operación de tapón balanceado de cemento hasta retornos limpios. Forzó 3 bls con 1270 psi. Cerró anular y esperó fragüe de tapón balanceado. RIH sarta de tubería en dobles desde 5618 ft @ 6119.63 ft y tubo a tubo desde 6119.63 ft @ 6249.45 ft donde encontró tope de cemento. Realizó prueba de inyección con 800 psi x 10 min, o.k. POOH sarta de tbg de 3 1/2" desde 6249.45 ft @ 5962.19 ft. Esperó fragüe de tapón balanceado.</p> <p>Continuó POOH sarta de tubería de 3 1/2" desde 5962.19 ft @ superficie. Quebró BHA No.9. Armó y bajó BHA No. 10 para operación de perforación de cemento y molienda del BP. Bajó con circulación y tocó tope de cemento @ 6240.07 ft. Cerró anular. Abrió preventor anular y perforó cemento desde 6240 ft @ 6258 ft bombeando 5 bls de pílora viscosa de 120 seg/qt c/a 2 paradas con los siguientes parámetros: 2000 lbs de peso; 40 rpm; 400 psi; 130 spm; 3.7 bpm. Realizó prueba de integridad con 500 psi x 15 min. o.k. Terminó de perforar cemento @ 6293.66 ft. Circuló hasta retornos limpios. Continuó perforando Bridge plug con 2000-3000 lbs de peso ; 40 rpm x 30 min. Incrementó parámetros paulatinamente así: 100 rpm; 8000 lbs y c/a 30 min realizó operación de pesca. Bombeó baches de 5 bls de pílora viscosa para limpieza de rípios. Circuló con kelly down a 6321.66 ft observando en la shaker retornos de molienda. Recibió 500 bls de agua dulce y filtró hacia frac tank. Circuló hasta retornos limpios @ 6321.66 ft. Continuó bajando sarta de tubería en dobles hasta tocar fondo del pozo @ 6760.52 ft. Circuló hasta retornos limpios y bombeó 15 bls de pílora viscosa de 120 seg/qt + colchón de agua de 20 bls + salmuera limpia para dejar en el pozo. POOH sarta de tubería desde 6760.52 ft @ superficie. Quebró BHA No.10. Esperó personal de HS para operación de registro y re-cañoneo de intervalo de interés.</p>

Reporte Final de Fluidos de Completamiento

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
Bogotá, Colombia
Tel.: 00 - 571-6169022
Fax: 00 - 571-2180270



DESCRIPCIÓN			
Diámetro del Hueco	8 3/4"	Profundidad alcanzada	7270 ft
Diámetro del Revestimiento	7 "	Profundidad del zapato	7265 ft
Diámetro Interno del Revestimiento	6.276"	Ángulo de desviación	25.76 °
Densidad Máxima de la Salmuera	8.4 ppg	Tiempo de operación	34
Fluido de Completamiento usado	SALMUERA FORMIATO DE SODIO		
Formaciones Cañoneadas y probadas	CARBONERA 7 / GACHETA		

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE COMPLETAMIENTO				
PROPIEDAD	PROGRAMA	MÍNIMA	MÁXIMA	TÍPICA
Densidad (ppg)	8.4	8.4	8.4	8.4
pH	7	7.0	7.0	7.0
Cl ⁻ (ppm)	200	100	175	187.5
NO ₃ ⁻	0 - 400	0	400	200

RESUMEN OPERACIÓN DE COMPLETAMIENTO
<p>Bajó campana e instaló flange adapter de HS. Realizó reunión pre-operacional y de seguridad por parte de HS. R/U sarta de cañones de 4 1/2" con 12 spf. Correlacionó intervalo con registros GR-CCL y cañoneó intervalo sin manifestación en superficie. Liberó flange adapter e instaló campana + flow line. R/D sarta de cañoneo. Armó y bajó BHA No.11 con scrapper de 7" + sarta de tubería de 3 1/2" RWO desde superficie @ 1586.40 ft. Continué verificando retornos de operación de limpieza del pozo y circuló hasta retornos limpios. Bombeó píldora viscosa de 15 bls en fondo del pozo + 20 bls de agua dulce + salmuera limpia para operación de re-cañoneo de intervalo. Preparó 70 bls de salmuera de completamiento de 8,4 ppg + aditivos. Transfirió 65 bls de salmuera-crudo a Serpectec. Continué bajando BHA No.11 con scrapper de 7"+ sarta de tubería de 3 1/2" reciprocando y repasando desde 6300 ft - 6320 ft @ 6433.2 ft. Realizó conexiones a la bomba para cambio de fluido del pozo de operación de cañoneo y limpieza con el scrapper. Desplazó salmuera de completamiento limpia desde el tanque No.1 al pozo y transfirió retorno de fluido a tanques de Serpectec. Transfirió 235 bls de fluido contaminado salmuera-crudo a tanques de Serpectec desde el tanque No.2 del equipo. POOH sarta de tubería desde 6433.29 ft @ superficie quebrando sarta tubo/tubo a los racks + BHA No.11 llenando hueco. Quebró Kelly. Realizó reunión pre-operacional y de seguridad por personal de HS para operación de corrida de empaque Ultra pack permanent. R/U unidad de wireline de HS con canasta para calibración + empaque.</p> <p>Preparó 100 bls de salmuera + aditivos. Realizó cambio de fluido dejando salmuera limpia en el hueco. Preparó 50 bls + de salmuera + aditivos para llenar hueco. Recibió agua dulce y filtro hacia frac tank aprox 450 bls. Continué bajando empaque Ultra pack permanent Arrowdrill de 7" y sentó @ 6323 ft, o.k. Realizó reunión pre-operacional y de seguridad para corrida del gravel pack. Armó y bajó sarta de empaquetamiento gravel pack BLACK CAT GP HRW de WTF. Realizó conexiones en superficie y probó standing valve con 2000 psi x 5 min, o.k. Bajó Gravel Pack con tubing de 3 1/2" EUE probando c/a 1000 ft con 3000 psi, o.k. y calibrando cada junta. Bajó sarta de empaquetamiento Gravel pack + tubing de 3 1/2" EUE hasta 4947 ft.</p> <p>Continué bajando sarta con Gravel pack + tubing de 3 1/2" desde 4947 ft @ 6257.60 ft. Esperó unidad de empaquetamiento de WTF. Realizó reunión pre-operacional para corrida del gravel pack. Instaló líneas de superficie y probó con 4500 psi, o.k. Continué bajando sarta desde 6257.60 ft @ 6323 ft. Probó standing valve con 3500 psi o.k. R/U herramientas de slick line SLS y pescó standing valve desde 6187 ft @ superficie. R/D slick line SLS. Posicionó sarta sobre el Black CAT GP. Lanzó bola de asiento y dejó gravitar bola 5 min x c/a 1000 ft. Asentó packer @ 6201 ft con 500 psi x 5 min incrementando presión x 15 min o.k. tensionó para liberar herramienta sin éxito. Liberó herramienta mecánicamente con 16 vueltas a la derecha. Posicionó pack en reversa. Realizó reunión pre-operacional para operación de empaquetamiento con grava por parte de WTF. Realizó pickling de tubería y operación de empaquetamiento según programa con grava mesh 20-40 hasta alcanzar screen out. Recibió back flow de pickling en tanque de viaje y salmuera en tanque de retorno. Circuló en reversa 2 volúmenes del tubing hasta retornos limpios de grava.</p> <p>POOH sarta de tubing de 3 1/2" + BHA No. 12 desde 3227.71 ft @ superficie. Quebró BHA No.12. Armó, calibró y midió BHA No. 13 Sarta de completamiento así: Mule shoe de 4x3"+ Seal Assy 4x3"+ packer locator 5.2x3"+ adapter 4,5x3"+ tbg 3 1/2"+ seating nipple 4,5x2.75" + tbg de 3 1/2"+ slinding sleeve Baker L. Total BHA = 69,14 ft. Probó con 2500 psi, o.k. Continué bajando sarta + BHA No.13 probando c/a 2000 ft con 2000 psi x 5 min, o.k. desde 135.69 ft @ 2235.24 ft. R/U unidad de SLS y bajó a pescar standing valve @ 2210 ft. Salió a superficie. Desarmó herramienta y bajó con sand bayler de 2" a tocar fondo encontrando tope de arena @ 6784 ft. Salió a superficie. Unidad de SLS instaló y bajó a sentar standing valve @ 2210 ft. Salió a superficie. Conectó líneas y probó standing valve con 2000 psi x 10 min, o.k. Continué bajando sarta de completamiento desde 2235 ft @ 6187 ft. Conectó tubing hanger y probó con 2500 psi, o.k. Espació unidad de sellos con el localizador del empaque con 7000 lbs de peso. Probó unidad sellos con 1000 psi x 10 min, o.k. R/U unidad de SLS bajó y pescó standing valve @ 6187 ft.</p>

Reporte Final de Fluidos de Completamiento

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
Bogotá, Colombia
Tel.: 00 - 571-6169022
Fax: 00 - 571-2180270



DESCRIPCIÓN			
Diámetro del Hueco	8 3/4"	Profundidad alcanzada	7270 ft
Diámetro del Revestimiento	7 "	Profundidad del zapato	7265 ft
Diámetro Interno del Revestimiento	6.276"	Ángulo de desviación	25.76 °
Densidad Máxima de la Salmuera	8.4 ppg	Tiempo de operación	34
Fluido de Completamiento usado	SALMUERA FORMIATO DE SODIO		
Formaciones Cañoneadas y probadas	CARBONERA 7 / GACHETA		

PROPIEDADES DEL FLUIDO DE COMPLETAMIENTO				
PROPIEDAD	PROGRAMA	MÍNIMA	MÁXIMA	TÍPICA
Densidad (ppg)	8.4	8.4	8.4	8.4
pH	7	7.0	7.0	7.0
Cl ⁻ (ppm)	200	100	175	187.5
NO ₃ ⁻	0 - 400	0	400	200

RESUMEN OPERACIÓN DE COMPLETAMIENTO
<p>POOH standing valve @ superficie. R/D SLS. Bajó herramienta de mesa rotaria. Retiró flow line y campana. Desinstaló BOP'S y retiró mesa rotaria de la cabeza del pozo. Instaló árbol de navidad. Conectó líneas de superficie a Serpectec. Armó unidad SLS y corrió shifting tool de 1.81" para abrir camisa. Sacó shifting tool de 1.81" y corrió shifting tool de 2.81" y abrió la camisa de la sarta de producción. Probó apertura de la camisa. Corrió y asentó la bomba jet de 2.81" de Serpectec. Probó la bomba jet por 6 horas, o.k. Liberó Rig. Desmanteló equipo.</p>

Reporte Final de Fluidos de Completamiento

QMAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018

Bogotá, Colombia

Tel.: 00 - 571-6169022

Fax: 00 - 571-2180270



CONCENTRACIONES DEL FLUIDO DE COMPLETAMIENTO

PRODUCTO	PROGRAMA	MÍNIMA	MÁXIMA	TÍPICA
FORMIATO DE SODIO	5,4 Lb/Bbl	5.4	6.7	8.75
Q - TDL 15	0,04 gpb	0.04	0.04	0.04
Q - KLEEN	0,04 gpb	0.04	0.04	0.04
Q - 4520	0,04 gpb	0.04	0.04	0.04
Q - CIDE L25	0,05 gpb	0.05	0.05	0.05
Q - NCa	0,05 Lb/Bbl	0.05	0.25	0.175

CONCENTRACIONES DE LA PILDORA VISCOSA Y PARA EL pH				
Q - XAN	2	2	4	4
SODA CAUSTICA	0.04	0.04	0.04	0.04

DESEMPEÑO DEL FLUIDO DE COMPLETAMIENTO

En la etapa inicial de la operación se bombeó la salmuera de completamiento formiato de sodio de 8.4 ppg más sus aditivos para desplazar el fluido que contenía el pozo que era agua dulce. Se realizó un pickling a la tubería donde se bombeó 10 bls de píldora viscosa de 120 seg/qt como espaciador y continuó bombeando 30 bls de píldora de limpieza de tubería donde finalizó con 30 bls de píldora viscosa de 120 seg/qt. Una vez las píldoras retornaron a superficie, se recibieron teniendo especial cuidado de recibir la píldora para la limpieza de la tubería en el tanque de viaje para su posterior disposición.

La salmuera que se preparó, llevó nitrato de calcio (0.5 Lb/bls) como trazador químico, reportando en pruebas de laboratorio una concentración entre los 50 mg/L - 200mg/L de ión nitrato (NO₃). El NCa que se adicionó cumplió su objetivo indicando el cambio entre la salmuera y el agua de formación en el momento de colocar el pozo en prueba o suabearlo. Durante la operación de limpieza de arena se bombearon entre 20 y 30 bls de píldora viscosa en baches de 5 bbl, 10 bbl y 10 bbl respectivamente para garantizar una limpieza efectiva del pozo logrando un óptimo desempeño ya que se logró limpiar el pozo y además proporcionaron un óptimo arrastre en las operaciones de perforación del cemento y de los empaques bridge plug.

Respecto a los aditivos el surfactante Q-Kleen y el rompedor de emulsión Q-4520 cumplieron las funciones en el fluido de completamiento de separar las fases agua (salmuera) - aceite y romper la emulsión normal agua (salmuera) - aceite. El bactericida Q-cide proporcionó protección al fluido de completamiento frente a la degradación bacteriana y ayudó a conservar durante más tiempo la salmuera en los tanques y dentro del pozo en las operaciones de registros. El producto Q TDL15 proporcionó protección como inhibidor de la corrosión al metal preservando en un mejor estado el Casing, la tubería de trabajo, las distintas herramientas e igualmente ayudó a contrarrestar la corrosión en los tanques del taladro y las líneas. Con respecto al pH del fluido se mantuvo en el rango de 7.0 a 8.0 y en la operación de perforación de cemento debido a la contaminación de la salmuera con este, el pH se incrementó drásticamente a 13.0, por lo cual se procedió a contrarrestar el efecto con la adición de ácido cítrico quedando nuevamente el pH entre el rango de 7.0 - 7.2.

Reporte Final de Fluidos de Completamiento

Q'MAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
Bogotá, Colombia
Tel.: 00 - 571-6169022
Fax: 00 - 571-2180270



ANÁLISIS DE VOLÚMENES	
DESCRIPCIÓN	VOLUMEN (bbl)
VOLUMEN INICIAL	0
ADICIONES DE AGUA	2223
ADICIONES DE QUÍMICA	32.52
TOTAL OPERACIÓN	2255.52

EQUIPO DE CONTROL DE SÓLIDOS					
EFICIENCIA			90%		
UNIDAD DE FILTRADO					
DESCRIPCIÓN			FILTROS		
Unidad de filtrado para 20 cartuchos			20" Longitud x 2" Diametro x 2 micrones de capacidad		
TANQUES DE PREPARACION Y ALMACENAMIENTO					
TANQUE 1			TANQUE 2		
COMPARTIMENTO 1	COMPARTIMENTO 2	TRAMPA	COMPARTIMENTO 1	COMPARTIMENTO 2	COMPARTIMENTO 3
1,06 Bbl/Pulgada	1,06 Bbl/Pulgada	1,01 Bbl/Pulgada	1,12 Bbl/Pulgada	1,53 Bbl/Pulgada	1,12 Bbl/Pulgada

COMENTARIOS
<p>Se recomienda que los tanque cuenten con una canal con comunicación a cada tanque para facilitar la realización de los circuitos de una forma más practica, además de poder trabajar cuando la operación lo amerite en circuito corto y permitan además recibir las píldoras viscosas y evitar que se mezclen con la salmuera.</p> <p>Para la preparación de los fluidos seria conveniente que se instalara una línea para poder utilizar el embudo con comunicación al tanque No.1. Con respecto a la shale shaker, se debe adecuar el equipo para garantizar un mejor manejo de los sólidos, preferiblemente utilizando una malla mesh mas fina, lo cual ayudaría a que haya una mejor limpieza y remoción de los residuos.</p>

Reporte Final de Fluidos de Completamiento

Q'MAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
 Bogotá, Colombia
 Tel.: 00 - 571-6169022
 Fax: 00 - 571-2180270



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se debe adecuar la shaker al sistema preferiblemente con malla mesh mas fina para separar la mayor cantidad de arena de la salmuera y evitar sólidos suspendidos. También adecuar un sistema para separar las píldoras enviadas al pozo de la salmuera que sale del mismo, ya que la presencia de polímeros en la salmuera dificulta la migración del crudo a la superficie del fluido y éste no se logra separar de la salmuera en su totalidad. Por otro lado los polímero se degradan más fácilmente propiciando el crecimiento bacteriano y por ende la degradación de la salmuera.

Las píldoras como se manejaron presentaron buen arrastre de arenas a superficie garantizando la limpieza del hueco. La salmuera permaneció durante todo el trabajo de producción en condiciones favorables, el agua se mantuvo filtrada con la unidad de filtración con filtros a 2 μm .

RECOMENDACIONES:

Para la preparación de los fluidos sería conveniente que se instalara una línea para poder utilizar el embudo con comunicación al tanque No.1. Con respecto a la shale shaker, se debe adecuar el equipo para garantizar un mejor manejo de los sólidos.

Se recomienda y es de gran utilidad el acondicionar los switches para operar los agitadores desde los tanques del taladro esto para que haya una mejor maniobrabilidad y ganancia de tiempo en la operación.

Se recomienda la instalación de la cubierta en los tanques del taladro, ésto asegura conservar las propiedades de los fluidos allí almacenados, píldoras, salmueras, etc. y protege al personal y los productos químicos de la lluvia y el sol al momento de preparar los fluidos.

Se recomienda modificar el sistema de aseguramiento de la tapa del tambor del filtro del tanque succión, reduciéndolo de 8 tornillos a 1 tornillo, esto permitiría hacer la limpieza del filtro de forma más práctica y rápida, lo anterior es muy importante en el caso que se tapone el filtro por algún motivo y nos encontremos perforando (cemento, empaque bridge plug, etc.) donde no se debe parar el bombeo, evitando así alguna pega o empaquetamiento.

Reporte Final de Fluidos de Completamiento

Q'MAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
Bogotá, Colombia
Tel.: 00 - 571-6169022
Fax: 00 - 571-2180270



LECCIONES APRENDIDAS

Para las operaciones de lavado de arena y otras operaciones que involucren el manejo de arena se debe contar con un sistema para separación de sólidos como la shale shaker con una malla adecuada ya que la salmuera que retorna del pozo después de éstas operaciones se debe reutilizar y ésta trae un alto contenido de sólidos, en éstas condiciones se recomienda pasarla nuevamente por la unidad de filtrado para limpiarla.

No se debe pasar la salmuera contaminada con crudo por la unidad de filtrado ya que reduce la vida útil de los filtros, para filtrar este tipo de fluido se debe contar con filtros para crudo.

Disponer en el menor tiempo posible la píldora para la limpieza de la tubería ya que a pesar de ser neutralizada esta corroe el metal y ocasionan daños al estar en contacto con ésta. También al permanecer en el tanque y con las aguas lluvias incrementan su volumen lo cual puede provocar un derrame.

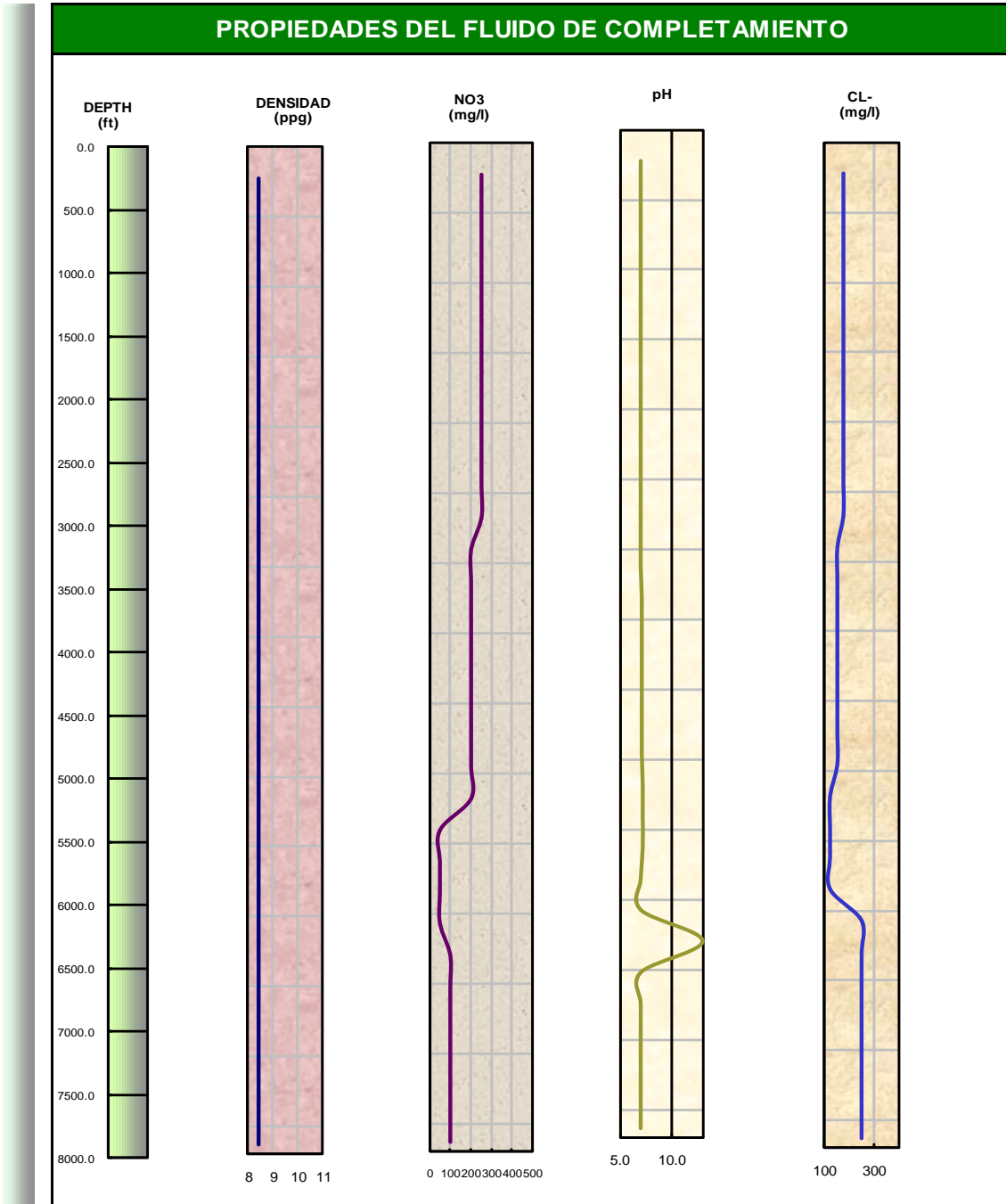
En el momento de bombear la píldora viscosa, el filtro del tanque succión se tapó, hubo que parar el bombeo y limpiar la malla, se observó que los orificios del filtro son muy finos, hay que estar pendiente en el bombeo de éstas píldoras mantenerlo limpio antes de éste tipo de operaciones para evitar parar la operación ocasionando pérdidas de tiempo.

Reporte Final de Fluidos de Completamiento

Q'MAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018
Bogotá, Colombia
Tel.: 00 - 571-6169022
Fax: 00 - 571-2180270





Reporte Final de Fluidos de Completamiento

Q'MAX SOLUTIONS COLOMBIA

Calle 100 No. 8A-49, TB, Of 1018

Bogotá, Colombia

Tel.: 00 - 571-6169022

Fax: 00 - 571-2180270



